

LAPPEENRANNAN-LAHDEN TEKNILLINEN YLIOPISTO LUT  
LAPPEENRANTA-LAHTI UNIVERSITY OF TECHNOLOGY LUT

LUT School of Energy Systems  
Sähkötekniikka

## LUT Scientific and Expertise Publications

*Tutkimusraportit – Research Reports*

147

Jouni Haapaniemi, Antti Supponen, Otto Räisänen, Juha Haakana, Julius Vilppo, Sami Repo, Jukka Lassila

**Laaja-alaisen aurinkosähkön yleistymisen  
huomioivat sähköverkon mitoitusperiaatteet**

 LUT  
University

LUT-yliopisto  
LUT School of Energy Systems  
Tutkimusraportti 147  
LUT University  
LUT School of Energy Systems  
Research report 147

Jouni Haapaniemi, Antti Supponen, Otto Räisänen, Juha Haakana, Julius Vilppo, Sami Repo,  
Jukka Lassila

## **Laaja-alaisen aurinkosähkön yleistymisen huomioivat sähköverkon mitoitusperiaatteet**

LUT University  
LUT School of Energy Systems  
PL 20  
35851 LAPPEENRANTA  
ISBN 978-952-335-889-8 (PDF)  
ISSN-L 2243-3376  
ISSN 2243-3376

Lappeenranta 2022

## Alkusanat

Tämä raportti käsittelee tutkimushankkeen *Laaja-alaisen aurinkosähkön yleistymisen huomioivat sähköverkon mitoitusperiaatteet* tuloksia. Tutkijaosapuolina projektissa olivat Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT ja Tampereen yliopisto. Tutkimusprojektin kesto oli 1.11.2021–31.10.2022. Tutkimusprojektiin osallistuivat tutkijat, TkT Jouni Haapaniemi (LUT-yliopisto), DI Antti Supponen (Tampereen yliopisto), DI Otto Räisänen (LUT-yliopisto), TkT Juha Haakana (LUT-yliopisto), DI Julius Vilppo (LUT-yliopisto), Professori Sami Repo (Tampereen yliopisto) ja Apulaisprofessori Jukka Lassila (LUT-yliopisto).

Projektin rahoittivat Sähkötutkimuspooli, Sähkötekniikan ja energiatehokkuuden edistämiskeskus STEK ry, Kymenlaakson Sähköverkko Oy, Elenia Verkko Oyj, Tampereen Sähköverkko Oy, Trimble Solutions Oy ja Lammaisten Energia Oy.

Projektista järjestettiin 19.4.2022 työpaja, johon osallistui tutkijoiden ja ohjausryhmän jäsenten lisäksi Energiateollisuuden teknisiä suosituksia kokoavan työryhmän jäseniä ja Suomen aurinkoenergiayhdistys ry:n jäseniä. Työpajassa käsiteltiin muun muassa aurinkoinvertterien säätöjen käytännön toteutettavuudesta ja eri toimijoiden näkökulmista aurinkosähköjärjestelmien mitoittamiseen. Tutkijat haluavat kiittää työpajaan osallistuneita henkilöitä hyvistä keskusteluista ja ideoista.

Tutkijat haluavat kiittää ohjausryhmää tutkimuksen asiantuntevasta ohjaamisesta sekä hyvistä kommentteista ja ideoista tutkimuksen aikana.

Lappeenrannassa ja Tampereella 31.10.2022.

Tekijät

## Preface

This research report presents the results of the research project *Laaaja-alaisen aurinkosähkön yleistymisen huomioivat sähköverkon mitoitusperiaatteet (Distribution grid dimensioning principles considering wide-spread distributed solar photovoltaics generation)*. Research was carried out by Lappeenranta-Lahti University of Technology LUT and Tampere University during 1.11.2021–31.10.2022. Research group comprised of D.Sc.(Tech.) Jouni Haapaniemi (LUT University), M.Sc.(Tech.) Antti Supponen (Tampere University), M.Sc.(Tech.) Otto Räisänen (LUT University), D.Sc.(Tech.) Juha Haakana (LUT University), M.Sc.(Tech.) Julius Vilppo (LUT University), Prof. Sami Repo (Tampere University) and Associate Professor Jukka Lassila (LUT University).

The project was funded by Electricity research pool, Electricity Research Pool, The Promotion Centre for Electrical Engineering and Energy Efficiency STEK, Kymenlaakson Sähköverkko Oy, Elenia Verkko Oyj, Tampereen Sähköverkko Oy, Trimble Solutions Oy and Lammaisten Energia Oy.

A workshop regarding the project was organized at 19.4.2022. Participants included, in addition to the steering group members and the researchers, members of the working group responsible for collecting technical recommendations by the Finnish Energy (ET) and members of Suomen Aurinkoenergiayhdistys ry (Finnish solarenergy association). Researchers would like to thank participants to the workshop of good conversations and ideas.

Researchers would like to thank the steering group for proficient steering, comments and ideas during the project.

Lappeenranta and Tampere 31.10.2022.

Authors

## Tiivistelmä

Tässä raportissa esitetään tutkimushankkeen ”*Laaja-alaisen aurinkosähkön yleistymisen huomioivat sähköverkon mitoitusperiaatteet*” tuloksia. Tutkimushankkeessa selvitettiin miten nykyiset aurinkosähkön huomioivat sähköverkon mitoitusperiaatteet soveltuvat sekä yksittäisten suurten että laajasti yleistyvien kotitalouskokoluokan aurinkosähkölaitteiden liittämiseen, ja miten mitoitusperiaatteita tulisi kehittää. Tämän lisäksi tutkimuksessa selvitettiin joustavien ratkaisuiden, kuten aurinkosähköinverttereiden loistehon säädön, vaikuttavuutta verkon kapasiteetin riittävyyteen aurinkosähkölaitteiden yleistyessä.

Tutkimuksessa havaittiin, että nykyisessä nopeiden jännitemuutosten yhtälöön perustuvassa voimalaitoksen vaikutusten mitoitusperiaatteissa on päivitystarpeita liittyen aurinkosähkötalouden ominaispiirteet huomioon ottaen parametrisointiin. Toisin sanoen, nykyiset parametrisoinnit voivat johtaa tarpeettomiin sähköverkoston vahvistusinvestointeihin tai vaihtoehtoisesti asiakkaiden aurinkosähkölaitteiden mitoituksen rajoittamiseen tarpeettoman pieniksi.

Aurinkosähkön laaja-alaisen yleistymisen huomioinnissa tulee tarkastella myös jännitetason nousua sähköverkossa. Tutkimuksessa havaittiin, että aurinkosähköinvertterien hyödyntämisellä loistehon säätöön voidaan hillitä jännitteen nousun ongelmia. Simulaatioiden perusteella havaittiin myös, että maltillinen aurinkosähkön yleistyminen vähentää sähköverkossa muodostuvia häviöitä. Loistehon säädön käyttämisen havaittiin lisäävän hieman häviöitä ja aiheuttavan jakelumuuntajien ylikuormittumisriskin kasvua, mutta simulaatioiden perusteella näiden merkitys on vähäinen, jollei hyvin suurella osalla asiakkaista ole aurinkosähkölaitteita.

## Abstract

This report presents the results of the research project *Laaja-alaisen aurinkosähkön yleistymisen huomioivat sähköverkon mitoitusperiaatteet (Distribution grid dimensioning principles considering wide-spread distributed solar photovoltaics generation)*. In the project we analyzed how present grid dimensioning principles considering solar PV generation are compatible for connecting single large-scale solar PV systems and also wide-spread household-scale PV systems, and how these principles should be developed. In addition, this project focused on studying the flexible solutions, such as solar inverter reactive power control, effectiveness on network capacity sufficiency when solar PV production becomes more and more popular.

The research shows that there are needs for updating the current equation used for dimensioning a generators effects to the grid regarding parametres which take into account the unique charecteristics of solar PV generation. The current parametres can lead to unnessecary grid reinforcement investments, or alternatively, to unnecessary restrictions in solar PV system sizes for customers.

In the consideration of widespread solar PV generation the rising voltage levels should also be examined. The research shows that the use of solar PV inverters for reactive power control restrains problems resulting from rising voltage levels. The use of reactive power control was shown to lead to a slight increase in grid losses and risk for overloading distribution transformers. However, based on the simulations these have a minimal effect unless a significant portion of the customers has a solar PV system.

# Sisällysluettelo

<b>1</b>	<b>Taustaa ja projektin tavoitteet</b>	<b>8</b>
1.1	Sähköverkon rooli aurinkosähkön yleistymisessä . . . . .	9
1.2	Projektin tavoitteet . . . . .	9
<b>2</b>	<b>Aurinkosähkön verkkoon liittäminen</b>	<b>10</b>
2.1	Nykyiset verkoston mitoitusperiaatteet . . . . .	10
2.1.1	Jakeluverkon jännite ja jännitteen vaihtelut . . . . .	10
2.1.2	Terminen kuormitettavuus . . . . .	15
2.1.3	Pienin oikosulkuvirta . . . . .	16
2.1.4	Sähköverkon häviöt . . . . .	18
2.2	Erilaiset toimintaympäristöt sähköverkossa aurinkosähkön näkökulmasta . . . .	19
2.2.1	Kaupunkialueet . . . . .	19
2.2.2	Taajama-alueet . . . . .	19
2.2.3	Haja-asutusalueet . . . . .	19
2.3	Nykyinen pientuotannon jakeluverkkoon liittämisen mitoitusperiaate . . . . .	19
2.4	Vaihtoehdot kapasiteetin riittävyyden takaamiseksi . . . . .	20
2.4.1	”Kovat” menetelmät . . . . .	20
2.4.2	”Puolikovat” menetelmät . . . . .	21
2.4.3	”Pehmeät” menetelmät . . . . .	21
2.5	Ratkaisujen yhteiskunnallinen merkittävyys . . . . .	22
<b>3</b>	<b>Aurinkosähkön mallintaminen</b>	<b>23</b>
3.1	Aurinkosähkön tuotantotehon mallintaminen . . . . .	23
3.2	Avoimien aineistojen hyödynnettävyys aurinkosähkön mallintamisessa . . . . .	25
3.2.1	Aurinkosähkölle soveltuvien kattopinta-alojen arvioiminen . . . . .	25
3.3	Tutkimusaineistot . . . . .	25

3.3.1	Johtolähtötason simulaatiot . . . . .	25
3.3.2	Pienjännitteiset caseverkot . . . . .	26
3.3.3	LUT-yliopiston aurinkosähködatat . . . . .	27
<b>4</b>	<b>Yksittäisen verkon kantokykyyn nähden suuren aurinkosähköjärjestelmän liittäminen</b>	<b>28</b>
4.1	Oikosulkuimpedanssin avulla laskeminen . . . . .	28
4.1.1	$i_{\text{suhde}}$ -parametrin asettamisen vaikutus jännitteeseen . . . . .	29
4.2	Aurinkosähkötuotantodatan analysointi . . . . .	30
4.2.1	Aurinkosähkötuotanto 10 minuutin resoluutiolla . . . . .	31
4.2.2	Aurinkosähkötuotanto sekuntiresoluutiolla . . . . .	33
4.3	Jännitteen vaihteluihin vaikuttaminen loistehon säädöllä . . . . .	39
4.4	Johtopäätökset . . . . .	40
<b>5</b>	<b>Verkostovahvistusten lykkääminen laajamittaisen aurinkosähkön kohdistuessa samalle alueelle</b>	<b>42</b>
5.1	Ongelman asettelu . . . . .	42
5.2	Keskijännitejohtolähtötason simulaatiot . . . . .	43
5.2.1	Jännitteiden kehittyminen aurinkosähkön myötä . . . . .	43
5.2.2	Häviöiden kehittyminen aurinkovoimaloiden loistehosäädön myötä . . . . .	49
5.2.3	Jakelumuuntajien kuormittuminen aurinkovoimaloiden loistehosäädön myötä . . . . .	53
5.3	Pienjänniteverkkojen simulaatiot . . . . .	55
5.3.1	$\cos\phi$ säätö vs. $Q(U)$ -säätö . . . . .	56
5.3.2	Jakelumuuntajan käämikytkin . . . . .	58
5.3.3	Varastopalvelut . . . . .	58
5.3.4	Tuotannon leikkaus . . . . .	59
5.3.5	Esimerkkiverkkojen tarkastelu . . . . .	60
5.4	Tulosten yhteenveto . . . . .	63



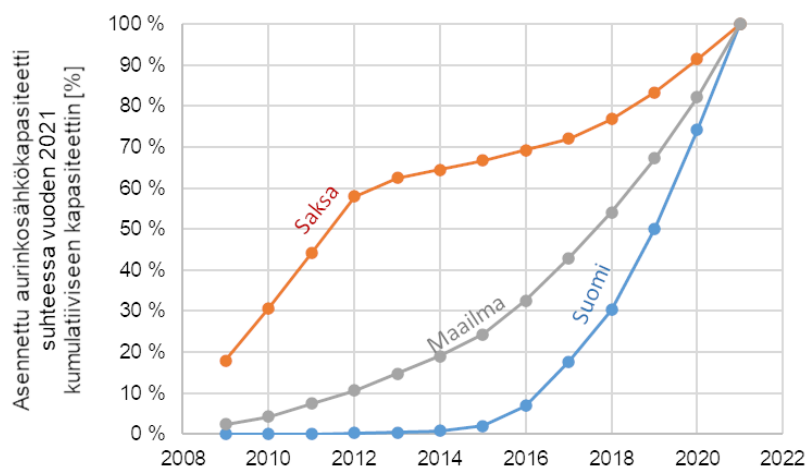
<b>6</b>	<b>Pohdinta</b>	<b>64</b>
<b>7</b>	<b>Johtopäätökset</b>	<b>66</b>
7.1	Jatkotutkimustarpeet . . . . .	66
<b>8</b>	<b>Yhteenveto</b>	<b>68</b>
	<b>Viitteet</b>	<b>69</b>

# 1 Taustaa ja projektin tavoitteet

Hajautettu pientuotanto ja erityisesti aurinkosähköjärjestelmät ovat yleistyneet voimakkaasti sähköjärjestelmissä 2010-luvulla. Perinteisesti sähköverkosto on toiminut yksisuuntaisena siirto-kanavana keskitetyiltä sähköntuotantovoimaloilta loppuasiakkaille. Hajautetun pientuotannon yleistymisen muuttaa tilannetta siten, että ajoittain sähköteho virtaa asiakkailta sähköjärjestelmään päin.

Aurinkosähköjärjestelmien voimakas yleistymisen alkoi 2010-luvulla maista, joissa asetettiin tukimekanismeja. Yhä useampien asiakkaiden hankkiessa aurinkosähköjärjestelmän, massatuotanto alkoi laskemaan aurinkosähköjärjestelmien hintaa. Aurinkopaneelien hinnan laskeminen teki aurinkosähköjärjestelmien hankkimisesta kannattavaa myös sellaisissa maissa, joissa aurinkosähkötuotantoa ei tueta tukimekanismeilla.

Suomessa aurinkosähköjärjestelmien yleistymisen on ollut hitaampaa kuin yleisesti maailmalla. Viime vuosina aurinkosähköjärjestelmien asennusmäärät ovat kuitenkin lisääntyneet Suomessa voimakkaasti. Kuva 1.1 havainnollistaa asennetun aurinkosähkökapasiteetin kehittymistä.



Kuva 1.1: Asennetun aurinkosähkötuotantokapasiteetin kehittyminen Suomessa, Saksassa ja maailmalla yleisesti. Luvut on suhteutettu vuoden 2021 tilanteeseen [1, 2, 3, 4].

Kuvan 1.1 mukaisesti aurinkosähkön yleistymisen oli 2010-luvun alkupuolella erittäin voimakasta Saksassa. Maailmanlaajuisesti asennettu kapasiteetti on kasvanut kiihtyvällä tahdilla. Suomessa asennusmäärät olivat erittäin pieniä vuoteen 2015 saakka, mutta tämän jälkeen aurinkosähköjärjestelmät ovat yleistyneet kiihtyvällä tahdilla.

Vuoden 2022 energiakriisi on kasvattanut sähkön hintaa, minkä on havaittu vaikuttavan aurinkosähkön kiinnostavuuteen sekä asennettavien järjestelmien mitoittamiseen järjestelmäkokoja kasvattavasti.

## **1.1 Sähköverkon rooli aurinkosähkön yleistymisessä**

Sähkönjakeluverkossa on aiemmin siirretty pääasiassa sähköenergiaa kantaverkosta loppukäyttäjille, eli sähköä on siirretty vain yhteen suuntaan. Hajautetun pientuotannon yleistyessä asiakkaat tuottavat osan tarvitsemastaan sähköenergiasta itse ja tuotannon ylittäessä kuluttajan oman tarpeen tuottavat he sähköenergiaa sähköverkkoon siirrettäväksi muille sähkökäyttäjille.

Sähkönjakeluverkkoa ei ole suunniteltu alunperin sähkötehon siirtämiseen myös asiakkailta verkkoon päin. Aurinkosähkövoimaloiden yleistymisen seurauksena sähköverkossa voi ilmetä ongelmia muun muassa jännitteiden noustessa liian korkeiksi tai sähköverkon komponenttien ylikuormittuessa. Sähköverkoston komponenttien tekninen pitoaika on pääasiassa 40–50 vuotta, joten nyt tehtävissä mitoitusvalinnoissa pitäisi pystyä ennakoimaan asiakkaiden sähkönkulutus ja -tuotanto tarpeet pitkälle tulevaisuuteen. Mikäli mitoitusvalinnat osoittautuvat liian kevyiksi, verkkoa joudutaan vahvistamaan ennenaikaisesti, mikä kasvattaa sähkönjakelun kustannuksia. Toisaalta verkon mitoittaminen varman päälle voi aiheuttaa tarpeetonta verkko-omaisuuteen sitoutuvan pääoman kasvua. Molemmissa tapauksissa mitoittamisvirheestä aiheutuvat kustannukset tulevat lopulta verkkopalvelumaksujen kautta asiakkaiden maksettaviksi.

## **1.2 Projektin tavoitteet**

Tämän projektin keskeisimpänä tavoitteena on määritellä menetelmät joilla aurinkosähköjärjestelmien yleistymisen voidaan hallita verkostonmitoituspäätöksissä ja löytää yhteiskunnallisesti kustannustehokkaimpia toteutuskeinoja pientuotannon yleistymisen aiheuttamien haasteiden hallintaan. Tutkimuksessa selvitetään miten nykyisin käytettävä aurinkosähkön huomioiva mitoituskäytäntö soveltuu aurinkosähkön verkostovaikutusten arviointiin ja kuinka mitoituskäytäntöjä kannattaa mahdollisesti päivittää. Tutkimuksessa selvitetään myös, minkälaisia vaikutuksia aurinkosähkön yleistymisen voi aiheuttaa sähköverkon kapasiteetin riittävyydelle. Tämän jälkeen selvitetään, minkälainen arvo voidaan saavuttaa joustavien keinojen hyödyntämisellä perinteisten verkoston vahvistusinvestointien sijasta.

## 2 Aurinkosähkön verkkoon liittäminen

Aurinkosähkön yleistymisen voi vaikuttaa merkittävästi sähköverkkoinfrastruktuurin kuormiin. Perinteisesti verkkoinfrastruktuurissa on oletettu sähkötehon kulkevan sähköjärjestelmässä suurilta tuotantoyksiköiltä, kuten ydin-, vesi- ja kaasuvoimaloilta, kantaverkon ja paikallisten jakeluverkkojen kautta loppuasiakkaille. Hajautetun pientuotannon yleistymisestä johtuen sähkönkäyttäjien tuotanto on ajoittain suurempaa kuin heidän sähkökulutuksensa, mikä johtaa siirretyn tehon virtaussuunnan muuttumiseen.

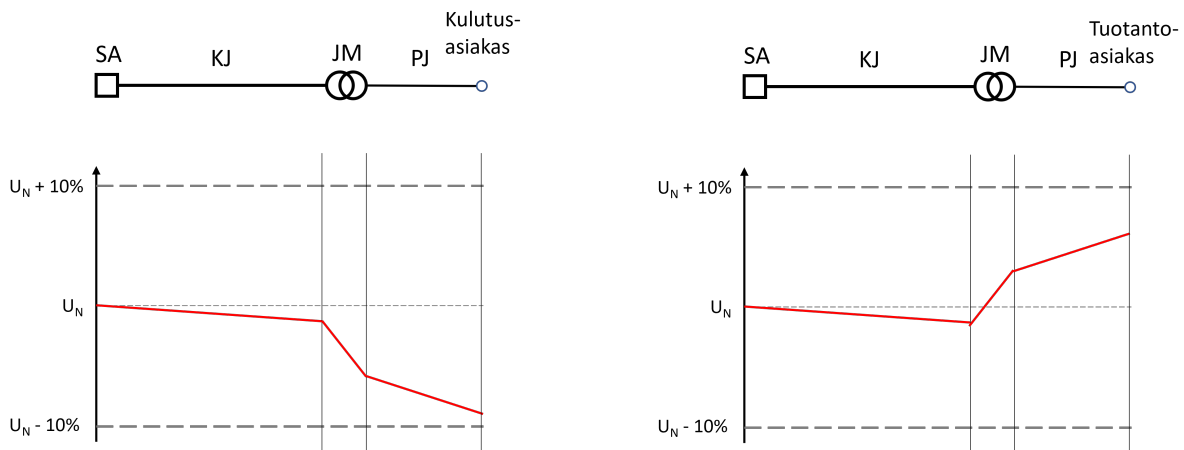
### 2.1 Nykyiset verkoston mitoitusperiaatteet

Sähköverkon mitoittamiseen vaikuttaa useita tekijöitä, joista keskeisimpiä ovat sähköturvallisuus, sähkönlaatu ja teknistaloudellinen elinkaarikustannusten optimointi.

#### 2.1.1 Jakeluverkon jännite ja jännitteen vaihtelut

Sähköverkon mitoittamisen kannalta oleellisia tekijöitä ovat asiakkaiden liittymien jännitetasot sekä jännitteiden nopeat vaihtelut. Sähköverkon jännite on riippuvainen siirrettävistä tehoista sekä sähköverkon impedanssista. Perinteisesti jännite on vaikuttanut verkoston mitoittamiseen pääasiassa talven lämmityskauden huippukuormitustilanteen myötä. Asiakkaan jännitetason nostamiseksi sähköverkon jakelumuuntajille on asennettu väliottokytkimiä, joilla pienjänniteverkon jännitettä saadaan manuaalisesti nostettua. Jännitettä säädetään myös sähköasemilla päämuuntajien käämikytkimellä, jolla voidaan tyypillisesti säätää jännitettä automatisoidusti. Sähköasemilla kiskojännite pidetään tyypillisesti nimellistä jännitettä korkeampana, jotta asiakkaiden jännitteet olisivat lähempänä nimellistä.

Aurinkosähkön yleistymisen voi aiheuttaa asiakkaiden jännitteiden nousemisen nimellisarvoa korkeammiksi. Kun tuotantoa on enemmän kuin kulutusta, sähkövirran suunta muuttuu sähköverkossa. Kuva 2.1 havainnollistaa periaatteellisella tasolla sähköverkon jännitettä tilanteissa jolloin muuntopiirin asiakkaiden kulutus laskee asiakkaiden jännitteitä (a) tai tuotantoa syötetään verkkoon päin ja muuntopiirin sisällä asiakkaiden jännitteet nousevat (b).



Kuva 2.1: Periaatteellinen kuva sähköverkon jännitteestä. Oikeanpuoleisessa kuvassa on oletettu, että pienjänniteverkossa on enemmän tuotantoa kuin kulutusta, jolloin jännite kasvaa muuntopiirin sisällä. Johtolähdöllä on oletettu olevan kuitenkin niin matala aurinkosähköpenetraatio ettei jännite nouse keskijänniteverkon puolella. SA = Sähkösäätökeskus, KJ = keskijänniteverkko, JM = jakelumuuntaja, PJ = pienjänniteverkko.

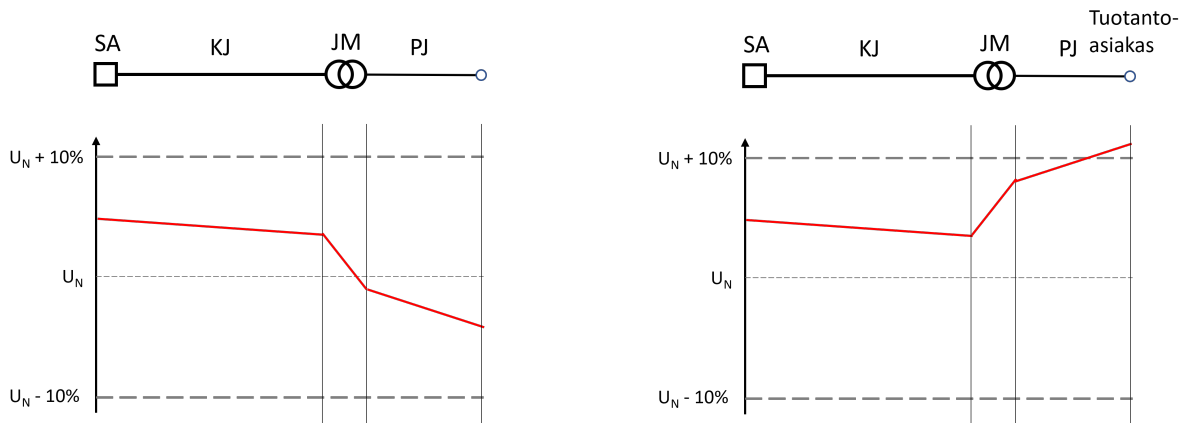
Käytännössä kuvassa 2.1 olevien jännitteen nousua tai laskua kuvaavien viivojen jyrkkyydet riippuvat merkittävästi valituista komponenttimitoituksista sekä siirrettävistä sähkötehoista.

Liian matalat tai korkeat jännitteet ovat ongelmallisia, aiheuttaen pahimmillaan laiterikkoja asiakkaille. Pienjännitteisen jakeluverkon asiakkaan nimellisjännite on 230 V ja jännitteen tulee pysyä rajoissa[5]:

- 95 % jakelujännitteen tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvoista tulee olla välillä -10 % – +10 %
- kaikkien tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvojen tulee olla välillä  $U_n - 15\% - +10\%$ .

Asiakkaiden jännitteelle asetetaan sähköverkon suunnittelussa tavoitearvot, jotka ovat tiukemmat kuin standardin sallima vaihteluväli.

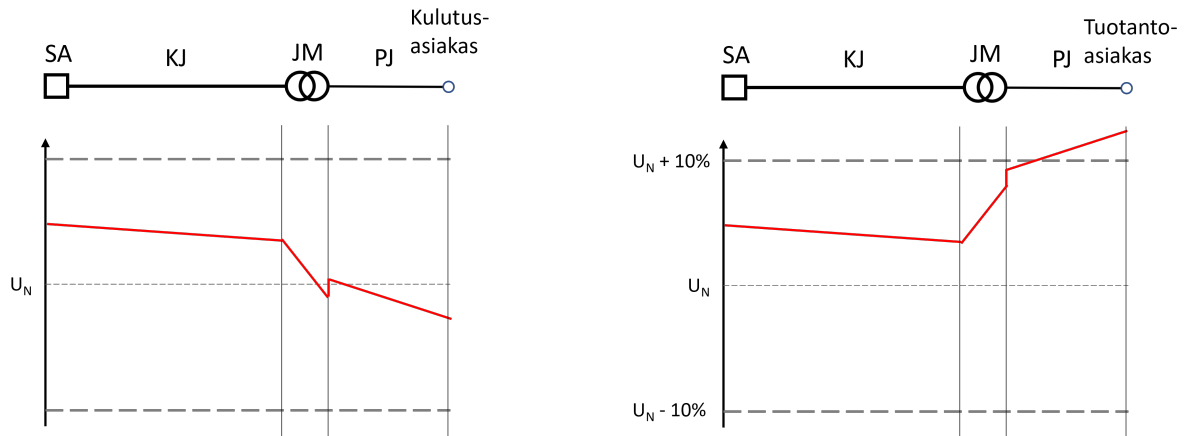
Perinteisesti sähköverkossa teho on siirtynyt ylemmiltä jännitetasoilta kohti pienasiakkaita, jolloin jännite alenee verkossa. Tämän vuoksi jännitettä on nostettu päämuuntajan käännytyksellä nimellistä arvoa suuremmaksi, jotta asiakkaiden jännitteet olisivat lähempänä nimellistä 230 V arvoa. Keskijänniteverkon jännitteen pitäminen nimellistä korkeampana voi kuitenkin aiheuttaa ongelmia jännitteen nousun näkökulmasta. Kuva 2.2 esittää periaatteellisella tasolla päämuuntajan käännytyksen säädön muodostavan hyödyn ja toisaalta tuotantoasiakkaiden kannalta ylijännitteen riskin jännitteensäädössä.



Kuva 2.2: Päämuuntajan käämikytkimellä voidaan säätää koko johtolähdön jännitettä muuttamalla jännitetasoa johtolähdön alussa.

Vertaamalla kuvia 2.1 ja 2.2 voidaan havaita, että päämuuntajalla voidaan vaikuttaa johtolähdön alkupään jännitteeseen, jolloin myös asiakaspään jännitteet nousevat. Tämä voi aiheuttaa haasteita jännitteen noustessa tuotantoasiakkailla.

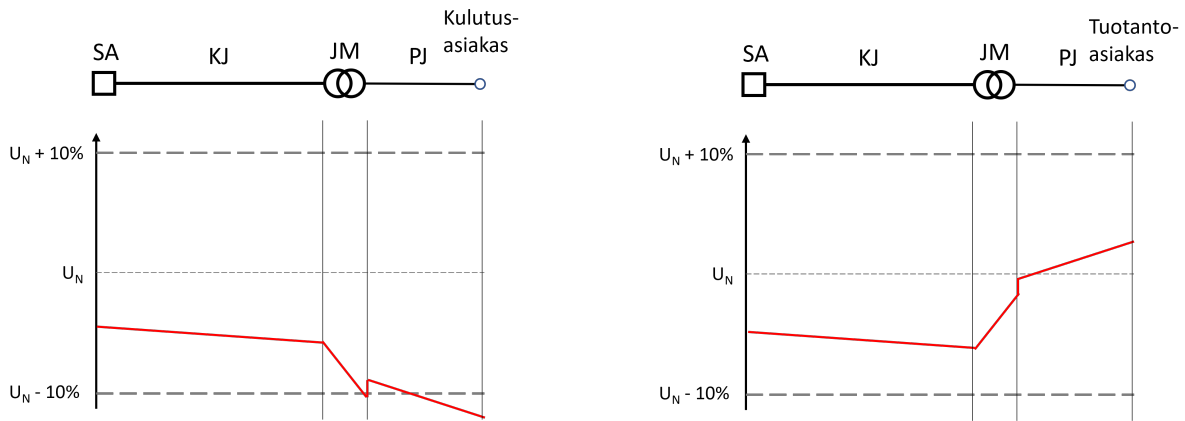
Asiakkaiden jännitetasoa on joissain tapauksissa korotettu jakelumuuntajan väliottokytkimen avulla, jotta jännitteet eivät laske esimerkiksi kovimpien pakkasten aikana tapahtuvan korkean kuormituksen seurauksena liian mataliksi. Kuva 2.3 havainnollistaa periaatteellisella tasolla väliottokytkimen vaikutusta.



Kuva 2.3: Jakelumuuntajan väliottokytkimellä voidaan tukea pienjänniteverkon jännitettä muuttamalla muuntajan muuntosuhdetta.

Jakelumuuntajien väliottokytkimellä muutetaan jakelumuuntajan muuntosuhdetta siten, että pienjänniteverkon jännitteitä saadaan säädettyä. Jakelumuuntajan väliottokytkimen säätäminen voidaan tehdä ainoastaan jännitteettömänä, joten tyypillisesti asetusta ei muuteta. Pientuotannon yleistyessä väliottokytkimellä nostettu jännitetaso PJ-verkossa voi aiheuttaa haasteita.

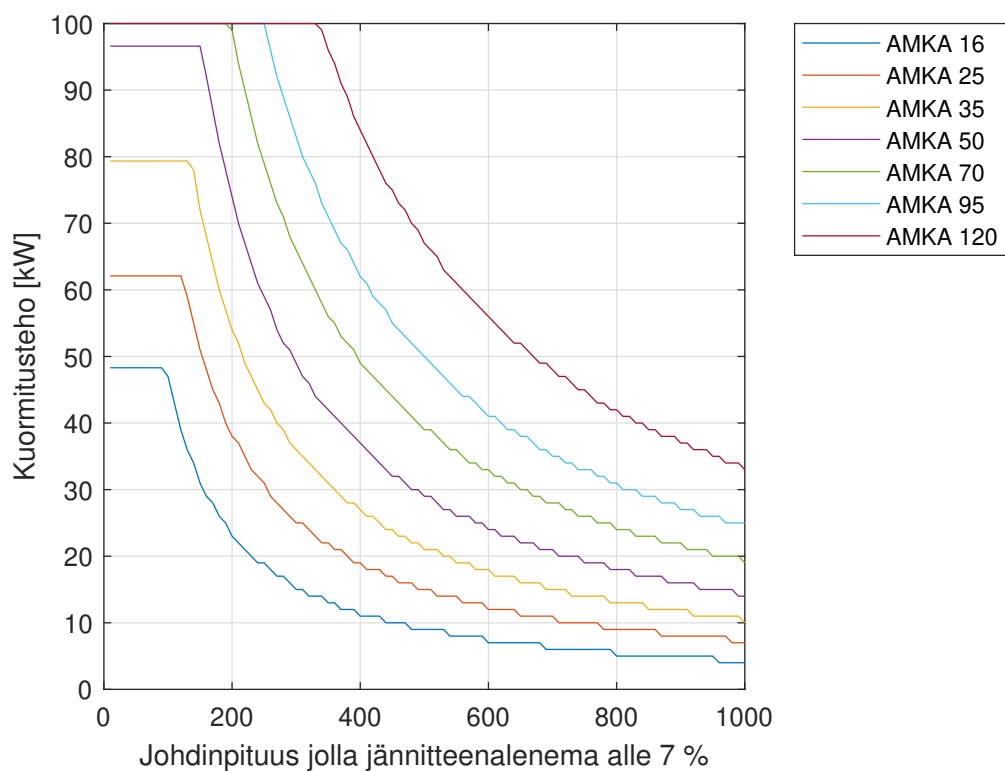
Päämuuntajan käämikytkimellä voitaisiin myös laskea johtolähdön alkupään jännitettä, jotta tuotantoasiakkaiden jännitteen nousu ei aiheuttaisi liian korkeita jännitteitä asiakkaiden liittymissä. Kuvassa 2.4 havainnollistetaan periaatteellisella tasolla johtolähdön jännitetason laskemista päämuuntajan käämikytkimellä.



Kuva 2.4: Päämuuntajan käämikytkintä voidaan käyttää myös keskijänniteverkon jännitteen laskemiseksi.

Päämuuntajan käämikytkimen käyttäminen jännitetasojen laskuun voi kuitenkin aiheuttaa ongelmia, mikäli samaan sähköasemaan on kytkettynä sellaisia asiakkaita, joiden kuormat ovat korkeat myös kesäpäivinä.

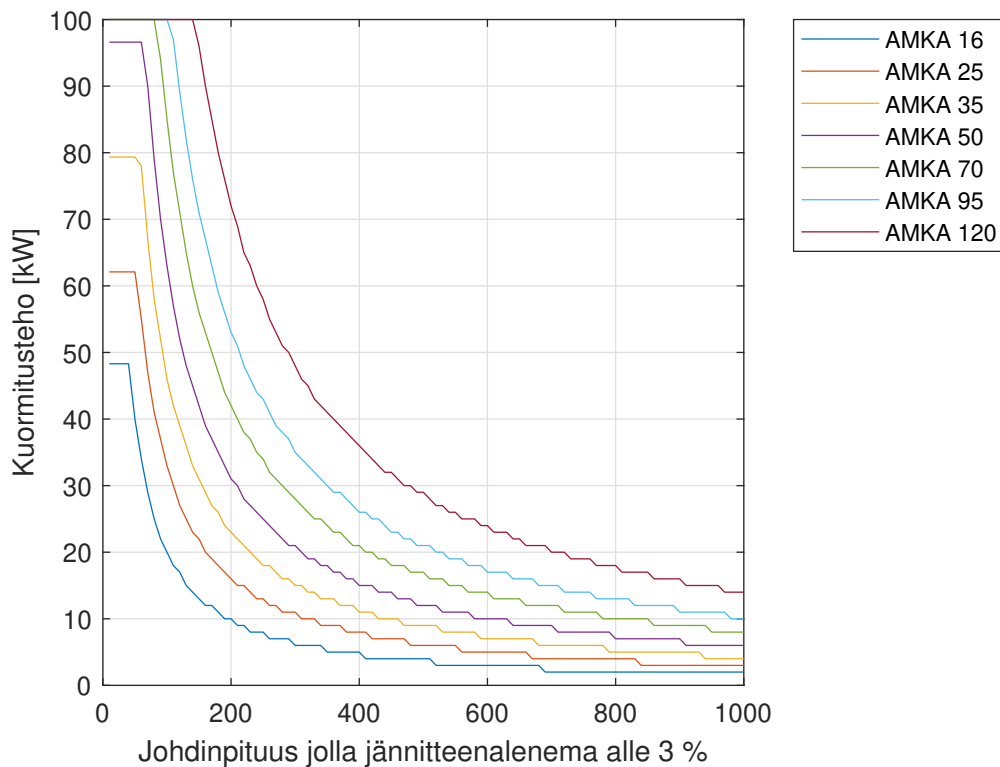
Pienjänniteverkon johdin poikkipintojen valintaan vaikuttaa merkittävästi siirrettävät huipputehot, johdinpituudet ja sallittava jännitteenalenema pienjännite(PJ)-verkossa. Kuvassa 2.5 havainnollistetaan suurinta PJ-verkossa siirrettävää tehoa eri johtopituuksilla mikäli PJ-verkossa sallitaan 7 % jännitteenalenema.



Kuva 2.5: AMKA riippukierrekaapelilla siirrettävä huipputeho ja maksimi johdinpituus kun maksimi jännitteenalenema pj-johdolla 7%. Johdon kuormitustehoa on rajoitettu termisen kuormitettavuuden mukaan käyrien vasemmassa laidassa.

Kuvassa 2.6 havainnollistetaan vastaavasti suurinta PJ-verkossa siirrettävää tehoa eri johtopituuksilla mikäli PJ-verkossa sallitaan 3 % jännitteenalenema.





Kuva 2.6: AMKA riippukierrekaapelilla siirrettävä huipputeho ja maksimi johdinpituus kun maksimi jännitteenalenema pj-johdolla 3%. Johdon kuormitustehoa on rajoitettu termisen kuormitettavuuden mukaan käyrien vasemmassa laidassa.

Kuvista 2.6 ja 2.5 voidaan huomata, että siirrettävissä oleva teho pienenee merkittävästi mikäli sovelletaan 7 % jännitealenemarajan sijasta 3 % rajaa. Esimerkiksi Saksassa sähköjakeluverkot tulee suunnitella siten, että pienvoimalat eivät aiheuta pienjänniteverkossa yli 3% muutosta jännitteeseen [6].

Jännitteen nopeat vaihtelut voivat aiheuttaa välkyntää. Nopeiden jännitteen vaihteluiden raja-arvoksi on asetettu pääosin 5 % nimellisjännitteestä PJ-verkoissa normaalioloissa, mutta nopeat vaihtelut saavat olla korkeintaan 10 % joitain kertoja päivässä [5].

### 2.1.2 Terminen kuormitettavuus

Sähköverkon kuormitusta voi rajoittaa myös terminen kuormitettavuus. Kun komponentin termien kuormitettavuus ylitetään, sähkövirta aiheuttaa komponentissa ylikuumenemista. Vaikka korkea kuormitusaste ei aiheuttaisi komponentin välitöntä vioittumista, niin se voi lyhentää merkittävästi sen jäljellä olevaa käyttöikä.

### 2.1.3 Pienin oikosulkuvirta

Nykyisin sähkönjakeluverkko tulee mitoittaa siten, että tyypillisimpien 3x25 A pääsulakkeellisten liittymien pienin oikosulkuvirta on vähintään 250 A [7]. Tällä varmistetaan liittymän sisäisten ryhmäjohtojen 16 A mitoitusvirtaisten C-tyypin johdonsuojakatkaisijoiden riittävän nopea toiminta huomioiden kohtuulliset pääjohdon ja ryhmäjohtojen pituudet [7]. Pienimmän oikosulkuvirran 250 A tasosta voidaan poiketa kohteissa, joissa oikosulkuvirran tasoa ei voida kohtuullisesti saavuttaa, tällöinkin vaaditaan kuitenkin vähintään 180 A taso. Tällaisia kohteita voivat olla esimerkiksi saareissa sijaitsevat kesämökkit.

Oikosulku voi tapahtua joko yksi-, kaksi- tai kolmivaiheisena ja näissä muodostuvat oikosulkuvirrat poikkeavat toisistaan[8]. Kolmivaiheisessa oikosulussa kaikki vaihejohtimet kytkeytyvät toisiinsa. Vikatilanne on sähköjärjestelmän näkökulmasta symmetrinen ja täten vikavirta kulkee kaikissa vaiheissa samansuuruisena. Kaksivaiheisessa oikosulussa kaksi vaihejohtinta kytkeytyy toisiinsa oikosulkien virtapiiriin. Vikatilanne on täten sähköjärjestelmän näkökulmasta epäsymmetrinen. Epäsymmetrisien vikatilanteiden tapauksessa vikavirta tulee laskea symmetrisien komponenttiverkkojen, eli myötä-, vasta- ja nollaverkon, avulla. Yksivaiheisessa vikatilanteessa vikavirtapiiri muodostuu vaihejohtimen ja maan välille. Yksivaiheisen oikosulkuvirran laskennassa tulee ottaa huomioon myös nollajohtimen sähkötekniset arvot sekä jakelumuuntajan kytkentäryhmä.

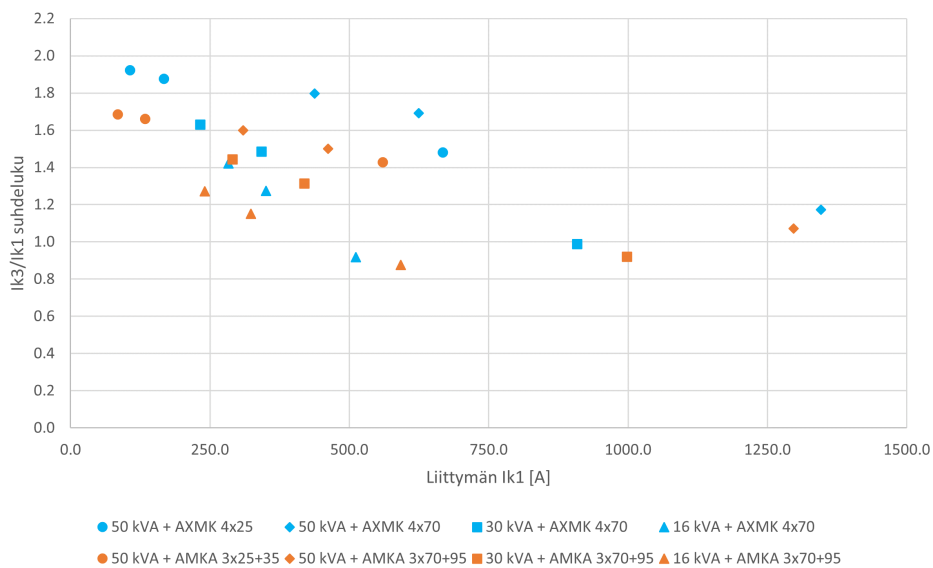
PJ-liittymien oikosulkuvirtoja laskettaessa jakelumuuntajaa syöttävän verkon vaikutus on tyypillisesti vähäinen. Jos oletetaan keskijänniteverkon oikosulkuimpedanssi merkityksettömäksi voidaan kolmivaiheisen oikosulkuvirran yhtälö kirjoittaa Theveninin teoreeman mukaisesti muotoon,

$$I_{k3} = \frac{U_v}{\sqrt{(R_m + l * r_j)^2 + (X_m + l * x_j)^2}}, \quad (1)$$

missä  $U_v$  on vikapaikan vaihejännite juuri ennen vikaa,  $R_m$  on jakelumuuntajan resistanssi,  $l$  on PJ-johdon pituus,  $r_j$  on PJ-johdon resistanssi pituusyksikköä kohden,  $X_m$  on jakelumuuntajan reaktanssi ja  $x_j$  on PJ-johdon reaktanssi pituusyksikköä kohden. Kuten aiemmin mainittiin, yksivaiheinen vika aiheuttaa epäsymmetrisen vikatilanteen kolmivaiheiseen sähköjärjestelmään. Yksivaiheinen vikavirta voidaan laskea yhtälöllä,

$$I_{k1} = \frac{3 * U_v}{\sqrt{(2 * R_m + R_{m0} + 3 * l * (r_j + r_0))^2 + (2 * X_m + X_{m0} + l * (2 * x_j + x_{j0} + 3 * x_0))^2}}, \quad (2)$$

missä  $R_{m0}$  on jakelumuuntajan nollaverkon resistanssi,  $r_0$  on nollajohtimen resistanssi pituusyksikköä kohden,  $X_{m0}$  on jakelumuuntajan nollaverkon reaktanssi,  $x_{j0}$  on vaihejohtimen nollaverkon reaktanssi pituusyksikköä kohden ja  $x_0$  on nollajohtimen reaktanssi pituusyksikköä kohden. Vertaamalla yhtälöitä (1) ja (2) keskenään voidaan havaita, että nollajohtimen ja nollaverkon parametrien arvot määrittelevät kumpi oikosulkuvirroista muodostuu pienemmäksi. Mikäli PJ-johto on pitkä, nollajohtimen merkitys korostuu ja yksivaiheinen vikavirta jää kolmivaiheista vikavirtaa pienemmäksi. Mikäli PJ-johto on lyhyt, jakelumuuntajan nollaverkon impedanssin arvo määrittelee kumpi oikosulkuvirroista on suurempi. Jakelumuuntajan myötäverkon impedanssin ja nollaverkon impedanssin suhdeluku riippuu pääasiassa muuntajan kytkentäryhmästä. Kuvassa 2.7 havainnollistetaan laskennallisia oikosulkuvirtoja erilaisilla komponenttivalinnoilla.



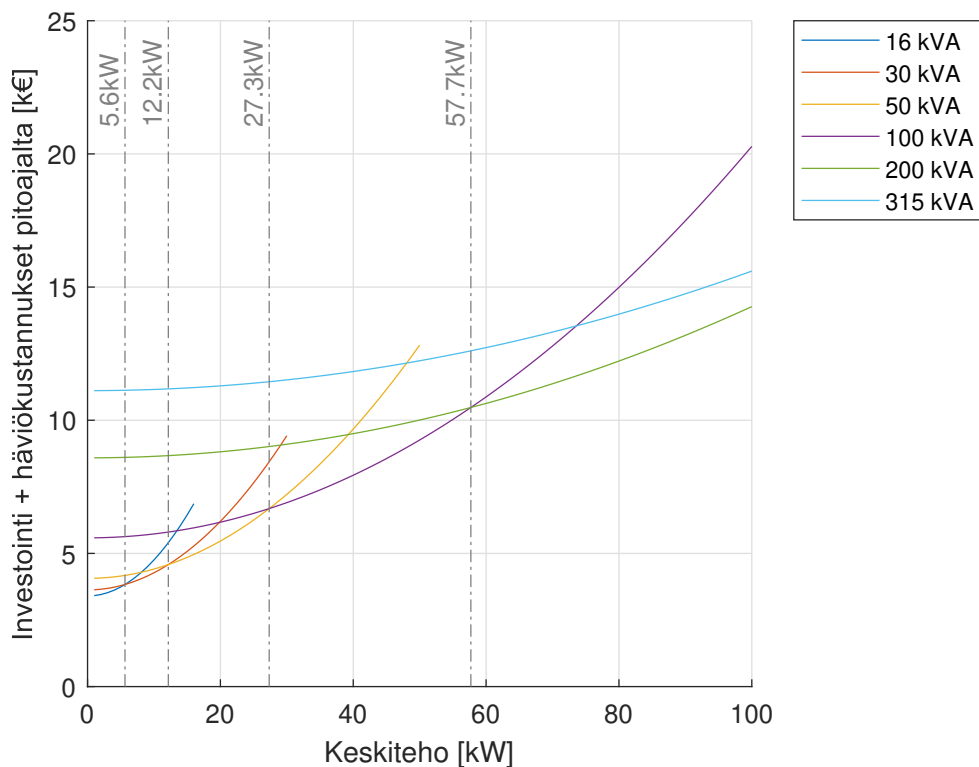
Kuva 2.7: Kolmivaiheiset ja yksivaiheiset oikosulkuvirrat erilaisissa verkoissa. Kukin komponenttiryhmä on laskettu 800 m, 500 m ja 100 m PJ-johtopituudella. Pienin oikosulkuvirta saadaan 800 m ja suurin 100 m vaihtoehdolla. Keskijänniteverkkoa ei ole huomioitu, syöttävän verkon huomiointi pienentäisi oikosulkuvirtoja hieman.

Kuvasta voidaan havaita  $I_{k3}$  ja  $I_{k1}$  suhteen kasvavan, kun liittymän oikosulkuvirta pienenee. Kuvasta voidaan havaita, että liittymän yksivaiheisen oikosulkuvirran ollessa lähellä standardin mukaista 250 A rajaa, on kolmivaiheinen oikosulkuvirta vähintään noin 20 % suurempi kuin yksivaiheinen oikosulkuvirta.

Kaksivaiheisessa oikosulussa kaksi vaihejohtinta kytkeytyy toisiinsa muodostaen oikosulun. Kaksivaiheisessa oikosulussa vian syntymishetken jännitteeksi muodostuu vaiheiden välinen pääjännite ja vikaimpedanssiksi myötäimpedanssin ja vastaimpedanssin summa. Täten, kaksivaiheisen oikosulun oikosulkuvirta on noin 87 % kolmivaiheisesta oikosulkuvirrasta.

## 2.1.4 Sähköverkon häviöt

Taloudellisimman mitoituksen valinnassa sähköverkon häviöiden kustannukset ovat investointikustannuksien lisäksi merkittävässä roolissa. Sähköverkon häviöt ovat riippuvaisia valittujen komponenttien impedansseista sekä neliöllisesti riippuvaisia niiden läpi siirrettävästä sähkövirrasta. Häviökustannuksiin vaikuttaa näiden lisäksi sähköenergian hankintahinta. Häviökustannukset tulee investoinnin pitoajalta diskontata nykyhetkeen valitun laskentakoron mukaisesti. Kuvassa 2.8 on esitetty erikokoisten jakelumuuntajien investointi- ja häviökustannukset eri keskitehoilla.



Kuva 2.8: Jakelumuuntajan elinkaarikustannukset keskitehon funktiona. Yksikköhinnat Energiavirasto 2021, laskentakorko = 5 %, Sähköenergianhinta = 5 cent/kWh. Pystysuuntaiset katkoviivat osoittavat käyrien leikkauskohdan.

Kuvasta 2.8 voidaan havaita, että häviökustannukset vaikuttavat merkittävästi elinkaarikustannuksiin. Kuvassa sähkönkäyttö on oletettu tasaiseksi ympäri vuoden. Kausivaihteluiden huomiointi kasvattaisi häviökustannuksien merkitystä. Jakelumuuntajan mitoittamisessa kuormituksen kausivaihtelu, etenkin lämmityskauden huippuotehot, voivat ylittää jakelumuuntajan nimellistehon tai asettaa rajoitteita muuntajakoon valintaan jännitteenaleneman seurauksena. Kuvassa oletettu sähköenergianhinta on myös vuonna 2022 vallitsevaan markkinahintaan nähden alhainen. Korkeampi sähköenergianhinta kasvattaa häviökustannuksia ja täten laskee kannattavuusrajojen tehoja, joissa suurempi muuntajakoko tulee kannattavaksi.

## **2.2 Erilaiset toimintaympäristöt sähköverkossa aurinkosähkön näkökulmasta**

Sähköverkoissa on alueita, joihin aurinkosähkön yleistymisen vaikuttaa eri tavoin. Merkittävimpiä vaikuttavia tekijöitä aurinkosähkön yleistymisen vaikutuksiin ovat verkon asiakastiheys, sähkönkulutuksen määrä ja profiili sekä aurinkosähkölle potentiaalisten asennuspaikkojen, kuten kattopintojen määrät ja ilmansuuntajakaumat.

### **2.2.1 Kaupunkialueet**

Kaupunkien keskustoissa välimatkat sähköverkon asiakkaiden välillä ovat lyhyitä ja sähkönkulutusta on aurinkosähköasennuksille soveltuvaan pinta-alaan suhteutettuna merkittävästi. Liiketoimien ja toimistojen sähkönkäyttö painottuu päivääikaan, jolloin myös aurinkosähkön tuotanto on korkeimmillaan. Vahvojen verkkoyhteyksien ja kuormitukseen verrattuna suhteellisen matalan aurinkosähköpotentiaalinsa ansiosta laajojen verkostohaasteiden muodostuminen kaupunkien keskusta-alueilla on epätodennäköistä. Kaupungeille tyypillisillä kerrostaloalueilla on myös merkittävästi pohjakuormaa asukkaiden sähkönkäytön tehojen risteilystä johtuen.

### **2.2.2 Taajama-alueet**

Taajamien pientaloalueilla aurinkosähkön vaikutukset verkon näkökulmasta voivat vaihdella merkittävästi. Merkittävimpiä tekijöitä ovat talojen lämmitysjärjestelmät ja ruutukaava. Lämmitysjärjestelmät ovat perinteisesti vaikuttaneet verkoston mitoittamiseen merkittävästi. Kaukolämmityllä ja sähkölämmitteisellä pientaloalueilla sähkönkulutuksen huipputeho voi poiketa toisistaan huomattavasti kovien pakkasten aikaan. Ruutukaavoitus voi vaikuttaa merkittävästi aurinkosähkölle potentiaalisten kattopinta-alojen suuntiin. Ruutukaavassa talojen katot ovat usein samansuuntaisia, jolloin aurinkosähkötuotanto tapahtuu samanaikaisesti, mikä voi muodostaa haasteita aurinkosähkön yleistyessä.

### **2.2.3 Haja-asutusalueet**

Haja-asutusalueilla välimatkat asiakkaiden välillä ovat tyypillisesti merkittävästi taajama-alueita pidempiä. Pitkien syöttöreittien seurauksena asiakkaiden liittymien jännitejyrkkyydet voivat olla merkittävästi taajamia matalampia. Haja-asutusalueilla on myös tyypillisemmin asuinrakennusten lisäksi muita rakennuksia, joiden kattopinta-alat voivat olla soveltuvia aurinkosähköasennuksille. Näistä seikoista johtuen aurinkosähköjärjestelmille voi olla parempi asennuspotentiaali kattopinta-alojen suhteen, mutta toisaalta verkon liittämiskapasiteetti voi olla taajama-alueita pienempi.

## **2.3 Nykyinen pientuotannon jakeluverkkoon liittämisen mitoitusperiaate**

Nykyisin suurin sähkönjakeluverkkoon liitettävissä oleva aurinkosähköjärjestelmä on laskettu liittymispisteen oikosulkutehon avulla [9, 10]. Voimalaitoksen aiheuttama suurin jännitteen muutos voidaan laskea yhtälöllä,

$$\Delta U = i_{\text{suhde}} * \frac{S_n}{S_k} * U_v, \quad (3)$$

missä  $i_{\text{suhde}}$  on kytkentävirran ja nimellisvirran suhde,  $S_n$  on voimalaitoksen nimellisteho,  $S_k$  on liittymispisteen oikosulkuteho ja  $U_v$  on vaihejännite. Olettamalla jännitteen muutoksen ja vaihejännitteen suhteeksi 4 % saadaan,

$$S_k \leq 25 * i_{\text{suhde}} * S_n \quad (4)$$

josta voidaan ratkaista nimellisteho. Kun oletetaan, että  $i_{\text{suhde}}$  on 1, eli suurimmat tuotantotehon vaihtelut aurinkosähköjärjestelmässä ovat nimellistehon suuruisia, saadaan yhtälöksi,

$$S_n = \frac{3 * U_v * I_k}{25} \quad (5)$$

Yhtälössä käytetty 25 jako kuvastaa 4 % tasoja jännitteen muutoksessa. 4 % taso on valittu mitoitusohjeeksi, jotta nopeiden jännitteen vaihteluiden 5 % rajaa ei ylitettäisi [9]. Tehdyillä oletuksilla 3x25A liittymään liitettäväksi aurinkosähköjärjestelmän kooksi muodostuu noin 6,9 kVA.

## 2.4 Vaihtoehdot kapasiteetin riittävyyden takaamiseksi

Sähköverkon kapasiteetin riittävyyteen voidaan vaikuttaa usealla eri tavalla. Tässä raportissa on käsitelty perinteisiä verkkoteknisiä menetelmiä ("kovat menetelmät"), joustavia verkkoteknisiä menetelmiä ("puolikovat menetelmät") ja asiakkaan kuormilla tai tuotantolaitteistolla toteutettavia menetelmiä ("pehmeät menetelmät").

### 2.4.1 "Kovat" menetelmät

Kovissa menetelmissä kapasiteettitarve ratkaistaan perinteisillä verkostoinvestoinneilla, eli lisäämällä verkostoon rinnakkaisia johtoja, vaihtamalla johtoja suuremman siirtokapasiteetin poikkipintavaihtoehtoihin tai vaihtamalla jakelumuuntajakoneita suurempiin. Jakelumuuntajien ja johdinten tekninen pitoaika on noin 40–50 vuotta, joten mitoituksessa tulee onnistua huomioimaan sähkönkäytön tarpeet pitkälle tulevaisuuteen.

Suurhäiriövarmuuden kehittämisen myötä maakaapelointi on yleistynyt monilla alueilla. Maakaapeliverkossa kapasiteetin lisääminen jälkikäteen on haastavampaa kuin ilmajohtoverkossa, koska kaivuutyö joudutaan tekemään uudestaan. Ilmajohtoverkossa PJ-verkon kapasiteettia voidaan kasvattaa lisäämällä rinnakkainen AMKA-johdin vanhoille pylväille. Tämän vuoksi maakaapeloidussa verkossa on kriittisempää välttää johtojen alimitoittaminen, mutta toisaalta myös

tarpeettoman suuri mitoitus kasvattaa kustannuksia.

Jakelumuuntajan vaihtamisella suurempaan jakelumuuntajakoneeseen voidaan pienentää verkon impedanssia, ja täten vaikuttaa liittymäpisteiden jännitejähkytyteen. Suuremmilla jakelumuuntajakoneilla on kuitenkin kalliimmat investointikustannukset ja ne aiheuttavat enemmän tyhjäkäyntihäviöitä, kuten kuvassa 2.8 havainnollistettiin.

#### **2.4.2 ”Puolikovat” menetelmät**

Puolikovissa menetelmissä verkkoyhtiö kehittää verkoston kapasiteettia vaihtamatta suurempi poikkipintaisia johtimia tai kasvattamalla jakelumuuntajien nimellistehoja. Käytännössä tällaisia ratkaisuja voivat olla käämikytkimelliset jakelumuuntajat, päämuuntajan käämikytkimen säätö tai hajautetut loistehon kompensointilaitteistot.

Loistehon siirtäminen sähköverkossa kasvattaa sähkövirtaa ja täten vaikuttaa sähköverkon jännitteisiin. Jotta jännitteen vaihtelut olisivat pieniä, tulee loistehoa mahdollisuuksien mukaan kompensoida siellä missä se kulutetaan tai tuotetaan. Kompensoimalla loistehoa hajautetusti pystytään pitämään jännitteitä sähköverkossa lähempänä haluttuja arvoja.

Perinteisesti jakelumuuntaja on ollut jännitteensäädön suhteen passiivinen komponentti, jossa on voitu säätää väliottokytkimellä jännitetasoa, mutta väliottokytkimen asentoa ei ole muutettu. Väliottokytkimen asennon muuttaminen onnistuu vain paikan päällä jännitteettömänä, joten sen käyttäminen laajasti kuormitustilanteen mukaiseen jännitteen aktiiviseen optimointiin ei ole kovinkaan realistista. Sen sijaan jakelumuuntajiin on myös kehitetty käämikytkimiä, joita voidaan säätää jännitteisenä. Käämikytkimelliset jakelumuuntajat eivät ole toistaiseksi yleistyneet etenkin Suomessa.

#### **2.4.3 ”Pehmeät” menetelmät**

Pehmeissä menetelmissä kapasiteettia pyritään turvaamaan kuormituksen tai tuotannon joustoratkaisuilla.

Aurinkosähköinvertterit kykenevät tuottamaan tai kuluttamaan loistehoa. Loistehon säätämistä voidaan tehdä useilla erilaisilla säätömenetelmillä, joista tyypillisimpiä ovat  $\cos\phi$  -säätö ja  $Q(U)$ -säätö.  $\cos\phi$  -säädössä invertteri kuluttaa loistehoa riippuen aurinkosähköjärjestelmän tuottamasta pätötehosta.  $Q(U)$  -säädössä loistehoa säädetään liittymässä olevan jännitteen perusteella. Keskeisin ero näissä säätötavoissa on siinä, että  $\cos\phi$ -säätöä toteutettaessa kaikki aurinkosähköjärjestelmät osallistuvat loistehon säätöön ja  $Q(U)$  -säädössä vain ne järjestelmät, joiden liittymän jännitetaso nousee valitun rajan yli.

Aurinkosähköjärjestelmien liitettävyyttä voidaan parantaa myös kuluttamalla suurempi osa tuotannosta paikallisesti. Tätä varten tarvitaan joustavaa kulutusta, joka pystytään siirtämään

ajanhetkille jolloin aurinkosähkötuotanto on korkeimmillaan.

Akkuvaraston avulla kulutuksen ylittävää tuotantoa voidaan varastoida ja käyttää myöhemmin kun kulutus on suurempaa kuin tuotantoteho. Täten verkkoon päin syötettävää tuotantoa voidaan vähentää käyttämällä aurinkosähköä enemmän asiakkaan omaan kulutukseen. Akkuvarastolla voidaan muokata kuormituskäyrää muuttamatta varsinaista kulutusta tai tuotantoa.

Tuotannon leikkauksessa tuotannon huipputehoja pienennetään haitallisten verkkovaikutusten vähentämiseksi. Aurinkosähkötuotannossa korkeimpien tuotantopiikkien leikkaaminen aiheuttaa vain vähäisen vaikutuksen tuotettuun energiaan [11], mutta asiakkaiden näkökulmasta tuotetun energian leikkaaminen voi olla hankalasti hyväksyttävissä.

## **2.5 Ratkaisujen yhteiskunnallinen merkittävyys**

Aurinkosähkön laajamittaisella yleistymisellä voi olla vaikutuksia verkostoinfrastruktuurin saaneeraustarpeeseen. Mikäli verkkoa joudutaan vahvistamaan aurinkosähkön yleistymisen seurauksena, sähköverkkoyhtiön kustannukset kasvavat. Kohonneet kustannukset vaikuttavat myös asiakkaisiin nousevien verkkopalvelumaksujen muodossa. Yhteiskunnallisesti on tärkeää etteivät verkkopalvelumaksut tarpeettomasti nousisi, joten verkoston aurinkosähkön aiheuttamia verkoston vahvistustarpeita ja vaihtoehtoisia ratkaisuja on hyvä tarkastella.



### 3 Aurinkosähkön mallintaminen

#### 3.1 Aurinkosähkön tuotantotehon mallintaminen

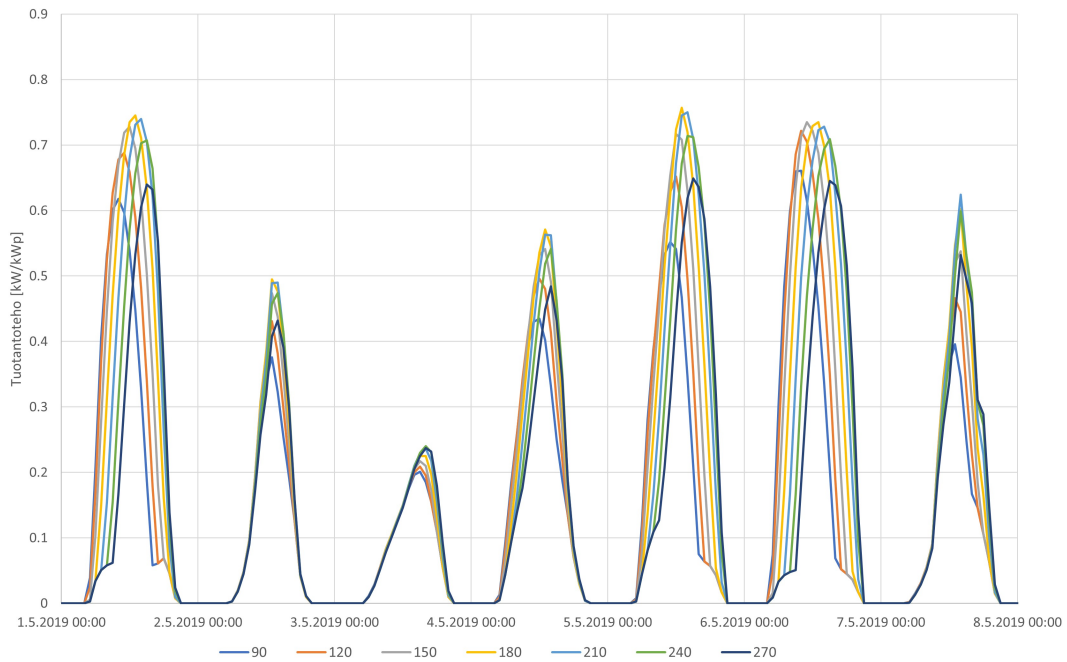
Aurinkosähkötuotannon profiiliin vaikuttaa aurinkosähköjärjestelmän paneeleille tulevan auringon säteilyn vuorokausi- ja vuodenaikavaihtelut. Täten aurinkosähkön tuotantoon vaikuttaa sääilmiöt ja paneelien asennuspaikka. Aurinkovoimalan tuotantoteho voidaan laskea yhtälöllä:

$$P(t) = (\eta + \Delta\eta(T)) * A * I(\alpha, \beta, lat., lon., t, K_T) * \eta_{inv} | P(t) \leq S_n \cos\phi_{inv} \quad (6)$$

missä  $P(t)$  on tuotantoteho hetkellä  $t$ ,  $\eta$  on paneelien hyötysuhde,  $\Delta\eta(T)$  on hyötysuhteen lämpötilariippuvuus,  $A$  on paneelien pinta-ala [ $m^2$ ],  $I$  on auringon säteilyn intensiteetti [ $W/m^2$ ],  $\alpha$  on paneelin asennussuunnan poikkeama etelästä [ $^\circ$ ],  $\beta$  on paneelien asennuskulman poikkeama vaakatasosta [ $^\circ$ ],  $lat.$  on paneelien asennuspaikan leveysaste ja  $lon.$  pituusaste,  $K_T$  on ilmakehän vaimennusvaikutus. Paneeleille tulevaan auringon säteilytehoon voi vaikuttaa myös mahdolliset varjostukset, joita voi muodostaa muun muassa lähistön rakennukset ja puusto.

Aurinkosähköjärjestelmän hankkiva asiakas voi vaikuttaa yhtälön (6) parametreista järjestelmää ostaessa paneelien pinta-alaan, asennussuuntaan ja -kulmaan sekä paneelien valinnalla hieman hyötysuhteeseen. Paneelien asennuskulma ja -suunta määräytyvät tyypillisesti käytettävissä olevien kattopintojen perusteella. Asennuspaikan sijaintiin ei pientuotannon tapauksessa pystytä tyypillisesti juurikaan vaikuttamaan, vaan kiinteistö määrittää tuotanto-olosuhteet.

Kuvassa 3.1 havainnollistetaan kuinka aurinkopaneelien asennussuunta vaikuttaa aurinkosähkön tuotantoprofiiliin eri kellonaikoina.



Kuva 3.1: Esimerkki tuntitason aurinkosähköprofiilin muuttumisesta aurinkopaneelien asennussuunnan ja päivittäisen ,muun muassa säästä johtuvan, vaihtelun perusteella. 180 = Etelä, 90 = Itä ja 270 = Länsi.[12]

Kuvasta voidaan havaita, että tuotantotehot saattavat vaihdella päivien välillä merkittävästi sään mukaan. Kohti etelää asennetut aurinkopaneelit tuottavat parhaiten, mutta keskelle päivää ajoittuva tuotanto voi olla haastavasti hyödynnettävissä kotitalouksien omaan sähkönkulutukseen. Jos paneelit on asennettu enemmän kohti itää, tuotanto painottuu aamupäivän tunteihin ja vastaavasti länteen päin asennetun järjestelmän tuotanto painottuu iltaan.

Sähköverkon näkökulmasta aurinkosähköjärjestelmien yhteisvaikutukseen vaikuttaa asennussuuntien jakauma. Taulukossa 1 on havainnollistettu erisuuntaisten aurinkosähköjärjestelmien muodostamaa huipputehoa tuntitasolla.

Taulukko 1: Eri suuntaisten aurinkosähköjärjestelmien yhteensä tuottama keskituntitehojen huipputeho per asennettu kWp. [12]

		Aurinkosähköjärjestelmän 1 suunta							
		Itä	Etelä					Länsi	
			90	120	150	180	210		240
Aurinkosähköjärjestelmän 2 suunta	Itä	90	0.69	0.71	0.71	0.69	0.66	0.61	0.55
		120	0.71	0.74	0.75	0.74	0.71	0.66	0.61
		150	0.71	0.75	0.77	0.77	0.74	0.71	0.66
	Etelä	180	0.69	0.74	0.77	0.77	0.77	0.74	0.69
		210	0.66	0.71	0.74	0.77	0.77	0.75	0.71
		240	0.61	0.66	0.71	0.74	0.75	0.74	0.72
	Länsi	270	0.55	0.61	0.66	0.69	0.71	0.72	0.69

Taulukosta voidaan havaita, että aurinkosähkötuotantojen korkein tuotantoteho syntyy mikäli aurinkosähköjärjestelmät ovat kohti etelää ja pienin tuotantoteho taas muodostuu mikäli puolet järjestelmistä on asennettu kohti itää ja puolet kohti länttä. Tulee kuitenkin huomata, että arvojen suuruudet ovat riippuvaisia asennuksien sijainnista ja paneelien kallistuskulmista. Etelä-Suomessa aurinkosähköjärjestelmät tuottavat korkeampia tehoja kuin pohjoisemmassa. Jos aurinkosähköjärjestelmät on asennettu loivaan asennuskulmaan ilmansuunnan vaikutus vähenee. Vaikka aurinkosähkön huipputuotantotehot tuntitasolla jäävät noin 75–85 % tasolle asennettujen aurinkopaneelien nimellistehosta, niin hetkellisesti tuotantolaitos voi tuottaa hieman nimellistehoa suurempia tehoja.

Aurinkosähkövoimalan tuotantoon vaikuttaa aurinkopaneelien mitoittamisen lisäksi aurinkosähköinvertterin mitoitusvalinta. Valittaessa invertterin nimellisteho aurinkopaneelien nimellistehoa pienemmäksi voi invertteri leikata hieman tuotettuja huipputehoja. Mikäli loistehon säätö otetaan käyttöön, aurinkovoimala ei pysty tuottamaan invertterin nimellistehon suuruisesti pätötehoa. Esimerkiksi  $\cos\phi = 0,9$  säädöllä invertteri voi tuottaa korkeintaan 90 % nimellistehostaan pätötehoa.

### **3.2 Avoimien aineistojen hyödynnettävyys aurinkosähkön mallintamisessa**

Avoimet tietoaineistot voivat tuoda lisäymmärrystä verkkoyhtiön omien aineistojen rinnalla aurinkosähköjärjestelmien mallintamiseen. Yleisesti aurinkojärjestelmien mallintamisessa käytettyihin avoimiin aineistoihin kuuluu muun muassa säätiedot, rakennustiedot ja kaukokartoitus tiedot.

#### **3.2.1 Aurinkosähkölle soveltuvien kattopinta-alojen arvioiminen**

Aurinkosähköjärjestelmien asennuspotentiaalia voidaan arvioida tarkastelemalla rakennuksien kattopinta-aloja, kattojen kaltevuuksia sekä kattojen ilmansuuntia. Kattopotentiaalın arviointiin voi hyödyntää Maanmittauslaitoksen julkaisemia maastotietokannan rakennustietoja ja laserkeilausaineistoja. Maastotietokannasta saadaan tiedot erilaisten rakennusten sijainneista ja pinta-aloista. Laserkeilausaineistolla voidaan tarkentaa arviota potentiaalisesta kattopinta-alasta, kattojen kaltevuuskulmista ja ilmansuunnista, sekä mahdollisista varjostuksista aiheuttavista kohteista. Laserkeilaisaineisto on saatavilla avoimena datana koko Suomen laajusesti.

### **3.3 Tutkimusaineistot**

Tutkimuksessa hyödynnettiin kahdenlaisia verkkoaineistoja. Osa tarkasteluista tehtiin hyödyntäen kokonaisten keskijännitejohtolähtöjen kuormitus- ja verkkotietoja ja osa analyyseista tehtiin pienjänniteverkoilla.

#### **3.3.1 Johtolähtötason simulaatiot**

Johtolähtötason tarkasteluissa hyödynnettiin 19 keskijännitejohtolähdön kuormitus- ja verkkotietoja. Johtolähdöt sijaitsevat pääosin haja-asutusalueilla. Asiakkaiden kuormituksista oli

käytettävissä tuntikohtaiset AMR mittaustiedot, mutta asiakkaiden sijaintia ei tarkemmin tunnettu muuten kuin verkkotopologisesti, eli tiedettiin miten asiakkaat kytkeytyvät sähköjakeluverkkoon ja minkälaisia verkkokomponentteja on heidän sähkönsyöttöreitillään. Johtolähdöt 1–3 sisältävät pääasiassa loma-asuntoalueita. Johtolähdöillä 4–10 on merkittävästi maatalouspaineista maaseutua. Johtolähdöillä 11–15 on harvaan asuttua maaseutua. Johtolähdöillä 16–19 on haja-asutusalueita, jotka sisältävät myös suurempia kyläkeskittymiä. Johtolähdöt syöttävät 237–940 asiakasta, keskimäärin 560 asiakasta per johtolähtö.

Aineistolla tehdyissä simulaatioissa hyödynnettiin todellista aurinkosähkön tuotantodataa samoilta ajanhetkiltä kuin kulutusmittaukset ovat. Simuloinneissa oletettiin aurinkosähköjärjestelmät asennetuiksi kohti etelää, koska asiakkaiden sijainteja ei tunnettu, ja täten ei voitu hyödyntää tarkempia avoimilla aineistoilla tehtäviä kattopotentialitarkasteluja. Haja-asutusalueella on mahdollista, että etelään suunnatut paneelit toteutettaisiin myös maa-asennuksina.

### 3.3.2 Pienjännitteiset caseverkot

Verkkoyhtiöpartnereilta saatiin projektin simulointien tarpeisiin 18 kpl pienjänniverkkojen verkkomalleja, jotka edustavat yhtiöittäin kattavaa otantaa PJ verkoista, joissa aurinkosähköjärjestelmien yleistymisen saattaa aiheuttaa jännitteen laatuongelmia. Tarkasteluissa hyödynnettyjen PJ-verkkojen perustiedot on esitetty taulukossa 2.

Taulukko 2: Tarkastelun pienjänniteverkot.

Verkko #	Tyyppi	Jakelumuuntajan koko [kVA]	Asiakasmäärä
1	Haja-asutus alue. Vanha verkko	200	23
2	Haja-asutus alue. Vanha verkko	200	34
3	Haja-asutus alue. 1kV:n järjestelmää.	150	26
4	Pientaloalue.	500	139
5	Haja-asutus alue. Vanha verkko.	100	22
6	Haja-asutus alue. Vanha verkko.	100	22
7	Haja-asutus alue. Uusi verkko.	50	9
8	Haja-asutus alue. Uusi verkko.	100	16
9	Haja-asutus alue. Uusi verkko.	50	12
10	Haja-asutus alue. Vanha verkko.	200	16
11	Pientaloalue. Vanha verkko	200	56
12	Pientaloalue. Uusi verkko	500	65
13	Pientaloalue. Uusi verkko	400	56
14	Pientaloalue. Useita voimaloita	1000	81
15	Pientaloalue. Vanha verkko	500	87
16	Keskusta. Vanha verkko	800	11
17	Pientaloalue. Vanha verkko	500	68
18	Haja-asutus alue.	100	10

### **3.3.3 LUT-yliopiston aurinkosähködatat**

Tutkimuksessa hyödynnettiin Lappeenrannan-Lahden teknillisen yliopisto LUT:n aurinkosähköjärjestelmien tuotantodataja. Tarkastellut aurinkosähköjärjestelmät ovat asennettu vuosina 2012–14. Voimaloiden tuotantoa on mitattu sekuntiresoluutiolla.

## 4 Yksittäisen verkon kantokykyyn nähden suuren aurinkosähköjärjestelmän liittäminen

Yksittäistapauksina aurinkosähköjärjestelmät eivät aiheuta riskiä jakelumuuntajan nimellistehon ylittymisestä mikäli liittymän pääsulakkeiden tehorajaa ei ylitetä. Sähköverkko mitoitetaan niin, että yksittäinen liittymä voi käyttää ajoittain liittymänsä pääsulakkeiden mukaista tehoa.

Verkon kantokyvyn kannalta suuren aurinkosähköjärjestelmän liittäminen pienjännitteiseen sähköjakeluverkkoon voi aiheuttaa haasteita erityisesti jännitteen nopeiden vaihteluiden muodossa. Sähköverkossa tapahtuvat nopeat jännitteen muutokset voivat häiritä verkon muita asiakkaita ja verkkoon kytkettyjen laitteiden toimintaa. Aurinkosähkön osalta tehon vaihteluita aiheuttavat erityisesti pilvirintamien aiheuttamat auringon säteilyn varjostukset ja heijastukset.

### 4.1 Oikosulkuimpedanssin avulla laskeminen

Liittymispisteen jännitejähkyä voidaan arvioida yhtälöllä (3). Tulee kuitenkin huomioda, että yhtälö on perinteisesti tarkoitettu pyöriä sähkökoneiden aiheuttamien nopeiden jännitevaihteluiden arvioimiseen, ja täten käytettävät parametrit tulee valita aurinkosähkötuotannon ominaispiirteet huomioiden. Pienjänniteverkossa nopeiden jännitevaihteluiden raja-arvona on 5 % [10], mutta suunnittelun perusteena käytetään 4 % rajaa [10]. Energiategollisuuden Verkostosuositus YA9:13 Mikrotuotannon liittäminen sähköjakeluverkkoon mukaan,

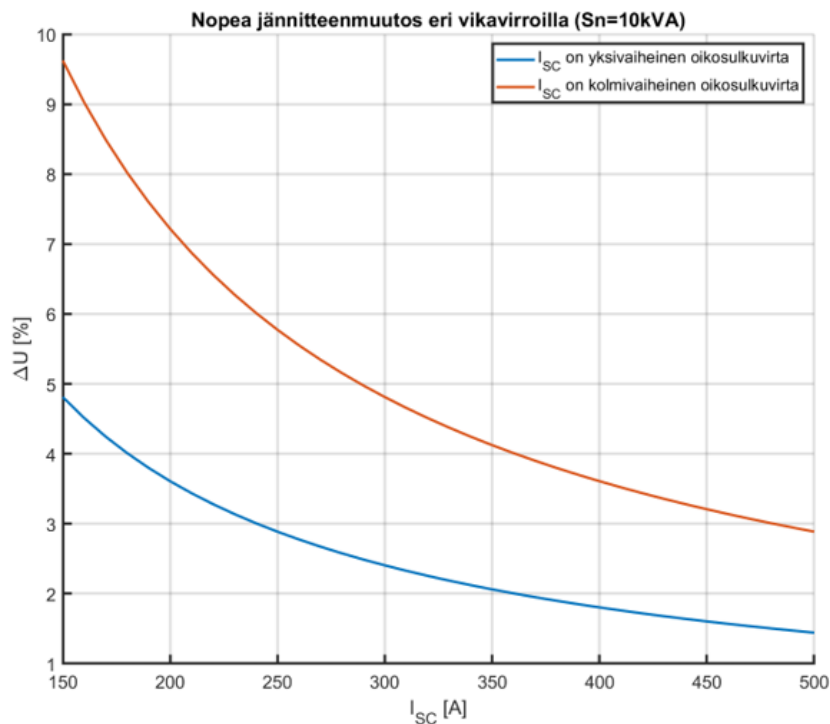
*”Sähköliittymään voidaan liittää tuotantoa liittymissopimuksessa määritellyn tehon mukaisesti, jos tuotantolaitoksen käynnistyminen tai verkosta pois putoaminen ei aiheuta yli 4 % jännitteen muutosta ja sähkön laatu liittämiskohdassa pysyy aina SFS-EN 50160 rajoissa. Lisäksi mikrotuotantolaitoksen käynnistysvirta ei saa ylittää liittymissopimuksen maksimitehon mukaista virran huippuarvoa.”*

Nykyisessä verkostosuosituksessa on siis linjattu, että tuotantolaitteiston tehonvaihtelut, kytketyminen tai irtikytketyminen eivät saa aiheuttaa yli 4 % muutosta liittymän jännitteeseen.

SFS-EN 50160 Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet -standardi linjaa nopeiden jännitemuutoksien suhteen, että jännitevaihteluiden ei tulisi yleensä ylittää 5 % nimellisestä, mutta korkeintaan 10 % muutoksia voidaan sallia lyhytkestoisesti, jos niitä tapahtuu harvoin. Täten verkostosuosituksen 4 % jännitemuutosten raja-arvolla jätetään varmuusmarginaalia standardin asettamaan 5 % normaalin käyttötilanteen rajoihin verrattuna.

Kuvassa 4.1 havainnollistetaan minkälainen vaikutus yhtälön (3) avulla muodostuvaan jännitteen muutokseen on yhtälöön sijoitettavalla liittymäpisteen oikosulkuvirralla. Kuvassa sininen käyrä havainnollistaa todellista jännitemuutosta, jos tunnetaan yksivaiheinen oikosulkuvirta ja

laskennassa käytetään tästä johdettavaa kolmivaista oikosulkuvirtaa. Punainen käyrä puolestaan havainnoltaa jännimuutosta jos tunnetaan oikea kolmivaiheinen oikosulkuvirta. Kuvaa pitää lukea niin, että käyrien väliin jäävä jännimuutoksen ero on se virhe joka laskennassa tehdään, jos käytetään yksivaiheista oikosulkuvirtaa kolmivaiheisen sijaan.  $i_{\text{suhde}}$  on oletettu 1 suuruiseksi ja kytkettävän aurinkovoimalan nimellistehoaksi 10 kVA.



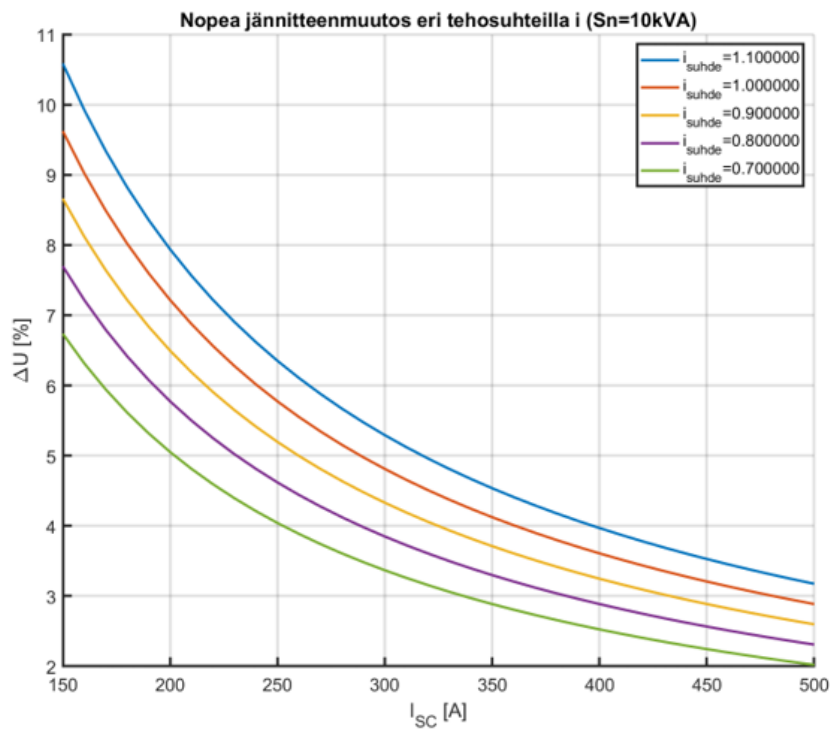
Kuva 4.1: Laskennassa käytettävän oikosulkuvirran vaikutus jännitteen nousuun.

Kolmivaiheisen aurinkosähköjärjestelmän aiheuttamaa jännitteen vaihtelua tulisi määrittää kolmivaiheisen oikosulun oikosulkuimpedanssia hyödyntäen. Verkkoyhtiöt rakentavat nykyisin sähköverkon niin, että asiakkaiden liittymän pienin oikosulkuvirta on vähintään 250 A poikkeustapauksia lukuunottamatta, kuten aliluvussa 2.1.3 todettiin. Jos huomioidaan ettei kolmivaiheinen oikosulkuvirta ole liittymän pienin oikosulkuvirta ja kaksivaiheinen oikosulkuvirta on aina noin 87 % kolmivaiheisesta, niin oikosulkuvirta yhtälössä olisi vähintään 288 A. Tarkastellaan seuraavaksi yhtälössä hyödynnettävän  $i_{\text{suhde}}$  -parametrin asettelua aurinkosähkön näkökulmasta.

#### 4.1.1 $i_{\text{suhde}}$ -parametrin asettamisen vaikutus jännitteeseen

Tuotantolaitteiston aiheuttamien nopeiden jännitemuutosten yhtälössä  $i_{\text{suhde}}$  -parametrilla on alunperin otettu huomioon se, että pyörivät sähkökoneet voivat ottaa käynnistettäessä merkittävästi nimellistehoaan suuremman sähkövirran. Aurinkosähkövoimalan sähkövirta ei käyttydy samalla tavalla, vaan tuotantoteho on tyypillisesti alempi kuin järjestelmän nimellisteho.

Kuva 4.2 havainnollistaa  $i_{\text{suhde}}$  -parametrin vaikuttavuutta liittymäpisteen jännitteen muutoksiin.



Kuva 4.2:  $i_{\text{suhde}}$  -parametrisoinnin vaikuttavuus jännitteen nousuun.

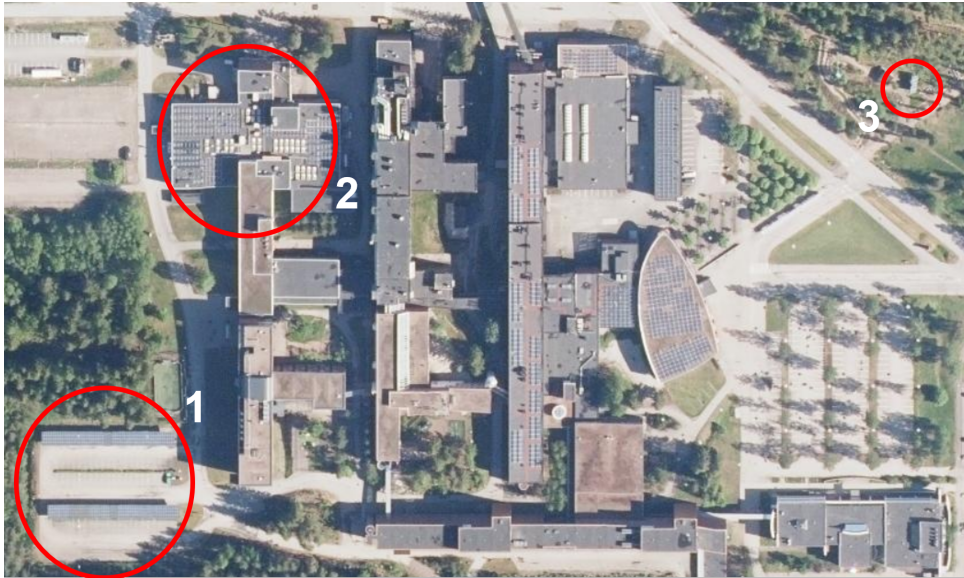
Kuvan 4.2 perusteella  $i_{\text{suhde}}$  arvon asettamisella on merkittävä vaikutus voimalan aiheuttamiin jännitteen vaihteluihin. Esimerkiksi 4 % jännitteen nousun raja mahdollistaa 10 kVA aurinkosähköjärjestelmän kytkemisen 250 A oikosulkuvirran liittymään  $i_{\text{suhde}}$  arvon ollessa 0,7, mutta vastaavasti  $i_{\text{suhde}}$  1,0 vaatii oikosulkuvirraksi saman kokoiselle järjestelmälle noin 362 A. Täten on tärkeää selvittää, mikä on soveltuva  $i_{\text{suhde}}$  parametrin arvo aurinkosähkötuotannon ominaispiirteet huomioiden. Tämän arvioimiseksi analysoitiin aurinkosähkötuotannon mittaustietoa.

## 4.2 Aurinkosähkötuotantodatan analysointi

Aurinkosähköntuotanto saavuttaa nimellistehonsa vain hyvin harvoin Suomen olosuhteissa. Tällaisia hetkellisiä nimellistehon saavuttamisia voi tapahtua pilvirintaman toimiessa heijastavana pintana lisäen paneelien pinnalle tulevaa säteilyenergiaa.

Aurinkosähkön nopeiden tehovaihteluiden analysointiin hyödynnettiin LUT-Yliopiston aurinkosähköjärjestelmien tuotannon mittaustietoa. Kuva 4.3 havainnollistaa tarkasteltujen aurinkosähköjärjestelmien sijaintia LUT-yliopiston Lappeenrannan kampuksella.

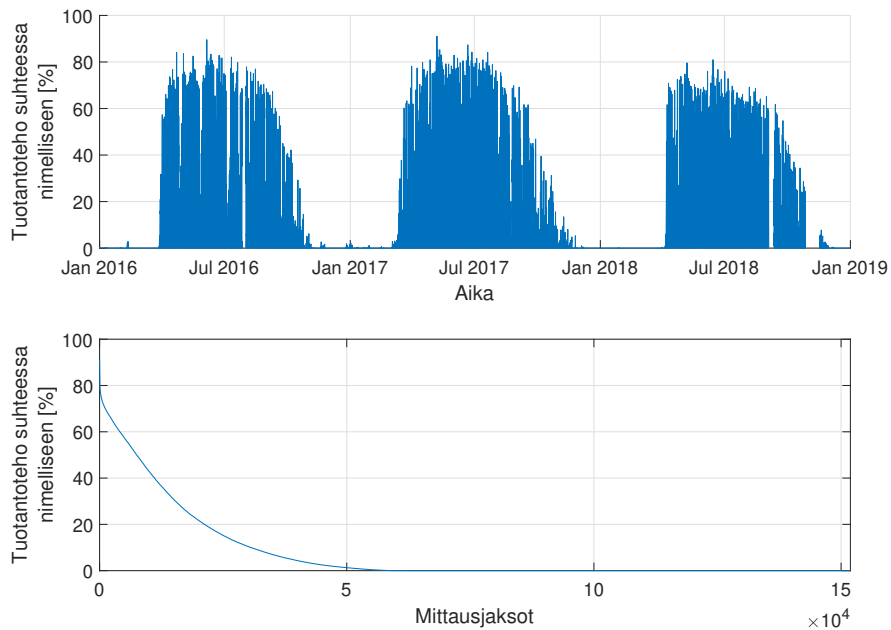




Kuva 4.3: Tarkasteluissa hyödynnettyjen aurinkosähkövoimaloiden sijainti LUT-yliopiston Lappeenrannan kampuksella. Aurinkosähköjärjestelmä 1 on 108 kWp autokatosvoimala, jonka paneelit on suunnattu etelään ja asennettu  $15^\circ$  kallistuskulmaan. Aurinkosähköjärjestelmä 2 on 51,5 kWp tasakattovoimala, paneelien suuntaus etelään ja asennuskulma  $15^\circ$ . Aurinkosähköjärjestelmä 3 on 5,06 kWp voimala, joka kääntää sekä kallistuskulmaa että suuntausta kohti aurinkoa.

#### 4.2.1 Aurinkosähkötuotanto 10 minuutin resoluutiolla

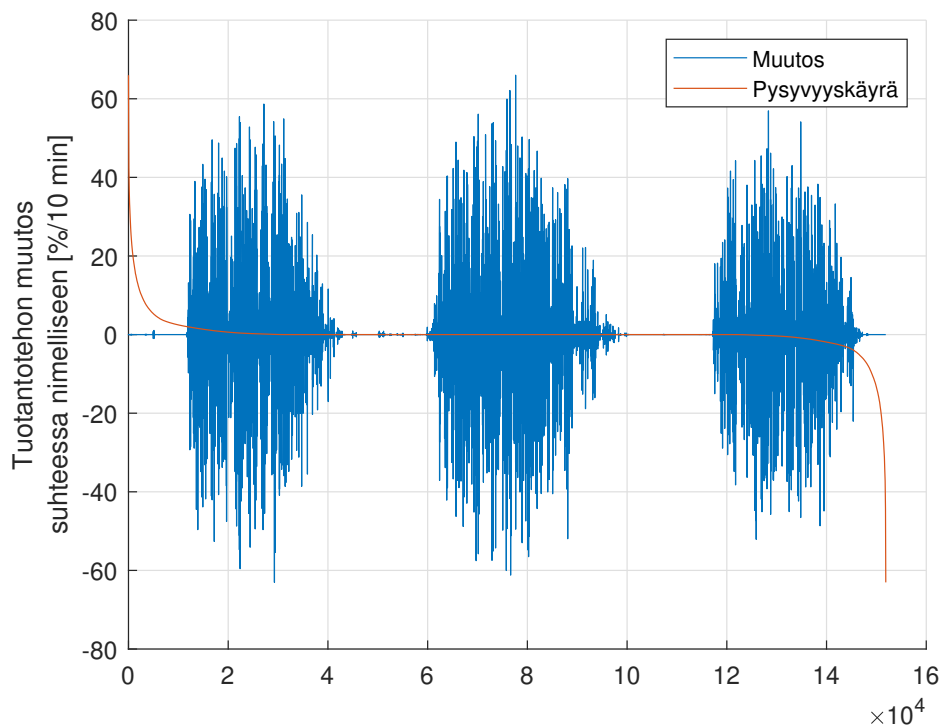
Kuvassa 4.4 havainnollistetaan LUT-yliopiston aurinkosähkövoimalan tuotantotehoja minuuttitasolla vuosien 2016–2018 ajalta. Tuotantolaitteisto on nimellisteholtaan 108 kWp ja se on asennettuna kohti etelää  $15^\circ$  kallistuskulmaan.



Kuva 4.4: Aurinkovoimalan tuotanto 10 minuutin mittauksilla.

Aurinkosähkön suurimmat tuotantotehot ajoittuvat tyypillisesti alkukesään, jolloin auringon säteilyn intensiteetti on korkea, mutta ulkolämpötilat ovat matalampia. Tämä johtuu siitä, että aurinkopaneelien hyötysuhde heikkenee lämpötilan noustessa yhtälön (6) mukaisesti. Kun järjestetään tuotantotehot suuruusjärjestykseen, voidaan tarkastella kuinka usein eri suuruisilla tehoilla tuotetaan sähköä. Voidaan havaita, että nimellistehon suuruiset tuotantotehot ovat erittäin harvinaisia ja pääosin tuotantotehot ovat alle 80 % nimellisestä). Vain alle 0,01 % 10 minuutin mittauksista ylittää 90 % voimalan nimellistehosta. Vastaavasti vain 56 kpl, eli noin 0,1% tuotantoajan mittauksista, on yli 80 % nimellistehosta kolmen vuoden aikana.

Aurinkosähkötuotannon tehot eivät myöskään normaalissa käyttötilanteessa heilahtelee nopeasti täyden tehon ja nolla tuotannon välillä. Kuva 4.5 esittää tuotantotehon muutoksia 10 minuutin resoluutiolla voimalan nimellistehoon suhteutettuna.

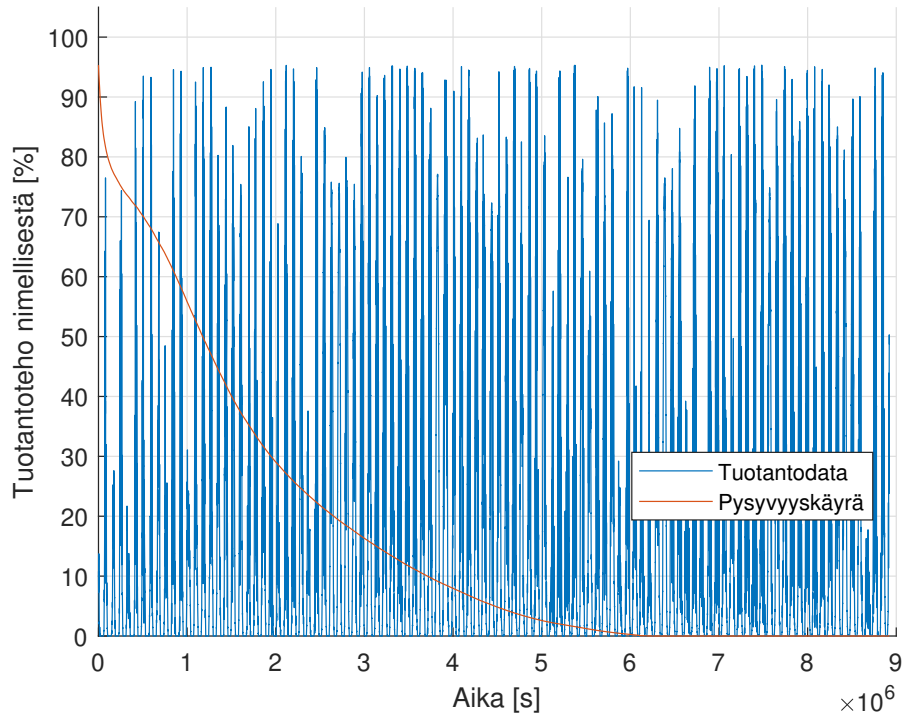


Kuva 4.5: Tuotantotehon 10 minuutin tason muutos nimellistehoon suhteutettuna kolmen vuoden aikana.

Aurinkosähkön tuotantotehon muutokset näyttäisivät rajoittuvan 10 minuutin tarkastelussa korkeintaan noin 66 % voimalan nimellistehosta. Seuraavaksi tarkastellaan aurinkosähkön tehonvaihtelua 1 sekunnin mittausväleillä.

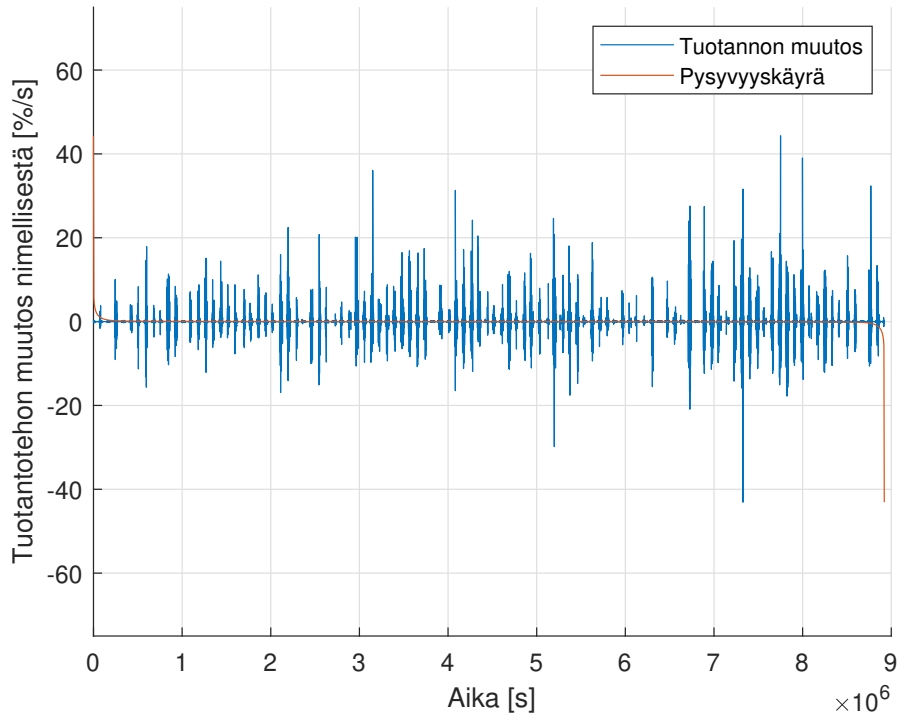
#### 4.2.2 Aurinkosähkötuotanto sekuntiresoluutiolla

Nopeiden jännitteen vaihteluiden kannalta mielenkiintoisia ovat aurinkosähkötuotannossa sekuntitasolla tapahtuvat ilmiöt. Sekuntitasolla tuotantotehojen vaihteluihin vaikuttaa nopeat sääilmiöt, kuten yksittäisten pilvien ja pilvirintamien liikkuminen. Kuvissa 4.6, 4.8 ja 4.10 esittävät aurinkosähkön tuotantoja sekuntitasolla kolmessa LUT-yliopiston aurinkovoimalassa. Kuvat 4.7, 4.9 ja 4.11 havainnollistavat kuinka tuotantotehot vaihtelevat sekuntitasolla suhteessa voimalan nimellistehoon.



Kuva 4.6: Autokatosvoimalan aurinkosähkön tuotantotehot ja pysyvyyskäyrä sekuntitasolla nimellistehoon suhteutettuna 1.4.–15.7. aikavälillä.

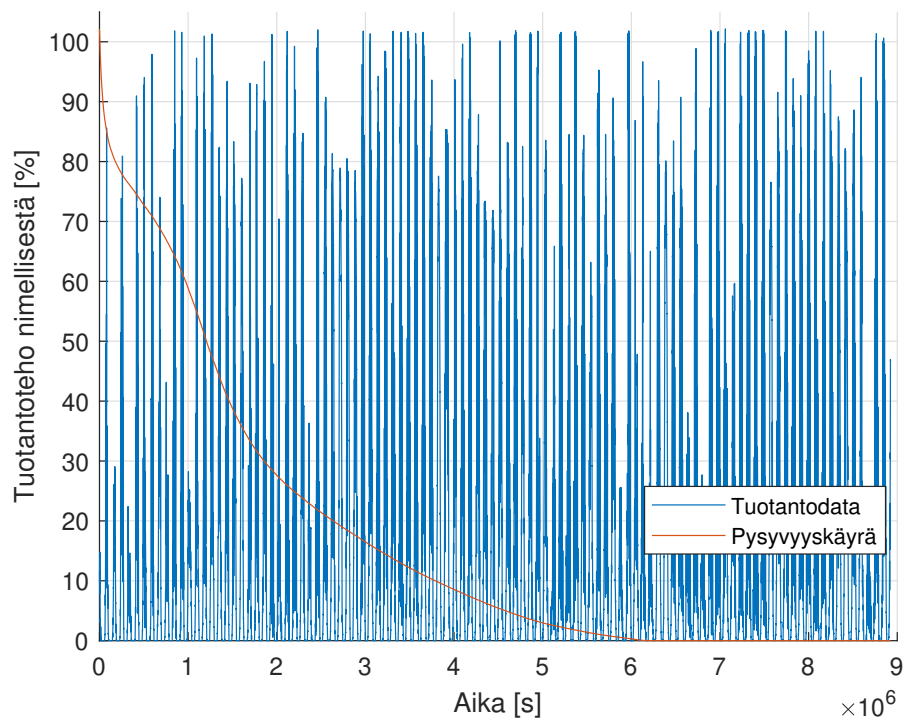
Kuvasta 4.6 voidaan havaita, ettei voimalan tuotannon huipputehot yllä sekuntitasollakaan paneelien nimelliseen tehoon. Tämä johtuu käytännössä siitä, että kyseisen voimalan invertterit ovat paneelien tehoon nähden hieman alimitoitettut. Kuvan perusteella näyttää että todella korkeita tuotantotehoja on useasti, mutta pysyvyyskäyrä osoittaa että yli 80 % nimellistehosta ylitetään vain harvoin, vain 1,17 % ajasta aikavälillä 1.4.–15.7. Kuvassa 4.7 on havainnollistettu voimalaitoksen tuotantotehon vaihteluita.



Kuva 4.7: Autokatosvoimalan tuotantotehojen vaihtelut sekuntitasolla nimellistehoon suhteutettuna 1.4.–15.7. aikavälillä.

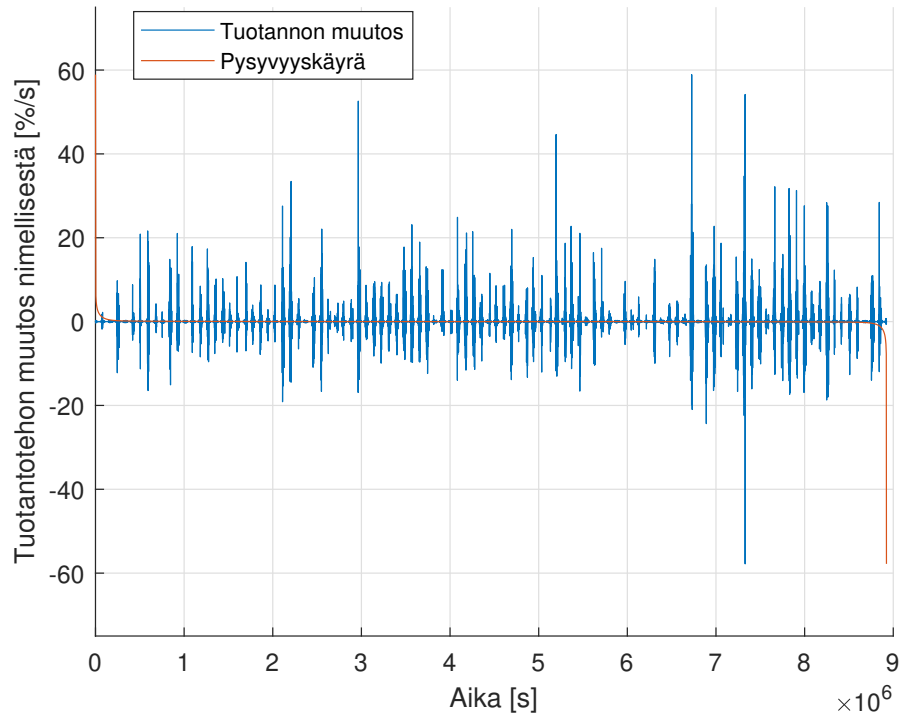
Sekuntitasolla tuotannon vaihtelut ovat pääosin maltillisia suhteessa voimalan nimellistehoon. Autokatosvoimalan teho kasvaa sekunnissa yli 10 % 428 kertaa ja laskee yli 10 % 347 kertaa, yhteensä yli 10 % muutoksia tapahtuu alle 0,009 % ajasta aikavälillä 1.4.–15.7. Suurimmillaan tuotantoteho pienenee 43,1 %/s ja kasvaa 44,3 %/s.

Kuvassa 4.8 on esitettyä sekuntitason tuotantolukemat tasakattovoimalasta.



Kuva 4.8: Tasakattovoimalan aurinkosähkön tuotantotehot ja pysyvyyskäyrä sekuntitasolla nimellistehoon suhteutettuna 1.4.–15.7. aikavälillä.

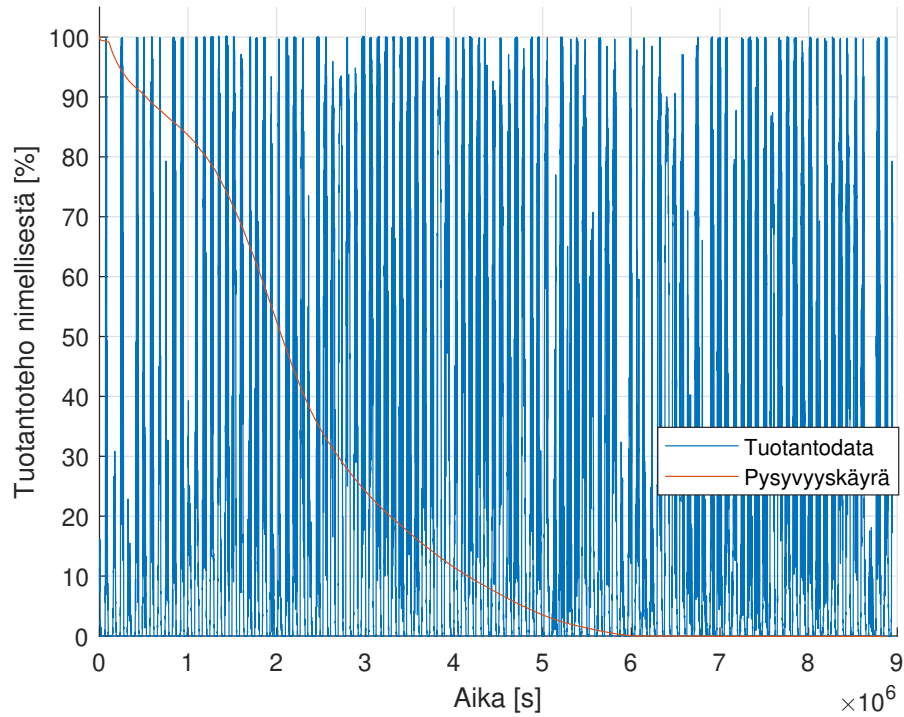
Tasakattovoimalassa sekuntitason tuotantolukemissa näkyy nimellistehon ylityksiä. Suurin tuotantoteho on 102,1 % nimellistehosta. Nimellisteho ylitetään 0,05 % ajanjakson mittauksista. Tuotantoteho ylittää 90 % nimellistehosta 0,44 % ajanjakson mittauksista ja 80 % vastaavasti 2,0 % mittauksista. Kuva 4.9 havainnollistaa tuotantotehojen muutoksia sekuntitasolla tasakattovoimalassa.



Kuva 4.9: Tasakattovoimalan tuotantotehojen vaihtelut sekuntitasolla nimellistehoon suhteutettuna 1.4.–15.7. aikavälillä.

Tasakattovoimalassa suurin tuotantotehon kasvu on 58,9 % ja suurin tuotantotehon lasku 57,8 % nimellisestä.

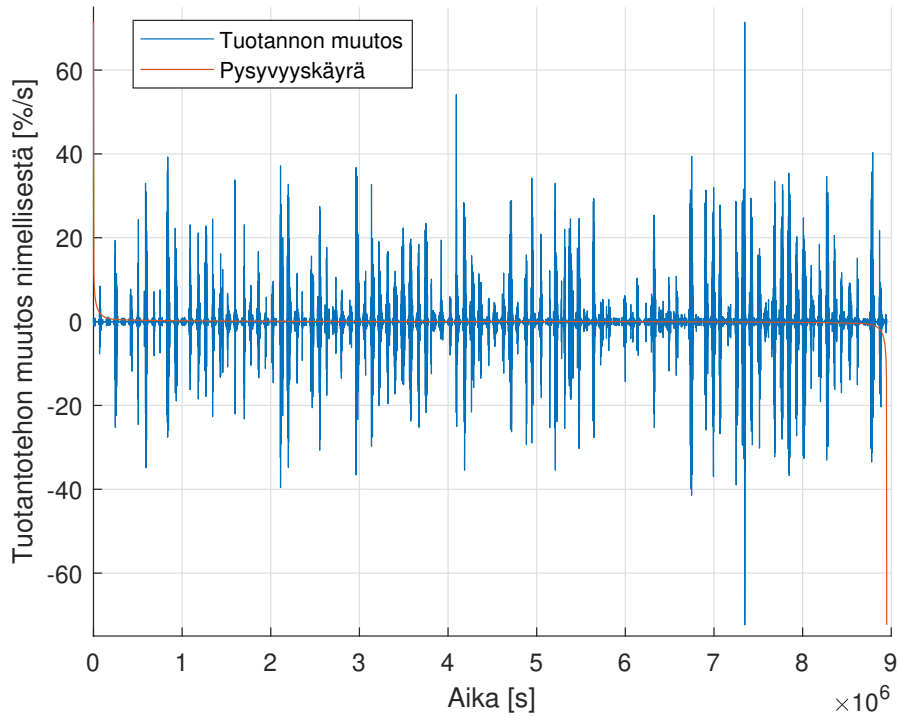
Kuva 4.10 havainnollistaa aurinkoa seuraavan noin 5 kWp järjestelmän tuotantotehoja yhden sekunnin resoluutiolla.



Kuva 4.10: Aurinkoa seuraavan voimalan aurinkosähkön tuotantotehot ja pysyvyyskäyrä sekuntitasolla nimellistehoon suhteutettuna 1.4.–15.7. aikavälillä.

Kuvasta voidaan havaita että aurinkoa seuraavalla aurinkosähköjärjestelmällä saavutetaan korkea tuotantoteho useammin kuin kiinteillä asennuksilla (kuvat 4.7 ja 4.9).



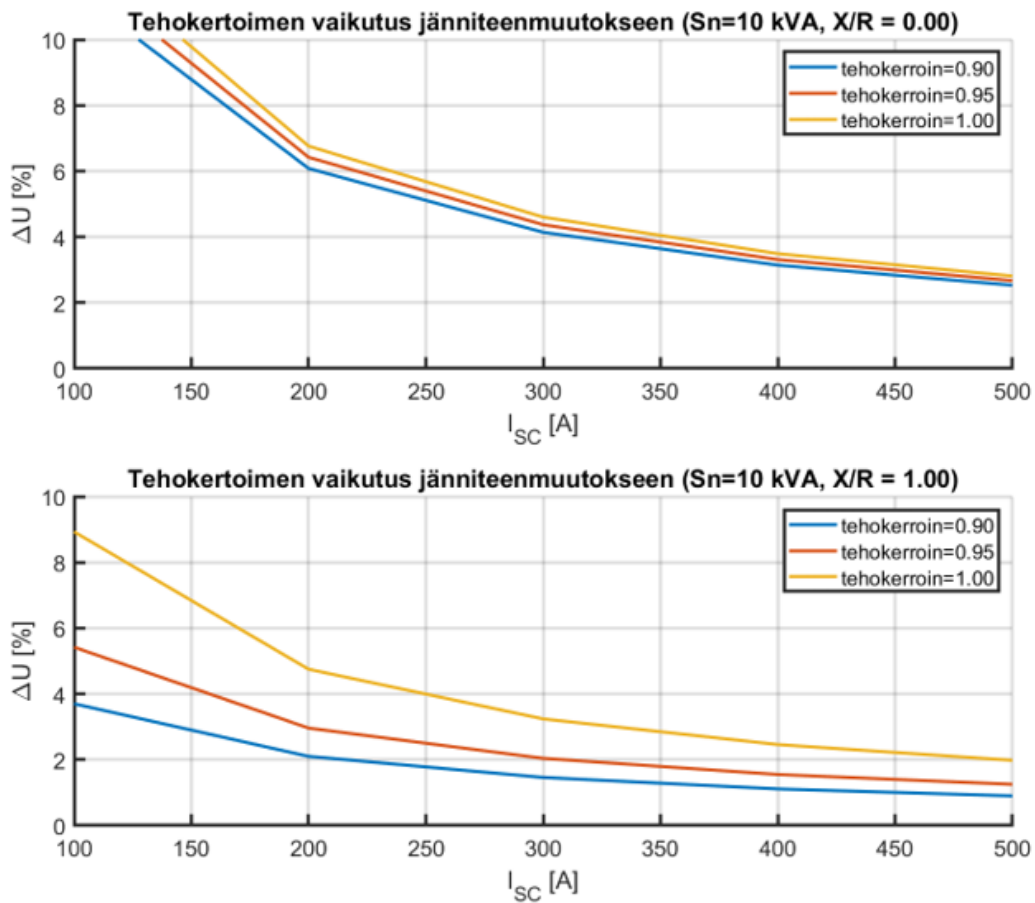


Kuva 4.11: Tuotantotehojen vaihtelut sekuntitasolla nimellistehoon suhteutettuna 1.4.–15.7. aikavälillä.

Yhteenvedona tuotantodatan analyseista voidaan todeta, että nopeat tuotantotehon vaihtelut ovat hyvin harvinaisia ja korkeimmillaankin noin 70 %/s aurinkosähköjärjestelmän nimellistehoon verrattuna.

### 4.3 Jännitteen vaihteluihin vaikuttaminen loistehon säädöllä

Käytännössä jännitemuutoksiin vaikuttaa myös loistehon siirtäminen sähköverkossa. Aurinkosähköinverttereillä pystytään kuluttamaan tai tuottamaan loistehoa. Kuvassa 4.12 on havainnollistettu loistehosäädön vaikutusta jännitteen muutokseen erilaisilla oikosulkuvirtatasoilla sekä täysin resistiivisessä että myös reaktanssia sisältävässä verkossa.



Kuva 4.12: Tuotantolaitteiston tehokertoimen ja syöttävän verkon X/R suhteen vaikutus jännitteen nousuun. Tehokerroin induktiivinen.

Kuvasta 4.12 voidaan nähdä, että loistehosäädön vaikutus kasvaa kun verkon reaktanssin osuus syöttävän verkon impedanssista on suurempi. Käytännössä PJ-johdot ovat hyvin resistiivisiä, X/R-suhteen ollessa noin 0,1. Jakelumuuntajat taas ovat reaktiivisia, X/R-suhteen ollessa pienimpiä jakelumuuntajakokoja lukuunottamatta yli 1,00. Tyypillisesti asiakkaiden oikosulkuimpedanssin X/R-suhde on siis kuvassa 4.12 esitettyjen vaihtoehtojen väliltä.

#### 4.4 Johtopäätökset

Nopeiden jännitevaihteluiden yhtälön parametrisoinnissa on useita varmuusmarginaalia lisääviä valintoja. Yhtälössä käytettävän oikosulkuvirran tulisi olla kolmivaiheisen oikosulkuimpedanssin mukainen, koska aurinkosähköjärjestelmät ovat kolmivaiheisia kuormia. Liittymien pienin oikosulkuvirta ei ole kolmivaiheinen oikosulkuvirta, vaan joko yksi- tai kaksivaiheisen oikosulkuvirta.

$i_{suhde}$  vakion parametrisoinnilla voidaan huomioida kuinka suuria tehonmuutoksia voimalassa

voi tapahtua voimalan nimellistehoon suhteutettuna. Tehtyjen tarkastelujen perusteella aurinkosähkön tehonvaihtelut ovat sekuntitasolla korkeintaan noin 70 %. Voimalan tippuminen verkosta nimellistehon aikaan voi kuitenkin aiheuttaa nimellistehon suuruisen muutoksen. Nimellistehon suuruiset tuotantotehot ovat kuitenkin harvinaisia. Aurinkosähköjärjestelmien mahdollisesti aiheuttama välkyntä ei kuitenkaan käytännössä johdu auringon säteilyintensiteetin vaihteluista, vaan todennäköisemmin MPPT ohjauksen epäonnistumisesta.

Yhtälö ei huomioi sitä, onko useita voimaloita kytkettynä samojen impedanssien, eli jakelumuuntajien ja PJ-runkojohtojen, takana. Verkkoyhtiö voisi laskea yhtälönmukaisen liitettävissä olevan aurinkosähkökapasiteetin jokaiseen verkon solmupisteeseen kunkin pisteen oikosulkuimpedanssin perusteella.

Yhtälö ei ota huomioon loistehon säätöä. Jos loistehon kulutusta lisätään aurinkosähköinvertterin avulla, ovat jännitteen muutokset yhtälöllä laskettuja muutoksia maltillisempia. Eroavaisuus riippuu loistehon säädön ja verkon reaktanssin osuuden suuruuksista.

## 5 Verkostovahvistusten lykkääminen laajamittaisen aurinkosähkön kohdistuessa samalle alueelle

Luvussa 4 keskityttiin tarkastelemaan yksittäisten aurinkosähköjärjestelmien aiheuttamia jännitevaikutuksia. Tässä luvussa käsitellään useiden aurinkosähköjärjestelmien yhteisvaikutusta sähköverkon jännitteisiin, häviöihin ja jakelumuuntajien kuormittumiseen, sekä tarkastellaan joustavien ratkaisuiden vaikuttavuutta liitettävän aurinkosähköjärjestelmien verkon kuormittumiseen.

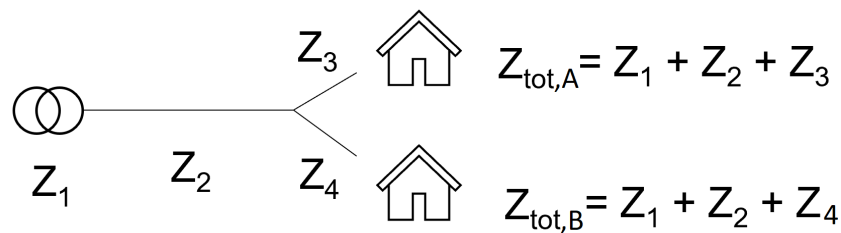
### 5.1 Ongelman asettelu

Aurinkosähkön yleistymisen voi johtaa siihen, että aurinkosähköntuotanto alkaa vaikuttamaan sähköverkon jännitteisiin laajemmin myös keskijänniteverkon puolella. Aurinkosähköntuotannot tapahtuvat pääosin samanaikaisesti, joten eri voimaloiden yhteisvaikutuksesta jännitteet voivat alkaa nousemaan verkossa laajemmin. Tässä luvussa selvitetään minkälaisia vaikutuksia laajamittaisella aurinkosähkön yleistymisellä on pienjännite- ja keskijänniteverkkoihin. Luvussa tarkastellaan minkälaisia vaikutuksia uusien puolikovien ja pehmeiden menetelmien hyödyntämisellä voidaan saavuttaa verkosto-ongelmien, kuten jännitteiden nousun, hallitsemiseksi. Tarkasteluissa varioidaan aurinkosähkön yleistymistä erilaisilla skenaarioilla. Tarkasteluiden lähtöolettamana on, että pehmeiden ja puolikovien menetelmien hyödyntämisellä voidaan saavuttaa kustannusäästöjä perinteisiin verkoston vahvistusinvestointeihin verrattuna erityisesti alueilla, joissa jakeluverkko on verrattain nuorta.

Simuloinneissa tarkastellaan ensin laajamittaisen aurinkosähkön vaikutuksia laajempien keskijännitteisten johtolähtöjen jännitteisiin. KJ-verkon tuloksien perusteella saadaan näkemys, kuinka paljon aurinkosähkön laajamittainen yleistymisen vaikuttaa jakelumuuntamoiden yläjännitepuolen jännitetasoihin. Toisin sanoen, aiheuttaako aurinkosähkön laajamittainen yleistymisen ongelmia laajasti johtolähdöillä vai kohdistuvatko ongelmat esimerkiksi haarajohdoilla oleville jakelumuuntamoille.

Aurinkosähköjärjestelmiä arvotaan skenaarioluonteisesti johtolähdön asiakkaille riittävän monta kertaa eri yleistymisen penetraatioasteilla, jotta mahdollisten haasteiden herkkyys aurinkosähköjärjestelmien maantieteelliselle sijoittumiselle ja määrälle voidaan arvioida.

Yhtälön (3) perusteella määritetty verkkoon liitettävissä oleva aurinkovoimalakapasiteetti voi alkaa aiheuttamaan ongelmia kun verkossa on useita voimaloita. Yhtälössä huomioidaan käytännössä yhden voimalan tuotantoteho ja asiakkaan liittymän oikosulkuimpedanssi, mutta jätetään huomioimatta se, että useita voimaloita voi kytkeytyä samojen jakelumuuntamoiden ja PJ-johtojen taakse. Kuva 5.1 havainnollistaa yhtälön käytön haastetta useamman voimalaitoksen tapauksessa.



Kuva 5.1: Oikosulkuimpedanssilla laskettaessa jännitemuutosta usean voimalaitoksen yhteisvaikutusta yhteisissä syöttävän verkon impedansseissa ei tule huomioiduksi.

Mikäli asiakkaalle A mitoitetaan oikosulkuimpedanssin  $Z_{\text{tot},A}$  mukainen voimala, niin asiakkaalle B ei voida asentaa enää  $Z_{\text{tot},B}$  mukaista voimalaa ilman jännitteen vaihtelun nousemista 4 % arvoa korkeammaksi.

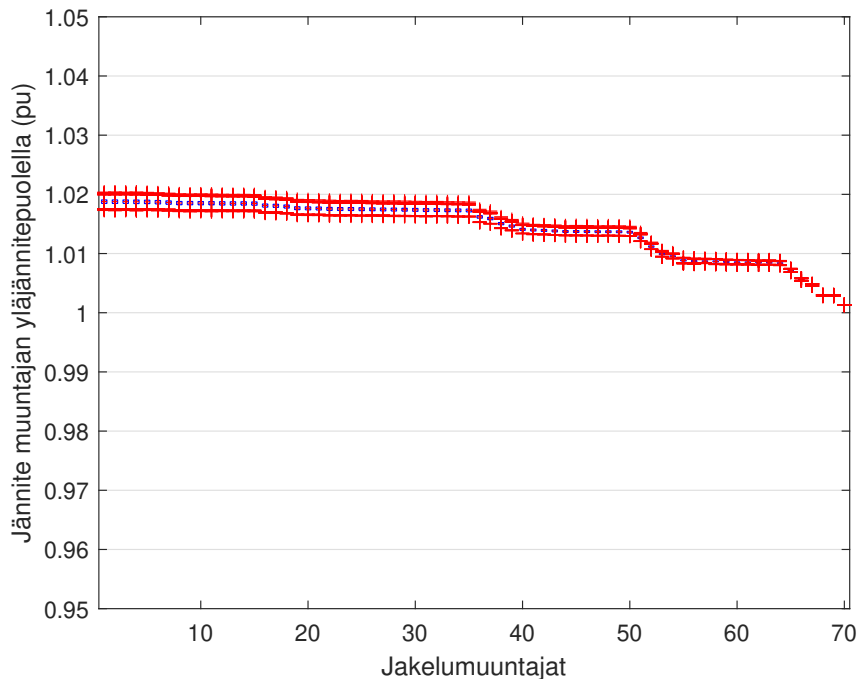
## 5.2 Keskijännitejohtolähtötason simulaatiot

Keskijänniteverkon jännitevaikutuksia voidaan tutkia mallintamalla aurinkosähköjärjestelmiä asiakkaille ja laskemalla tehonjakolaskennan avulla sähköverkon solmupisteiden jännitteet ja solmuvälien virrat erilaisissa skenaarioissa. Aurinkosähkötuotannon ollessa korkeimmillaan kesäpäivinä sähkönkulutus on tyypillisesti vain murto-osa talven aikaisista kuormista. Tämän seurauksena keskijännitteisen ilmajohtoverkon loistehotasapaino voi olla kapasitiivinen, eli johdot toimivat aliluonnollisella teholla, jolloin sähköjohdot tuottavat loistehoa enemmän kuin niiden läpi siirrettävän sähkövirran seurauksena johdolla kulutetaan loistehoa.

Tarkasteltavat johtolähdöt ovat pääosin Suomen haja-asutusalueilta sisältäen myös taajamia. Simuloinneissa mallinnettiin pienen sähkönkulutuksen (alle 2000 kWh/a) omaaville asiakkaille 3 kWp aurinkosähköjärjestelmiä ja tätä suurempikulutusisille asiakkaille isompia järjestelmiä, joiden kokoa varioitiin 6–12 kWp välillä. Aurinkosähköjärjestelmät oletettiin etelää kohti suunnatuiksi, koska asiakkaiden sijaintia ei tunnettu, ja täten ei voitu tarkemmin arvioida käytettävissä olevia kattopintoja. Kuormituksen tehokertoimeksi oletettiin simulaatioissa  $\cos\phi = 0,95_{\text{ind}}$ . Simuloinnit toteutettiin Monte-Carlo menetelmällä arpomalla aurinkosähköjärjestelmä halutulle osuudelle asiakkaita.

### 5.2.1 Jännitteiden kehittyminen aurinkosähkön myötä

Kuvassa 5.2 havainnollistetaan tuloksia johtolähdön jakelumuuntajien KJ-puolen jännitteistä aurinkosähkön yleistettyä hyvin laajasti, 75 % asiakkaita, loistehosäädön ollessa nykyisellään  $\cos\phi = 1,0$ . Tehonjakolaskenta suoritettiin 5000 kertaa tunnille, jolloin aurinkosähkötuotanto verrattuna johtolähdön asiakkaiden kulutukseen oli suurimmillaan. Tämä laskentatapa osoittaa minkälaisia jännitevaikutuksia keskijänniteverkossa voidaan havaita.

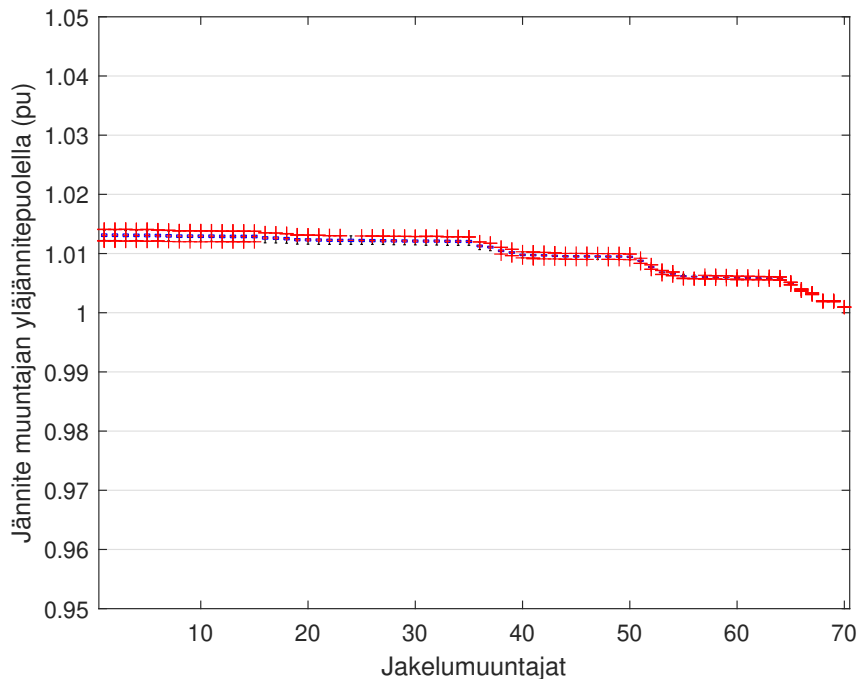


Kuva 5.2: Jakelumuuntajien yläjännitepuolen jännitteen nousujen arvot johtolähdöllä 11.  $\cos\phi = 1$  ja 75 % asiakkaista aurinkosähkö 3/6 kWp. Kuvassa on havainnollistettu kunkin jakelumuuntajan yläjännitepuolen jännitteen vaihteluväliä eri simulointikierroksilla.

Voidaan havaita, että jännitteiden nousu keskijänniteverkossa pysyy pahimmillaankin 2,0 % tasolla. Vaihteluvälit jännitteillä ovat eri simulaatiokerroilla korkeimmillaankin vain 0,3 % nimellisjännitteestä.

Tulee huomioida, että tarkastelussa johtolähdön alkupään jännite on oletettu säädetyksi 20 kV (1 p.u) tasolle sähköaseman päämuuntajan käämikytkimellä. Käytännössä käämikytkimen käytettävyyttä kiskojännitteen laskemiseen voi rajoittaa aseman toisilla johtolähdöillä samanaikaisesti olevien suurten kuormien, esimerkiksi teollisuus, jännitteenalenemat tai päämuuntajan yläjännitepuolen jännite. Käämikytkimen säädettävyyteen voi vaikuttaa myös 110 kV verkon jännitetaso.

Kuvassa 5.3 havainnollistetaan jakelumuuntajien yläjännitepuolen jännitetasoja aurinkosähköjärjestelmien 75 % penetraatioasteella invertterien loistehosäädön ollessa asetettuna arvoon  $\cos\phi = 0,9_{ind}$ .



Kuva 5.3: Jakelumuuntajien yläjännitepuolen jännitteen nousujen arvot johtolähdöllä 11.  $\cos\phi = 0,9_{\text{ind}}$ . 75 % asiakkaista aurinkosähkö 3/6 kWp. Kuvassa on havainnollistettu kunkin jakelumuuntajan yläjännitepuolen jännitteen vaihteluväliä eri simulointikierroksilla.

Voidaan havaita jännitteen nousujen olevan maltillisempia kuin  $\cos\phi = 1,0$  tapauksessa. Tämä johtuu siitä että KJ-verkko toimii aliluonnollisella teholla siirrettävien päätötehojen ollessa matalia. Mikäli loistehonkompensointi on toteutettu keskitetysti sähköasemalla, invertterien loistehosäätö voi auttaa toimimalla eräänlaisena hajautettuna kompensointina. Loistehon siirtäminen PJ-verkon johdoissa ja jakelumuuntajissa kuitenkin kasvattaa sähkövirtaa ja täten lisää näiden komponenttien kuormitushäviöitä.

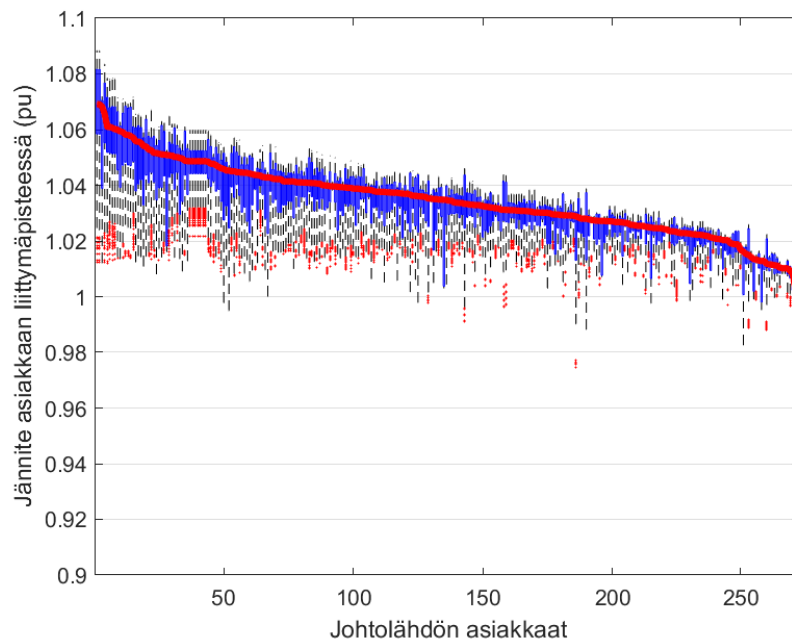
Vertaamalla kuvia 5.2 ja 5.3 voidaan havaita, että aurinkosähköinvertterien loistehosäädöllä voidaan rajoittaa jännitteen nousua myös KJ-verkossa. Tällä tarkastellulla pahimmat jännitteen nousut laskevat 2,0 % tasolta 1,4 % tasolle.

Voidaan myös havaita, ettei aurinkosähköön yleistyminen nosta merkittävästi keskijänniteverkon jännitteitä, vaikka penetraatioaste oletetaan korkeaksi. Tämä johtuu pääasiassa siitä, että Suomessa keskijänniteverkkojen suunnittelussa otetaan huomioon sähköasemien korvattavuus talviajan lämmityskuormien aikana, jonka seurauksena jännitejäykkyys keskijänniteverkossa on normaalikäyttötilanteessa vahva.

$\cos\phi$  loistehosäädön avulla voidaan vaikuttaa keskijänniteverkon loistehon siirtotarpeeseen ja näin ollen vähentää jännitteiden kasvua keskitetysti kompensoidussa verkossa. Hajautetusti

kompensoidussa KJ-verkossa vaikutukset riippuisivat kompensoinnin mitoituksesta.

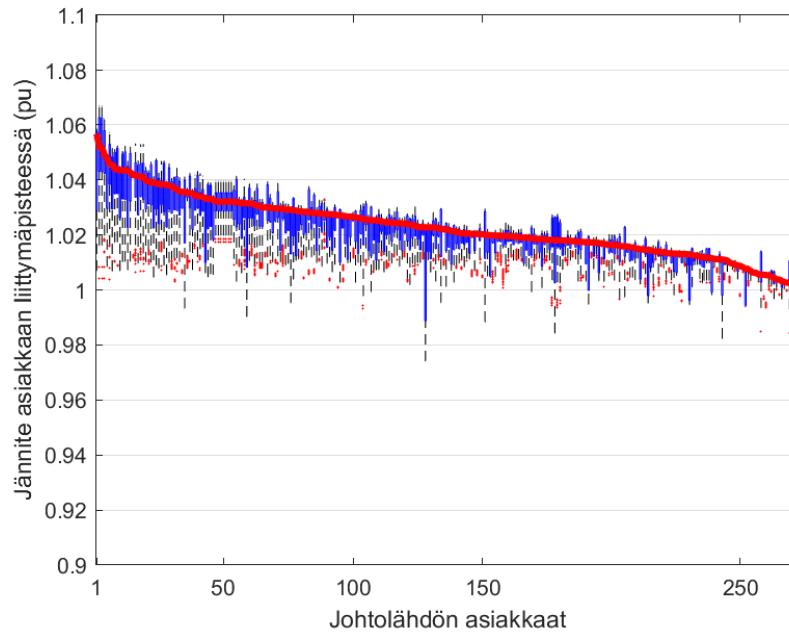
Verkon kapasiteetin riittävyyden näkökulmasta on tärkeää tarkastella kuinka asiakkaiden PJ-liittymien jännitteet kehittyvät aurinkosähkön yleistymisen myötä. Kuvissa 5.4 ja 5.5 havainnollistetaan asiakkaiden liittymien jännitteiden nousua huipputuotannon aikana.



Kuva 5.4: PJ-liittymien jännitteiden vaihteluvälit ja mediaani (punainen käyrä) johtolähdöllä 11.  $\cos\phi = 1,0$  ja 75 % asiakkaista aurinkosähkö 3/6 kWp.

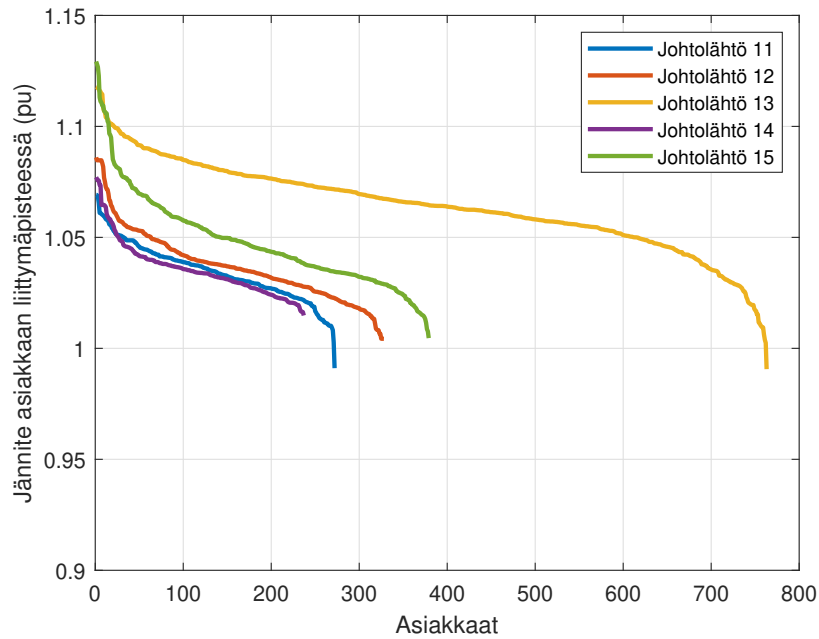
Kuvasta 5.4 voidaan nähdä, että yksittäisillä asiakkailla jännitteen nousu voi olla jopa 9 % mikäli loistehon säätöä ei ole käytössä ja aurinkosähköjärjestelmät yleistyvät voimakkaasti. Kuva 5.5 havainnollistaa asiakkaiden jännitteiden nousua huipputuotannon aikaan, mikäli loistehon säätö on asetettu kaikilla asiakkailla  $\cos\phi = 0,9_{ind}$ .



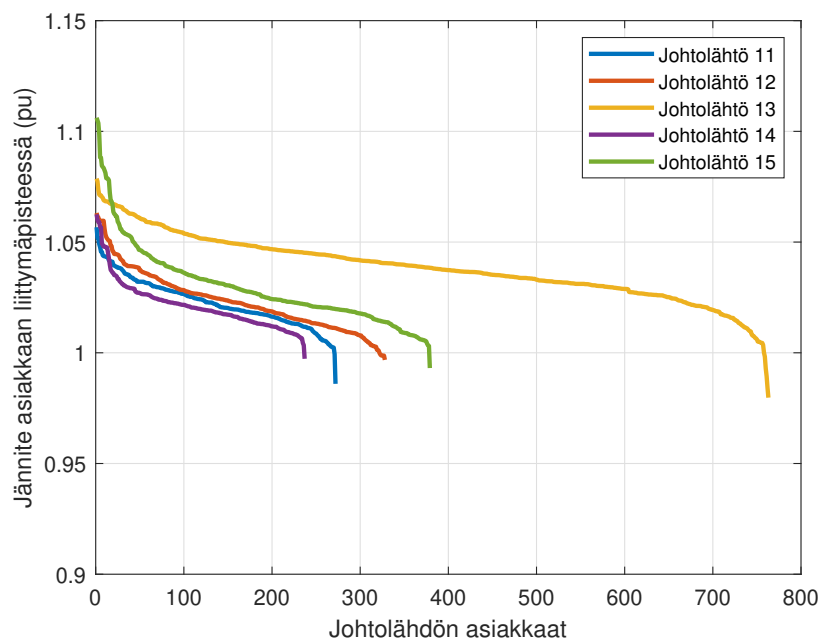


Kuva 5.5: PJ-liittymien jännitteiden vaihteluvälit ja mediaani (punainen käyrä) johtolähdöllä 11.  $\cos\phi = 0,9_{\text{ind}}$ , 75 % asiakkaista aurinkosähkö 3/6 kWp.

Vertaamalla kuvia voidaan huomata, että loistehosäädöllä saadaan hillittyä jännitteen nousua asiakkaiden liittymissä. Kuvia tarkastellessa tulee huomioida, ettei kaikille asiakkaille tapahdu korkeinta jännitteen nousua samalla simulaatiokierroksella. Koska asiakkaan jännite ei saa nousta yli 10 % nimellisjännitteestä, niin nykyisen verkon siirtokyvyn kannalta merkittävään osaan nousee johtolähdön alkupään jännite, eli päämuuntajan käämikytken säädettävyys ehkäisemään jänniteongelmia. Kuvissa 5.6 ja 5.7 havainnollistetaan jännitevaikutuksia viiden johtolähdön liittymien kokemien simulointikierroksien mediaaniarvojen osalta.



Kuva 5.6: PJ-liittymien jännitteet huipputuotannon aikana johtolähdöillä 11–15.  $\cos\phi = 1,0$  ja 75 % asiakkaista aurinkosähkö 3/6 kWp.



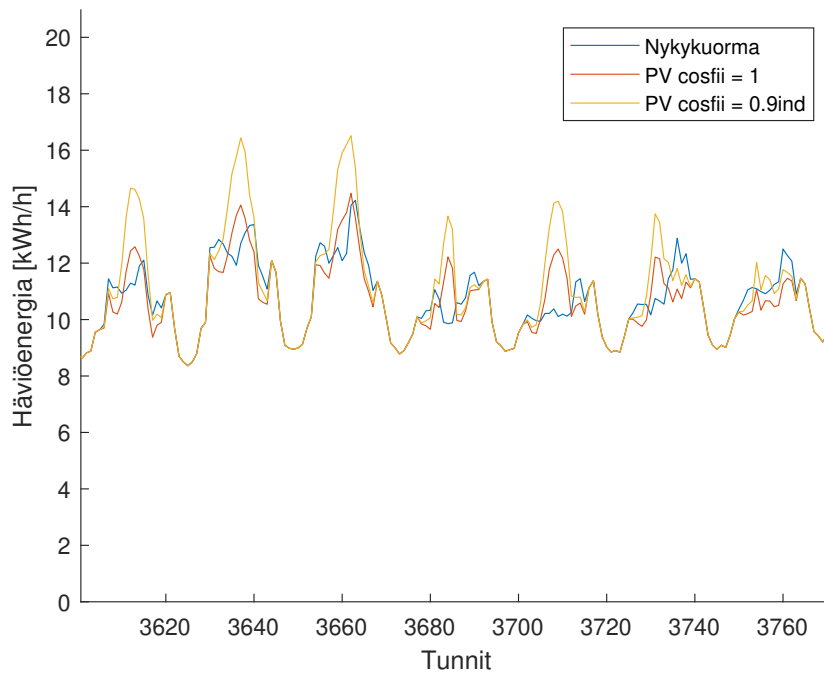
Kuva 5.7: PJ-liittymien jännitteet huipputuotannon aikana johtolähdöillä 11–15.  $\cos\phi = 0,9_{ind}$ , 75 % asiakkaista aurinkosähkö 3/6 kWp.

Kuvista voidaan havaita, että kahdella johtolähdöllä pienellä osalla asiakkaista jännite nousisi jopa yli 10 % aurinkosähkötuotantojen seurauksena mikäli loistehon säätöä ei hyödynnetä. Kun

aurinkosähköinvertertien loistehon säätö on käytössä, jännitteen nousu on selkeästi hillitympää.

### 5.2.2 Häviöiden kehittyminen aurinkovoimaloiden loistehosäädön myötä

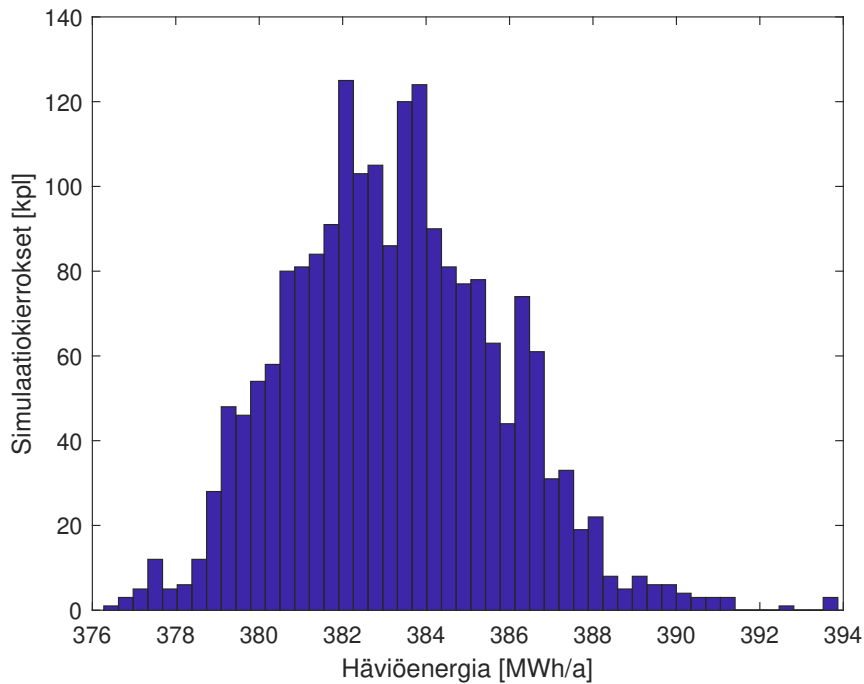
Aurinkosähkön yleistymisen muuttaa sähköverkon sähkövirtojen suuntia ja suuruuksia. Jotta tiedettäisiin, kuinka aurinkosähkön yleistymisen vaikuttaa sähköverkon häviöiden kehittymiseen, tulee aurinkosähkön vaikutuksia tarkastella laajemmissa verkkokokonaisuuksissa. Kuva 5.8 havainnollistaa johtolähtötason häviötehoa aurinkosähköllä ja ilman eri vuorokauden aikoina ja erilaisina kesäpäivinä.



Kuva 5.8: Johtolähdön häviötehot nykykuormilla ja mallinnetulla aurinkosähköllä tunneittain viikon ajalta kesäkuun alussa. Aurinkosähköjärjestelmät mallinnettu 25 % asiakkaista. 6 kWp järjestelmä yli 2000 kWh/a asiakkaille ja 3 kWp alle 2000 kWh/a kulutuksen asiakkaille.

Kuvasta voidaan havaita, että häviöt pienenevät aamulla ja illalla, mutta kasvavat aurinkoisina päivinä päivällä tuotantotehojen ollessa korkeita. Häviöt pienenevät sellaisina ajankohtina, jolloin tuotanto kattaa kulutusta paikallisesti, mutta ei kasvata verkkoon syötöllä sähkövirtaa nykyisestä. Käytännössä tuotanto pienentää häviöitä keväällä ja syksyllä, jolloin asiakkaiden sähkönkulutus on kesäaikaa korkeampaa ja samalla tuotantotehot maltillisia.

Seuraavaksi on tarkasteltuna kuinka paljon häviöt vaihtelevat suuremmassa simulaatiomäärässä mikäli aurinkosähköjärjestelmät ovat isommilla asiakkailla 12 kWp ja pienillä 3 kWp. Kuva 5.9 esittää johtolähdön häviöiden eri simulointikierrosten jakauman, kun aurinkosähköjärjestelmät arvotaan 25 % asiakkaista 2000 kertaa.



Kuva 5.9: Johtolähdön (1) häviöt eri simulaatiokierroksilla 25 % aurinkosähköpenetraatiolla 12 kWp ja 3 kWp voimalako'oilta. Loistehon säätö on oletettu  $\cos\phi = 0,9_{ind}$ .

Kuvasta 5.9 voidaan huomata, että eri simulaatiokierroksilla häviöt vaihtelevat välillä 376 – 394 MWh/a, mutta suhteellisesti vaihteluväli on pieni odotusarvoon verrattuna. Tämä tarkoittaa, että häviöiden kehittymisen kannalta on vain suhteellisen pieni vaikutus sillä, mitkä asiakkaat aurinkosähköä hankkivat. Toisaalta, jos aurinkosähköjärjestelmät keskittyvät sattumanvaraisen jakauman sijasta jollekin tietylle alueelle voimakkaasti, niin myös häviöiden kasvu sekä muut haasteet voivat olla merkittävämpiä.

Mikäli kaikille asiakkaille asennetaan aurinkosähköjärjestelmät, häviöt kehittyvät 19 johtolähdöllä taulukon 3 mukaisesti.

Taulukko 3: Häviöt johtolähtötasolla 100% aurinkosähköskenaariossa

Skenaario	Nykykuorma	100% PV 3/6 kWp $\cos\phi = 1,00$	100% PV 3/6 kWp $\cos\phi = 0,90$
Johtolähtö	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]
1	246	311 (+26,4 %)	343 (+39,4 %)
2	288	368 (+27,8 %)	413 (+43,4 %)
3	186	239 (+28,5 %)	269 (+44,6 %)
4	154	160 (+3,6 %)	169 (+9,9 %)
5	600	605 (+0,8 %)	612 (+2,1 %)
6	529	534 (+1,0 %)	567 (+7,1 %)
7	153	161 (+4,9 %)	169 (+10,4 %)
8	203	227 (+12,1 %)	249 (+22,9 %)
9	151	159 (+5,1 %)	167 (+10,8 %)
10	229	255 (+11,3 %)	277 (+20,9 %)
11	159	164 (+3,1 %)	173 (+8,8 %)
12	126	139 (+10,3 %)	147 (+16,7 %)
13	423	469 (+10,9 %)	500 (+18,2 %)
14	73	83 (+13,7 %)	90 (+23,3 %)
15	134	157 (+17,2 %)	171 (+27,6 %)
16	138	143 (+3,7 %)	150 (+8,3 %)
17	320	352 (+10,1 %)	381 (+19,2 %)
18	167	176 (+5,4 %)	188 (+12,3 %)
19	402	419 (+4,2 %)	456 (+13,4 %)

Tehtyjen simulaatioiden perusteella sähköverkon häviöt kasvavat 0,8–28,5 % johtolähtötasolla mikäli kaikille asiakkaille asennettaisiin aurinkosähkölaitteet, jotka eivät tee loistehon säätöä. Jos aurinkosähkölaitteet parametrisoidaan kuluttamaan loistehoa  $\cos\phi = 0,9_{ind}$  perusteella, niin häviöt kasvavat 2,1–44,6 % nykytilanteeseen verrattuna. Häviöiden kehittymisen voimakkuuteen vaikuttaa monet tekijät, kuten johtolähdön asiakkaiden pohjakuorma aurinkosähkötuotannon aikaan, johtolähdön kuormitushuiput, komponenttivalinnat, asiakasmäärä, johtolähdön topologia ja asiakkaiden sijoittuminen verkkoon.

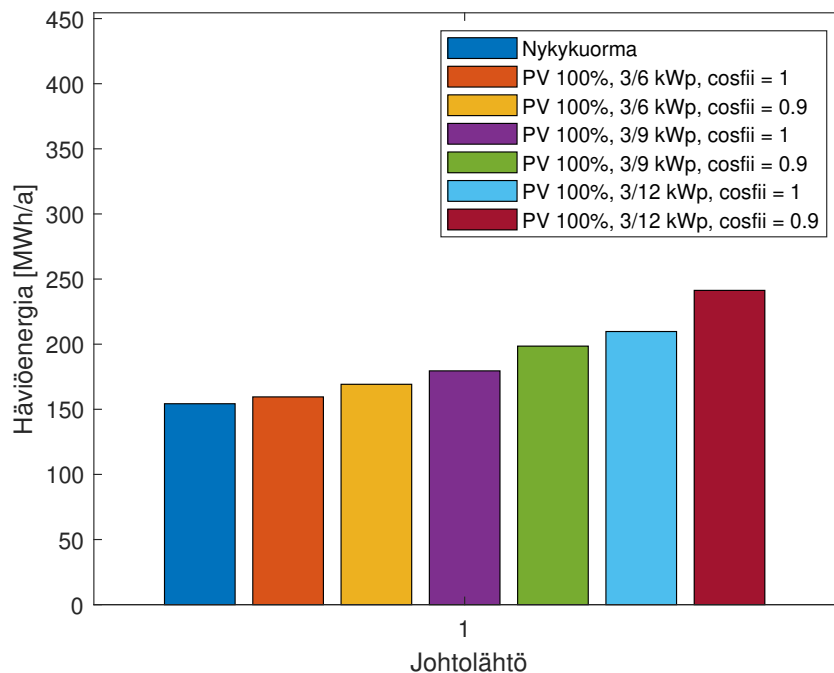
Taulukossa 4 on havainnollistettu johtolähdön häviöitä vuositason tasolla, mikäli 25 % asiakkaista hankkii aurinkosähkölaitteet. Aurinkosähkölaitteet arvottiin 20 kertaa 25 % asiakkaista. Taulukon vaihteluvälit kuvaavat eri arvontakierrosten häviöiden vaihteluväliä. Arvontakierrosten matala lukumäärä ei takaa tilastollisesti kattavaa vaihteluväliä, mutta arvioida tyypilliset arvot eri johtolähdöille.

Taulukko 4: Häviöt johtolähtötasolla 25% aurinkosähköskenaariossa

Skenaario	Nykykuorma	25% PV 3/6 kWp $\cos\phi = 1,00$	25% PV 3/6 kWp $\cos\phi = 0,90$
Johtolähtö	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]
1	246	243,4 – 245,0 (-1,1 – -0,4 %)	246,7–248,7 (+0,3 – +1,1 %)
2	288	281,3 – 283,4 (-2,3 – -1,6 %)	286,2 – 288,1 (-0,6 – 0,0 %)
3	186	183,1 – 184,8 (-1,6 – -0,6 %)	186,4 – 188,8 (+0,2 – +1,5 %)
4	154	151,5 – 152,5 (-1,6 – -1,0 %)	153,2 – 154,0 (-0,5 – 0,0 %)
5	600	596,7 – 597,8 (-0,5 – -0,4 %)	597,7 – 598,6 (-0,4 – -0,2 %)
6	529	516,2 – 517,8 (-2,4 – -2,1 %)	520,8 – 522,4 (-1,6 – -1,2 %)
7	153	150,7 – 151,4 (-1,5 – -1,0 %)	151,9 – 152,5 (-0,7 – -0,3 %)
8	203	197,4 – 197,9 (-2,8 – -2,5 %)	200,2 – 201,2 (-1,4 – -0,9 %)
9	151	148,5 – 149,4 (-1,7 – -1,1 %)	149,7 – 150,9 (-0,9 – -0,1 %)
10	229	224,6 – 226,0 (-1,9 – -1,3 %)	227,3 – 228,6 (-0,7 – -0,2 %)
11	159	156,2 – 156,8 (-1,8 – -1,4 %)	157,2 – 158,3 (-1,1 – -0,4 %)
12	126	123,8 – 124,4 (-1,7 – -1,3 %)	124,6 – 125,5 (-1,1 – -0,4 %)
13	423	412,7 – 414,0 (-2,4 – -2,1 %)	414,2 – 415,9 (-2,1 – -1,7 %)
14	73	71,5 – 72,1 (-2,1 – -1,2 %)	72,4 – 73,2 (-0,8 – +0,3 %)
15	134	131,7 – 132,7 (-1,7 – -1,0 %)	133,1 – 134,5 (-0,7 – +0,4 %)
16	138	135,6 – 135,8 (-1,7 – -1,6 %)	136,2 – 136,5 (-1,3 – -1,1 %)
17	320	310,3 – 310,8 (-3,0 – -2,9 %)	312,8 – 313,3 (-2,3 – -2,1 %)
18	167	163,0 – 163,5 (-2,4 – -2,1 %)	164,2 – 165,1 (-1,7 – -1,1 %)
19	402	386,1 – 386,7 (-4,0 – -3,8 %)	390,2 – 391,0 (-2,9 – -2,7 %)

Taulukosta 4 voidaan nähdä, että lähitulevaisuuden kannalta realistisemmassa aurinkosähköskenaariossa häviöt näyttävät tehtyjen simulaatioiden perusteella pienentyvän vuositasolla noin 1–2 % nykykuormituksen häviöihin verrattuna. Mikäli  $\cos\phi$  loistehonsäätö otettaisiin käyttöön, niin häviöt olisivat melko lähellä nykykuormituksen häviöitä tai laskisivat hieman. Neljällä johtolähdöllä tuli myös simulointikierroksia jolloin häviöt hieman kasvoivat.

Aurinkosähkön yleistymisen aiheuttama häviöiden kehittyminen riippuu merkittävästi asennettava aurinkosähkön määrästä ja voimako' oista. Kuvassa 5.10 on havainnollistettu simulaatioiden perusteella määritettyjä jakeluverkon häviöitä erilaisilla voimalako' oilla ja loistehon säädöllä sekä ilman.

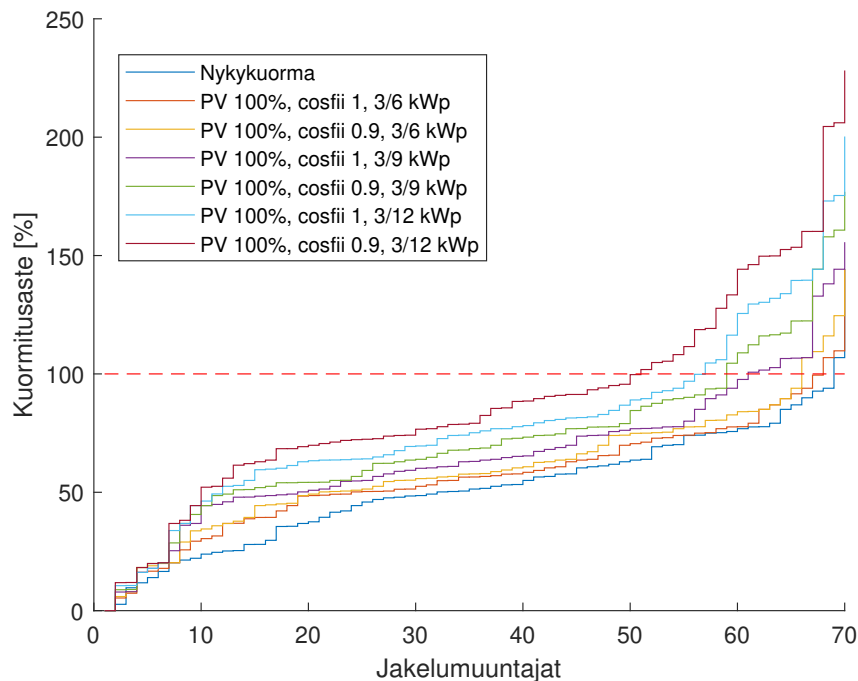


Kuva 5.10: Johtolähdön (11) häviöiden kehittyminen 100% aurinkosähköpenetraatiolla erilaisilla voimalako'oilla.

Häviöt kasvavat voimakkaammin, mikäli aurinkosähköjärjestelmiä on paljon ja voimalakoot ovat suuria. Myös loistehonsäädöstä aiheutuva häviöiden kasvu lisääntyy suurilla voimalako'oilla. Nämä johtuvat siitä, että pienempi osuus tuotannosta käytetään omaan kulutukseen ja johtolähtötason loistehotasapainokin siirtyy induktiiviselle puolelle.

### 5.2.3 Jakelumuuntajien kuormittuminen aurinkovoimaloiden loistehosäädön myötä

Loistehosäädön kannattavuuteen vaikuttaa merkittävästi myös se, voiko loistehonsäätö aiheuttaa jakelumuuntajien ylikuormittumista. Loistehon imulla saadaan laskettua jännitteitä PJ-verkoissa, mutta samalla jo valmiiksi induktiivisissa PJ-verkoissa lisätään induktiivista loistehoa, mikä kasvattaa jakelumuuntajien kuormitusta. Pelkkä aurinkosähkön pätötehon tuotanto voi kasvattaa jakelumuuntajien läpi kulkevaa sähkövirtaa, voimaloita tulee merkittävästi samaan muuntopiiriin tai mikäli voimalat ovat asiakkaiden kulutukseen nähden suuritehoisia. Kuva 5.11 havainnollistaa yhden johtolähdön jakelumuuntajien kuormitusasteita nykykuormilla ja erikokoisilla kaikille asiakkaille mallinnetuilla aurinkosähköjärjestelmillä ilman loistehonsäätöä ja sen kanssa.

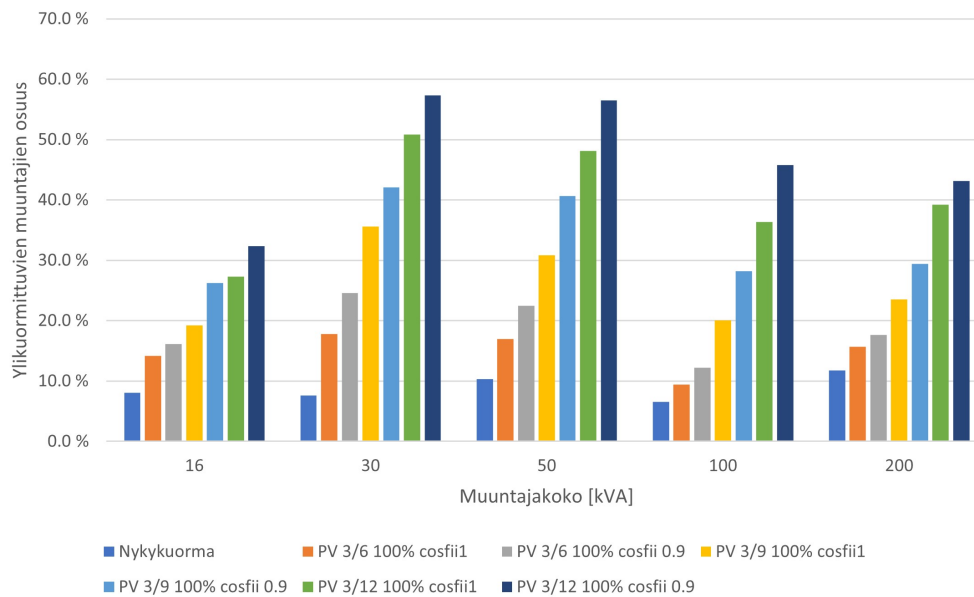


Kuva 5.11: Johtolähdön jakelumuuntajien huippukuormitusaste nykykuormalla ja mallinnetuilla aurinkosähkötuotannoilla.

Kuvasta 5.11 voidaan havaita, että nykykuormilla vain harva jakelumuuntaja ylittää nimellistehonsa. Nykyisin nimellistehon ylitykset tapahtuvat talven pakkasjaksojen lämmityskuormilla, jolloin pylväsmuuntajan jäähdytysolosuhteet mahdollistavat nimellistehon ylittämisen aiheuttamatta vahinkoa. Aurinkosähkötuotannon aiheuttama nimellistehon ylittyminen tapahtuu lämpimien ulkolämpötilojen aikaan, jolloin samanlaista jäähdytystä ei ole saatavilla. Täten aurinkosähkön aiheuttama nimellistehon ylittyminen voi olla kriittinen muuntajan teknisen käyttöiän lyhentymisen tai muuntajakoneen vioittumisen näkökulmasta. Kuvasta voidaan myös nähdä ettei tällä johtolähdöllä edes kaikille asiakkaille mallinnetut 6 tai 3 kW:n aurinkosähköjärjestelmät aiheuta laajoja ongelmia, vaan ylikuormittumisia tapahtuisi vain muutamissa koneissa nykyisten lisäksi. Loistehosäädön  $\cos\phi = 0,9_{\text{ind}}$  lisäisi ylikuormittuvia jakelumuuntajia muutamassa tapauksessa. Mikäli kaikki asiakkaat hankkivat 12 kW:n aurinkosähköjärjestelmiä, niin noin 20 % jakelumuuntajista ylikuormittuu ilman loistehosäätöä. Loistehosäädön käyttöönotto  $\cos\phi = 0,9_{\text{ind}}$  kasvattaisi ylikuormittuvien jakelumuuntajien määrän noin 29 % tasolle. Voidaan havaita, että loistehosäädön vaikutus ylikuormittumiseen lisääntyy mikäli aurinkosähköjärjestelmien koko kasvaa. Tulee kuitenkin ottaa huomioon, että nämä käyrät esittävät pahimman tilanteen johtolähdön jakelumuuntajien kuormitusasteen kehittämisessä asetetuilla voimalako'oilla.

Kuvassa 5.12 on esitettyä jakelumuuntajien nimellistehojen ylittymiset, mikäli kaikki muuntopiiriin asiakkaat hankkivat aurinkosähköjärjestelmät.





Kuva 5.12: Johtolähtöjen jakelumuuntajien nimellistehojen ylittyminen aurinkosähköskenaarioissa, jos kaikilla asiakkaila on aurinkosähköljärjestelmät. Jakelumuuntajien otosmäärät:  $N_{16} = 99$  kpl,  $N_{30} = 354$ ,  $N_{50} = 418$ ,  $N_{100} = 319$ ,  $N_{200} = 51$ .

Kuvasta voidaan nähdä, että jakelumuuntajan nimellisteho ylitetään nykyisin noin 5–10 % jakelumuuntajista. Kuten aiemmin mainittu, talvikuormien aikana jäähditysolosuhteet mahdollistavat nimellistehon ylittämisen, mutta kesäaikana aurinkosähkön seurauksena tapahtuva nimellistehon ylittäminen aiheuttaa todennäköisemmin ylikuumentumisia. Voidaan myös havaita, että aurinkosähköljärjestelmien yleistymisen kaikille asiakkaille ei aiheuta ylikuormittumisia 3/9 kWp skenaariossakaan kuin noin kolmannekseen jakelumuuntajista. Näiden jakelumuuntajien osalta voisi olla perusteltua tarkastella alueen rakennusten kattopintojen aurinkosähkötentiaalia tarkemmin. Loistehon säätö alkaa aiheuttamaan ylimääräisiä jakelumuuntajan nimellistehon ylityksiä erityisesti mikäli asennettavat aurinkosähköljärjestelmät ovat suuria. Aurinkosähkön yleistymisen vaikutukset jakelumuuntajien kuormitukseen riippuvat merkittävästi jakelumuuntajien asiakasmäärästä. Tarkastelualueilla 16 kVA jakelumuuntajilla on keskimäärin 1,9 asiakasta, 30 kVA muuntajilla 4,8 asiakasta, 50 kVA muuntajilla 7,2 asiakasta, 100 kVA muuntajilla 11,5 asiakasta ja 200 kVA muuntajilla 14 asiakasta.

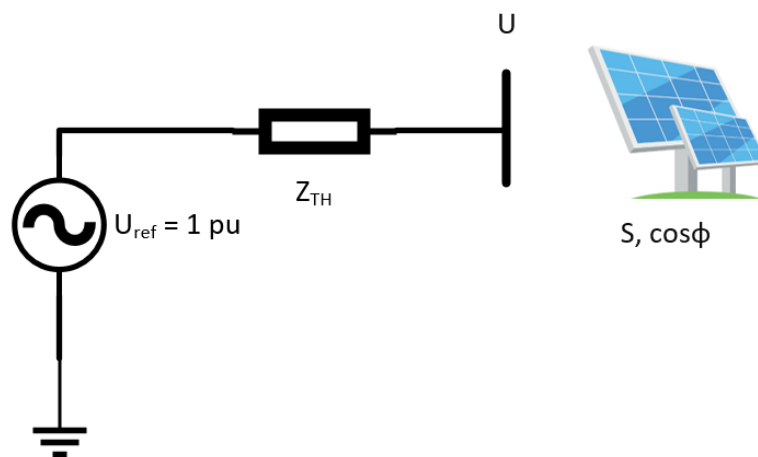
### 5.3 Pienjänniteverkkojen simulaatiot

Pienjänniteverkkojen tarkemmat analyysit suoritettiin case-verkoilla. Tarkasteluissa keskityttiin tarkastelemaan tilastollisella tehonjaolla  $Q(U)$  -säädon, käänkikytkimillisten jakelumuuntajien sekä tuotannon leikkaamisen vaikuttavuutta verkkokapasiteetin riittävyteen.

### 5.3.1 $\cos\phi$ säätö vs. $Q(U)$ -säätö

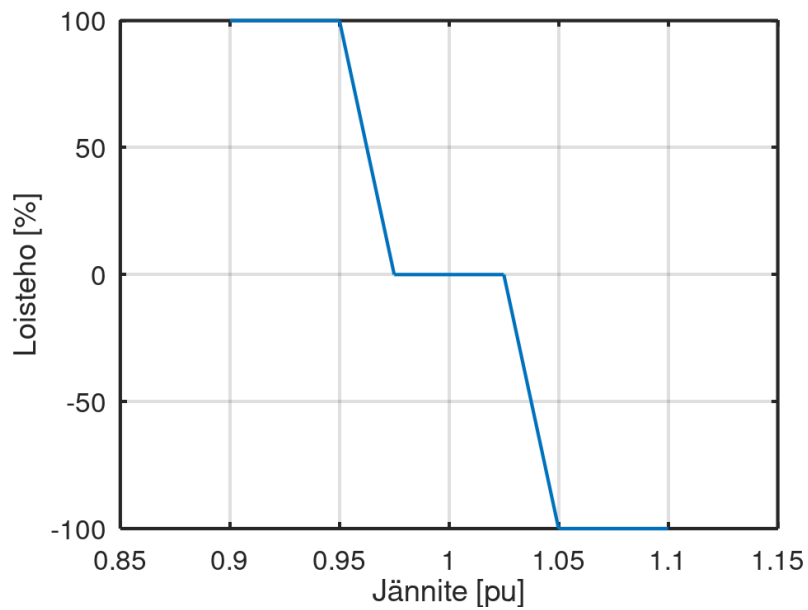
Kuten aiemmin mainittua, loistehon säätöä voidaan toteuttaa aurinkosähköinverttereillä pääosin kahdella päätävällä,  $\cos\phi$  ja  $Q(U)$  -säädöillä. Keskeisimpänä erona näissä menetelmissä on se, että  $\cos\phi$  säätöön osallistuu jokainen voimalaitos riippumatta siitä, kokeeko kyseinen asiakas jännitteen nousua ja  $Q(U)$  -säätöön osallistuvat vain ne aurinkosähköjärjestelmät, joiden liittymissä jännite nousee. Loistehon siirtäminen kasvattaa sähkövirtaa verkossa, jonka seurauksena myös kuormitushäviöt kasvavat ja jakelumuuntajien kuormitusasteet nousevat. Seuraavaksi analysoidaan kuinka paljon loistehon säätö vaikuttaa häviöihin ja jakelumuuntajien kuormittumiseen.

Tarkastellaan kuvan 5.13 sijaiskytkentää ja  $Q(U)$  säädön vaikutusta sen jännitteeseen.



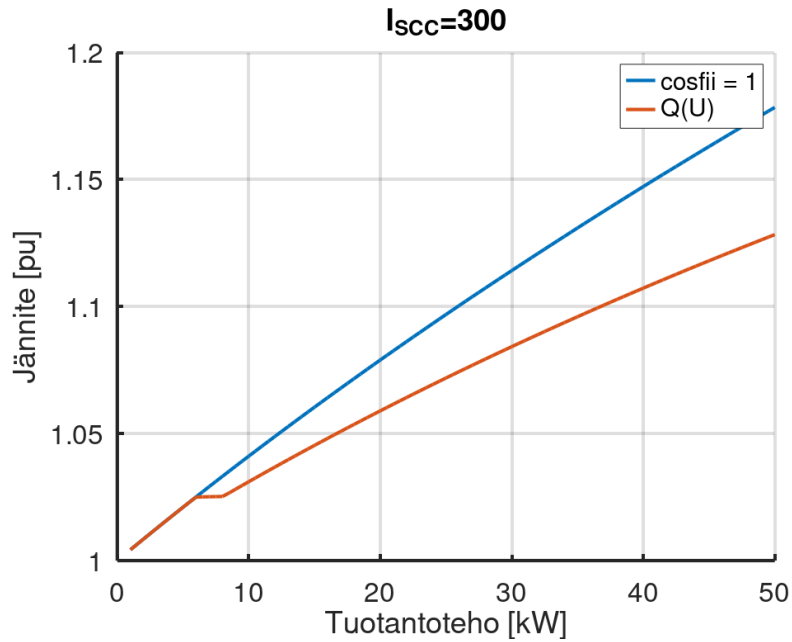
Kuva 5.13: Tarkasteltava esimerkkisijaiskytkentä

Kuvassa 5.14 on esitetty eräs tyypillinen karakteristiikka  $Q(U)$  -säädön toteutukselle. Säädössä on pieni kuollut alue nimellisen jännitteen ympäristössä. Sen jälkeen loisteho säätyy lineaarisesti jännitteen mukaan määrättyyn maksimiarvoon asti.



Kuva 5.14: Esimerkki  $Q(U)$  karakteristiikka

Kuvassa 5.15 nähdään säädön vaikutus invertterin napajännitteeseen. Nähdään että n. 5-8 kW:n ympäristössä säätö pystyy pitämään jännitteen kuolleen alueen ylärajalla (1,025 pu) jonka jälkeen tätä suuremmilla tuotantotehoilla loisteho säätö tullaan käyttämään kokonaisuudessaan. Loistehosäädön vaikuttavuus on vahvasti sidoksissa sijaiskytkennän Thevenin impedanssin  $X/R$  suhteeseen. Mitä reaktiivisempi verkko on, sitä suurempi vaikutus loistehosäädöllä saadaan. Pienjänniteverkot käytännössä ovat hyvin resistiivisiä.



Kuva 5.15:  $Q(U)$  säädön vaikutus

### 5.3.2 Jakelumuuntajan käämikytkin

Käämikytkimellisellä jakelumuuntajalla tehtiin muutamia pistomaisia tarkasteluja, joista havaittiin, että käämikytkimen käyttö jakelumuuntajalla ei vaikuta käytännössä PJ verkoissa havaittuihin jännitepoikkeamiin. Käämikytkimen käyttö jakelumuuntajalla estää käytännössä KJ-puolen jännitevaihteluiden näkymisen PJ-puolelle.

### 5.3.3 Varastopalvelut

Energianvarastointi voi vaikuttaa aurinkosähkön yleistymisen verkkovaikutuksiin. Varastojen merkitykseen vaikuttaa usea tekijä. Energianvaraston omistaja vaikuttaa siihen mitä tavoitteita vasten energiavarastoa operoidaan. Pientuottajan omistuksessa olevalla energiavarastolla voidaan pyrkiä kasvattamaan tuotetun aurinkosähkön omakäyttöastetta, leikata verkkoon näkyviä huippu-tuotantoja tai optimoida asiakkaan sähkölaskua. Nämä tavoitteet voivat ohjata samoihin tai hyvin erilaisiin lopputulemiin.

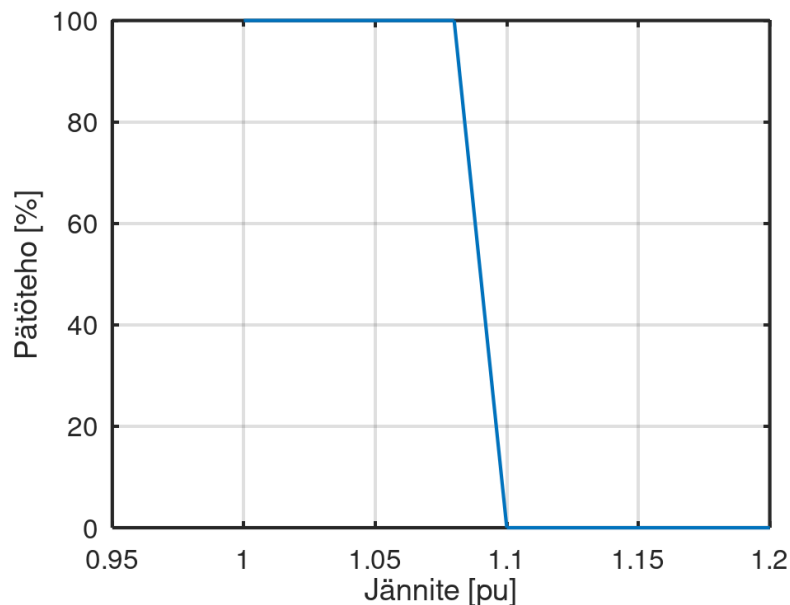
Vuoden 2022 energiakriisin aikana sähkömarkkinan Suomen aluehinnassa on ollut merkittävää volatilitteettia. Päivällä aurinkosähkötuoannon aikana sähköenergian hinta on voinut olla useita kymmeniä senttejä korkeampi per kilowattitunti kuin saman vuorokauden yöaikana. Tämä voi johtaa asiakkaiden aurinkosähkön omakäyttöasteen minimointiin, koska hyöty tuotannon myymisestä sähkömarkkinalle on suurempi kuin yöajan kulutuksen sähkönhankintakustannus, verkkopalvelumaksun kulutusperusteinen maksu ja sähkövero ovat yhteensä. Tällöin sekä päiväaikaan verkkoon syötettävä tuotantoteho että yöaikana tapahtuva kulutus kasvavat. Ennen energiakriisiä

sähköhinnan vuorokausivaihtelut olivat pääasiassa niin matalia, että hintasignaalien perusteella asiakkaan kannatti pyrkiä kasvattamaan omakäyttöastettaan mahdollisuuksien mukaan.

Verkoston mitoittamisen näkökulmasta omakäyttöasteen kasvattaminen voi ehkäistä aurinkosähkön aiheuttamia kapasiteettihaasteita, mutta toisaalta asiakkailla ei ole varsinaisia kannustimia ohjata kuormitusta tai energiavaraston lataamista juuri huipputuotannon aikana. Käytännössä energiavarastot voidaan laittaa latautumaan silloin kun tuotanto ylittää kulutuksen, ja täten energiavarastot voivat olla jo täytetty ennen huipputuotantoa.

### 5.3.4 Tuotannon leikkaus

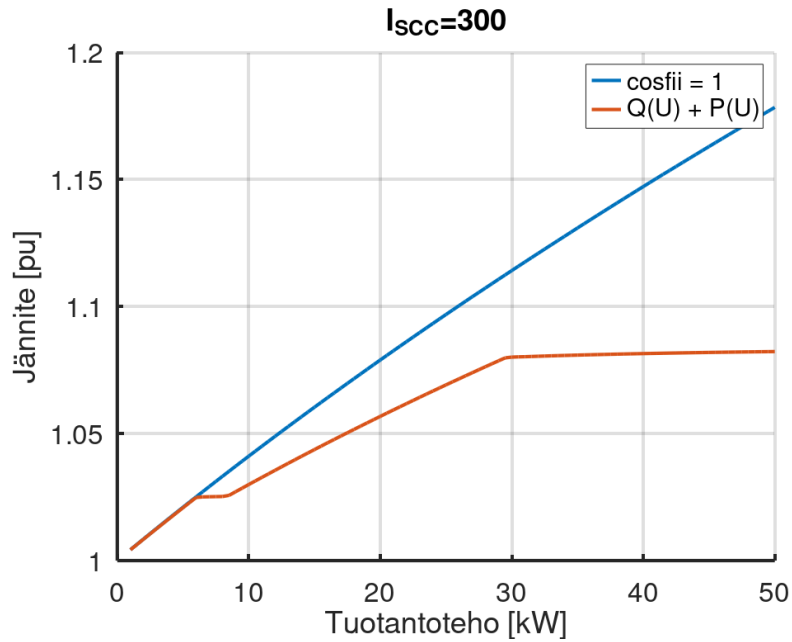
Tuotannon leikkausta simuloitiin  $P(U)$  säädön menetelmin. Tässä säädössä invertterin pätötehoa leikataan jännitteen funktiona. Kuvassa 5.16 on havainnollistettu erästä mahdollista säätökarakteristiikkaa.



Kuva 5.16: Esimerkki  $P(U)$  karakteristiikka

Tässä pätötehon tuotantoa ei rajata ennen kuin invertterin napajännite ylittää 1,08 pu. tämän jälkeen pätötehoa leikataan lineaarisesti jännitteen mukaan 1,1 pu:n asti, jossa teho leikkautuu nolleen.

Säädön vaikutus kuvan 5.13 verkkoon on havainnollistettu kuvassa 5.17.



Kuva 5.17:  $P(U)$  säädön vaikutus

Nähdään, että  $P(U)$  säätö käytännössä rajaa tuotantotehon noin 30 kW tasolle. Tämä on käytännössä se teho, joka verkkoon voidaan kytkeä ilman että 1,08 pu jännite ylittyy.

### 5.3.5 Esimerkkiverkkojen tarkastelu

Luvussa 3.3.2 esitetyille case pienjänniteverkoille tehtiin aurinkovoiman vaikutusanalyysiä simulaatiolaskelmin, joissa normaalin verkon kuorman rinnalle mallinnettiin aurinkovoimaloita 80 % penetraatioasteella siten, että lisättävän voimalan yksikkökoko oli 6 kWp. Voimaloiden oletettiin joko syöttävän  $\cos\phi = 1$  tehokertoimella tai olevan joko  $Q(U)$  tai  $P(U)$  jännitteensäädössä.  $Q(U)$  säädön karakteristiikka oli symmetrinen, 5 % kuolleella alueella sekä  $\pm 5$  % maksimiloisteholla.  $P(U)$  säädön karakteristiikka puolestaan oli viritetty siten, että pätötehon leikkaus aloitetaan 5 % jännitteen ylityksestä ja täysi leikkaus tapahtuu 10 % ylityksellä. Verkot mallinnettiin siten, että syöttävän verkon oletettiin olevan jäykkä jännitelähde. Näin ollen, tuloksissa näkyy vain kyseisen verkon vaikutus esimerkiksi jännitteen nousuun. Tuloksissa on siis huomioitava, että esitellyn lisäksi myös keskijänniteverkon jännitteenvaihtelut näkyisivät todellisuudessa vielä lisänä.

Taulukossa 5 on listattu verkkojen maksimijännitteet eri tarkasteluissa, (suluissa absoluuttinen muutos  $\cos\phi = 1$  tapaukseen verrattuna). Havaitaan, että aurinkovoimaloiden lisääminen verkkoon nostaa monissa tarkastelutapauksissa verkon vuoden korkeinta jännitettä merkittävästi.  $Q(U)$  sekä  $P(U)$  säätöjen vaikuttavuus jännitteeseen on samaa suuruusluokkaa.

Taulukko 5: Korkeimmat jännitteet tarkasteltavissa muuntopiireissä eri säätötavoilla.

Verkko #	$V$ [pu], $pf=1$	$V$ [pu], $Q(U)$	$V$ [pu], $P(U)$
1	1.064	1.056 (-0.008)	1.064 (-0.000)
2	1.058	1.049 (-0.009)	1.058 (-0.000)
3	1.083	1.049 (-0.034)	1.078 (-0.005)
4	1.107	1.077 (-0.030)	1.091 (-0.016)
5	1.019	1.019 (-0.000)	1.019 (-0.000)
6	1.038	1.035 (-0.003)	1.038 (-0.000)
7	1.005	1.005 (0.000)	1.005 (0.000)
8	1.030	1.030 (-0.000)	1.030 (-0.000)
9	1.024	1.024 (-0.000)	1.024 (-0.000)
10	1.040	1.037 (-0.003)	1.040 (-0.000)
11	1.028	1.028 (-0.000)	1.028 (-0.000)
12	1.085	1.069 (-0.015)	1.079 (-0.005)
13	1.023	1.023 (-0.000)	1.023 (-0.000)
14	1.023	1.023 (-0.000)	1.023 (-0.000)
15	1.044	1.040 (-0.004)	1.044 (-0.000)
16	1.042	1.040 (-0.003)	1.042 (-0.000)
17	1.050	1.044 (-0.006)	1.050 (-0.000)
18	1.023	1.023 (-0.000)	1.023 (-0.000)

Taulukossa 6 on esitetty aurinkovoiman vuosittainen summatuotanto (suluisissa prosentuaalinen muutos  $\cos\phi = 1$  tapaukseen verrattuna).  $Q(U)$  säätö ei luonnollisesti vaikuta voimaloiden vuosituotantoon, sillä siinä päätöthoa ei missään tilanteessa leikata.  $P(U)$  säätö puolestaan pienentää vuosituotantoa, mutta senkin vaikutus on tarkasteluissa pahimmillaan hieman alle prosentin suuruusluokkaa.

Taulukko 6: Aurinkovoiman summatuotanto

Verkko #	$E$ [kWh], $\text{pf}=1$	$E$ [kWh], $Q(U)$	$E$ [kWh], $P(U)$
1	117 707	117 707 (0.0)	117 698 (-0.0)
2	179 363	179 363 (0.0)	179 363 (-0.0)
3	134 522	134 522 (0.0)	134 187 (-0.2)
4	644 586	644 586 (0.0)	639 946 (-0.7)
5	297 070	297 070 (0.0)	296 825 (-0.1)
6	392 357	392 357 (0.0)	392 303 (-0.0)
7	44 841	44 841 (0.0)	44 469 (-0.8)
8	353 121	353 121 (0.0)	353 036 (-0.0)
9	39 236	39 236 (0.0)	39 235 (-0.0)
10	61 656	61 656 (0.0)	61 649 (-0.0)
11	33 631	33 631 (0.0)	33 629 (-0.0)
12	95 287	95 287 (0.0)	95 086 (-0.2)
13	241 019	241 019 (0.0)	240 643 (-0.2)
14	313 886	313 886 (0.0)	313 706 (-0.1)
15	269 045	269 045 (0.0)	269 044 (-0.0)
16	72 866	72 866 (0.0)	72 701 (-0.2)
17	89 682	89 682 (0.0)	89 681 (-0.0)
18	56 051	56 051 (0.0)	56 012 (-0.1)

Lopuksi vielä taulukossa 7 on esitetty eri säätötapojen vaikutus verkon vuosittaiseen häviöenergiaan (suluissa prosentuaalinen muutos  $\cos\phi = 1$  tapaukseen verrattuna). Havaitaan, että verkon häviöt nousevat hieman, jos  $Q(U)$  säätöä käytetään, sekä pysyvät pääpiirtein samoina, jos  $P(U)$  säätö on käytössä.



Taulukko 7: Verkon häviöt

Verkko #	$E_{Loss}$ [kWh], pf=1	$E_{Loss}$ [kWh], $Q(U)$	$E_{Loss}$ [kWh], $P(U)$
1	7 610	8 013 (5.3)	7 610 (-0.0)
2	10 315	10 476 (1.6)	10 315 (-0.0)
3	6 832	7 186 (5.2)	6 788 (-0.6)
4	63 072	80 310 (27.3)	62 455 (-1.0)
5	18 357	18 357 (-0.0)	18 358 (0.0)
6	27 651	27 813 (0.6)	27 651 (0.0)
7	18 070	18 070 (0.0)	18 072 (0.0)
8	33 236	33 354 (0.4)	33 236 (0.0)
9	2 864	2 864 (0.0)	2 864 (-0.0)
10	1 654	1 658 (0.2)	1 654 (-0.0)
11	1 302	1 302 (0.0)	1 302 (-0.0)
12	4 700	5 124 (9.0)	4 674 (-0.5)
13	5 971	5 971 (0.0)	5 970 (-0.0)
14	14 816	14 816 (0.0)	14 816 (-0.0)
15	8 599	8 613 (0.2)	8 599 (0.0)
16	4 447	4 472 (0.5)	4 447 (-0.0)
17	7 043	7 126 (1.2)	7 043 (-0.0)
18	2 446	2 446 (-0.0)	2 445 (-0.0)

## 5.4 Tulosten yhteenveto

Havaittiin, että laajamittaisen aurinkosähkön yleistymisen myötä sähköverkon jännitteet nousevat asiakkaiden liittymissä. Aurinkosähköinvertterien loistehon säätö hillitsee jännitteiden nousua tehokkaasti. Samalla loistehon kuluttaminen kasvattaa hieman sähköverkon häviöitä ja jakelumuuntajien ylikuormittumisriskiä. Lähitulevaisuuteen realistisella 25 % aurinkosähkön yleisty-  
 misasteella häviöt kuitenkin pienenevät tuotannon seurauksena enemmän nykykuormituksen häviöihin verrattuna kuin loistehon säätö kasvattaa häviöitä. Mikäli aurinkosähkö yleistyy lähes kaikkiin pienjänniteliittymiin, tuotannon aikaiset häviöt kasvattavat koko vuoden aikana muodostuvia häviöitä nykytasosta. Häviöiden kehittymiseen vaikuttaa merkittävästi tuotannon aikainen sähkönkulutus.

## 6 Pohdinta

Aurinkosähköjärjestelmien mitoittamisessa loistehosäädön käyttöönottoaminen ja tuotantotehojen leikkaaminen voivat muuttaa mitoituslaskennan perusteita. Nykyinen aurinkosähköjärjestelmien liittäminen huomioiva sähköverkon mitoittaminen perustuu nopeiden jännitemuutosten laskentaan tuotantolaitteiston aiheuttaman välkynnän näkökulmasta. Aurinkosähköinvertterien loistehon säädön avulla voidaan rajoittaa jännitevaikutuksia erityisesti heikon jännitejäykkyyden liittymillä. Jos käyttöön otettaisiin myös tuotantotehojen leikkaus jännitteiden noustessa lähelle ylijännitteen rajaa, saadaan vastaava hyöty korkeimman jännitteen aikana kuin rajoittamalla kytkettävien tuotantolaitteistojen tehoja yleisellä tehorajalla. Rajoittamalla tuotantotehoja korkeimpien jännitteiden aikana menetetään tuotetusta energiasta vain vähäinen osuus, mutta mahdollistetaan suurempien tuotantolaitteistojen kytkeminen verkkoon. Tämä ei kuitenkaan kohtele kaikkia asiakkaita täysin yhdenvertaisesti, sillä asiakkaiden liittymien jännitejäykkyydet voivat poiketa toisistaan merkittävästi riippuen sijainnista verkossa.

Mikäli aurinkosähköjärjestelmien kokoja rajoitetaan kaikilla asiakkailta sillä perusteella, ettei verkon heikoimpiin kohtiin voida liittää suurempaa laitteistoa, jätetään merkittävä osa verkoston siirtokapasiteetista hyödyntämättä. Vaikka pätötehon leikkaus voi olla hyödyllinen keino lyhyellä aikavälillä, niin verkon pitkän aikavälin kehittämisen kannalta tehonleikkauksien huomiointi olisi kyseenalaista.  $P(U)$  -säädön käyttöön ottaminen mahdollistaisi liitettävän aurinkosähkötuotannon määrän kasvattamisen. Asiakkaiden näkökulmasta tuotannon leikkaaminen voi kuitenkin tuntua mahdollisesti kohtuuttomalta.  $P(U)$  -säätö voisi olla toimiva ratkaisu esimerkiksi sähköverkon vian aikaisen poikkeuskytkentätilanteen aikana poikkeuksellisten jännitteen nousujen hillintään. Käytännössä tämä tarkoittaisi sitä, että  $P(U)$  -säätö asetettaisiin toimimaan hyvin lähellä ylijännitteen rajaa.

Loistehon säädössä on useita toteutusvaihtoehtoja. Kiinteä  $\cos\phi$  -säätö voi aurinkosähkön laajan yleistymisen myötä alkaa heiluttamaan loistehotasapainoa vuorokauden sisällä. Lähes tyhjäkäyvä verkko tuottaa yöllä loistehoa ja tuotantolaitteistot kuluttavat aurinkoisina kesäpäivinä merkittävästi loistehoa. Loistehon säädöllä voidaan lisätä tuotannon liittämiskapasiteettia, mutta osassa liittymistä säätö voidaan tehdä turhaan.  $Q(U)$  -säädöllä loistehon säätö kohdistuu  $\cos\phi$  -säätöä paremmin niihin paikkoihin missä jänniteongelmia muodostuu.  $Q(U)$  -säädöllä ei kuitenkaan aina saavuteta loistehosäädön täyttä potentiaalia, eli yksittäisen jännitteen nousun ongelmia kokevan asiakkaan säätö ei riitä. Yksilöllisempi säätö voisi johtaa parempaan lopputulokseen, mutta tämä vaatisi huomattavasti enemmän panostusta invertterien konfigurointiin.

Sekä  $Q(U)$  -säätö että kiinteä  $\cos\phi$  -säätö toteutettuna kaikille asiakkaille samalla tavalla sisältävät epäoptimaalisia ominaisuuksia.  $Q(U)$  -säädössä jänniteongelmia kokevien asiakkaiden invertterien säätö ei välttämättä riitä, mutta lähempänä jakelumuuntajaa olevat asiakkaat eivät

käytä loistehosäätöä. Jos taas kaikille asiakkaille asetaan kiinteä  $\cos\phi$  -säätö, aiheutetaan tarpeetonta häviöiden kasvua. Kehitteillä on koordinoituja loistehon säätömalleja, joissa säätö optimoitaisiin keskitetysti vallitsevaan siirtotilanteeseen perustuen. Tämä ei ole kuitenkaan toistaiseksi mahdollista. Lyhyellä aikavälillä toimiva ratkaisu loistehon säädön optimoimiseksi voisi olla esimerkiksi liittymän oikosulkuvirtaan perustuva loistehon säädön valinta ja asettelu. Tässäkin vaihtoehdossa voi muodostua haasteita, sillä verkon kehittämisen ja kytkentätilan muuttuessa liittymäpisteiden oikosulkuvirrat voivat vaihdella. Säätöasetteluiden muuttaminen oikosulkuvirtojen muuttuessa voi aiheuttaa haasteita, sillä uudelleen konfigurointi vaatii osaamista.

Tässä tutkimuksessa tarkasteltiin  $i_{\text{suhde}}$  -parametrin asettamista aurinkosähköjärjestelmän tuotantotehojen vaihteluiden perusteella ja havaittiin, että aurinkosähköjärjestelmien tuotantotehot mittausjaksolla olivat pääosin hyvin matalia suhteessa voimalan nimellistehoon. Toisaalta tuotantotehossa tapahtui yksittäistapauksina jopa 72 % suuruisia muutoksia suhteessa nimellistehoon. Aiemmissä tarkasteluissa on myös havaittu, että aurinkosähköjärjestelmän MPP tracking voi olla todennäköisempi syy välkynnän aiheuttamiselle kuin paneeleille tulevan auringon säteilytehon muutokset.  $i_{\text{suhde}}$  -parametrin soveltuvan arvon valitsemiseksi olisi hyvä selvittää tarkemmin nykyinvertterien MPP trackingin aiheuttama mahdollinen välkyntä ja välkynnän aikaisen tehonvaihtelun suhde nimellistehoon. Toisaalta aurinkosähköjärjestelmä toimii ajoittain nimellistehollaan, jolloin irtikytkeytyminen aiheuttaisi  $i_{\text{suhde}} = 1$  suuruisen muutoksen jännitteessä.

Aurinkosähkön yleistymiseen ja yleistymisen verkostovaikutuksiin voi vaikuttaa merkittävästi sähkön markkinahinnan kehittyminen. Vuoden 2022 energiakriisi on johtanut korkeisiin markkinahintoihin, joka nostaa oman tuotannon kannattavuutta. Tulevina vuosina tapahtuva sähkön markkinahinnan kehittyminen voi vaikuttaa merkittävästi siihen, minkä kokoisia aurinkosähköjärjestelmiä asiakkaat haluaisivat liittymiinsä asentaa. Sähkön markkinahintaan vaikuttaa sähköjärjestelmätasolla tuotannon ja kulutuksen tasapaino, joten lisääntyvä pientuotanto voi laskea markkinahintaa parhaiden tuotantoajankohtien aikana, mikäli aurinkosähköjärjestelmiä on laajemmin asiakkailla. Vuorokauden sisäisillä hinnan vaihteluilla voi olla myöskin vaikutusta siihen, kannattaako asiakkaan pyrkiä maksimoimaan vai minimoimaan tuotannon omakäyttöasettaan. Jos asiakkailla on kannusteet minimoida omakäyttöasettaan, aurinkosähkön tuotantohuippujen aikaiset jänniteongelmat voivat paikallisesti lisääntyä. Mikäli asiakkaiden kannattaa maksimoida omakäyttöasettaan, verkostovaikutukset ovat vähäisemmät.

Kotitalousasiakkaiden kuormituksen tehokerroin on perinteisesti oletettu induktiiviseksi, mutta nykyisin monet kotitalouksien sähkölaitteet tuottavat loistehoa ja täten kuormituksen tehokerroin voi olla oletettua kapasitiivisempi. Loistehon kuluttaminen aurinkosähköinverttereillä voi täten olla hyödyllisempää kuin simulointien induktiiviseksi,  $\cos\phi = 0,95_{\text{ind}}$ , oletetun kulutuksen tulokset osoittavat.

## 7 Johtopäätökset

Aurinkosähkötuotannon liittämiseen hyödynnetty nopeiden jännitevaihteluiden yhtälö sinälään toimii sähköverkon mitoittamisessa erityisesti yksittäisten suurten aurinkosähköjärjestelmien liittämässä, mutta tutkimuksen perusteella havaittiin mahdollisia parametrisoinnin päivitystarpeita. On havaittu,

- oikosulkuvirran laskennassa tulisi hyödyntää kolmivaiheista oikosulkuvirtaa kolmivaiheisella tuotantolaitteistolla
- $i_{\text{suhde}}$  -parametrisoinnissa on hyödynnetty oletusta nopeiden tehonvaihtelujen olevan nimellistehon suuruisia, mutta tutkimuksessa havaittiin että suuret tehonvaihtelut ovat harvinaisia ja korkeimmillaankin noin 70 % voimalan nimellistehosta.
- Mitoituksessa on otettu jo lähtökohtaisesti varmuusmarginaalia sallitun jännitteen vaihtelun suhteen asettamalla suunnitteluarvo 4% kun standardi sallii 5% jännitemuutoksen.
- Yhtälö ei suoraan huomioi mahdollista aurinkosähköinvertterien loistehon säädön vaikutusta jännitevaihteluihin. Loistehon säätö vaikuttaa eniten heikon jännitejäykkyyden verkoissa. Säädön toteutustapa ja asiakkaan sijainti verkossa vaikuttavat loistehon säädön jännitevaikutuksiin.

Täten yhtälön parametrisoinnissa on useita varmuusmarginaalia kasvattavia tekijöitä.

Hyödyntämällä aurinkosähköinvertterien loistehosäätöä voidaan hillitä jännitteen nousua. Loistehon säätö kasvattaa riskiä jakelumuuntajien ylikuormittumiselle, mutta simulaatioiden perusteella ylikuormittumisiin vaaditaan laaja-alaista suurien aurinkosähköjärjestelmien yleistymistä.

$\cos\phi$  -säädöllä saadaan laajempi jännitevaikutus, mutta kasvatetaan enemmän häviöitä kuin  $Q(U)$  -säädöllä.  $\cos\phi$  -säädön eduksi voidaan nähdä parametrisoinnin suhteen yksinkertaisuus ja tasapuolisuus. Teoriassa loistehon säätö voi vaikuttaa pätötehon tuotantoon, mutta käytännössä vaikutus on lähes merkityksetön.

Keskijänniteverkossa aurinkosähköjärjestelmien laajamittaisen yleistymisen aiheuttama jännitteen nousu normaalikytkentätilanteessa maltillinen. Käämikytkimen säädöllä voidaan lisätä aurinkosähkön liittämiskapasiteettia, mikäli sähköasemalla ei kuormia, joilla jännitteenalenema haasteena.

### 7.1 Jatkotutkimustarpeet

Sähkönkulutus on muuttumassa merkittävästi lähivuosina muun muassa sähköautojen lataamisen, kiinteistöjen jäähdytyskuormien ja kotiautomaation yleistymisen seurauksena. Näillä voi olla merkittävä vaikutus aurinkosähkötuotannon aikaisiin sähkönkulutuksiin ja siten aurinkosähkön yleistymisen verkostovaikutuksiin. Asiakkaiden uusien sähkönkulutuslaitteiden lisäksi vaikutusta voi olla sähkönhinnan kehittymisellä, joka voi ohjata asiakkaiden kulutusta oman tuotannon

paikallisen hyödyntämisen minimointiin tai maksimointiin riippuen hintojen kehityssuunnasta.

Miten laaja-alaisesti yleistyneen aurinkosähkön loistehon säätö vaikuttaisi kantaverkkoon? Jos aurinkosähköinverttereillä kulutetaan loistehoa päivällä, niin loistehotasapaino voi muuttua merkittävästi vuorokauden aikojen välillä. Olisi hyvä selvittää, aiheuttaako loistehon säätö haasteita siirtoverkoille, mikäli loistehon säätöä toteutetaan laajasti jänniteongelmien hillitsemiseen pien- ja keskijänniteverkoissa.

## 8 Yhteenveto

Tutkimushankkeessa tehtyjen tarkastelujen perusteella nykyisin käytettävä aurinkosähkön huomioiva sähköverkon mitoitusperiaate, joka perustuu nopeiden jännitevaihteluiden laskemiseen liittymän oikosulkutehon perusteella, toimii sinällään, mutta sen parametrisointia olisi tarpeen päivittää.

Aurinkosähkön laaja-alainen yleistyminen voi alkaa aiheuttamaan jännitteen nousua liian korkeaksi. Jakeluverkkoyhtiöllä on useita keinoja, millä ongelman syntymistä voidaan hillitä. Kapasiteetin riittävyys voidaan vaikuttaa asettamalla aurinkosähköinverttereille loistehon säätöohje. Loistehon kulutuksella voidaan laskea jännitettä aurinkosähkötuoannon aikana jännitteiden liiallisen nousun ehkäisemiseksi. Loistehon säätö on käytännöllisintä asetella aurinkosähköinverttereille aurinkosähköjärjestelmän asennusvaiheessa.

Toinen keskeinen resurssi jänniteongelmien välttämiseksi voi olla päämuuntajan käämikytkimien säätö. Perinteisesti päämuuntajan käämikytkimellä on nostettu jännitteitä keskijänniteverkossa, jotta kulutuksen myötä asiakkaiden liittymien jännitteet eivät laskisi tavoitetasoa alemmas. Päämuuntajan käämikytkimien käyttöä voi rajoittaa, jos jollain johtolähdöllä jännitteenalenema tulee myös kesäaikaan ongelmaksi.

Tuotannon päätötehon leikkaus verkossa muodostuvien kapasiteettirajoitteiden aikana voisi olla toimiva keino investointitarpeen siirtämiseksi. Päätötehon leikkaaminen voisi siis toimia eräänlaisena turvarajana ylijänniteongelmia vastaan muun muassa poikkeuskytkentätilanteiden aikana, mutta ei varsinaisena suunnittelua ohjaavana keinona.

Tutkijat näkevät, että aurinkosähköinvertterien loistehon säätö kannattaa ottaa käyttöön jännitetasojen nousun hillitsemiseksi aurinkosähkön yleistyessä laajasti.

## Viitteet

- [1] SolarPower Europe. World Installs a Record 168 GW of Solar Power in 2021, enters Solar Terawatt Age, 2022. Saatavissa: <https://www.solarpowereurope.org/press-releases/world-installs-a-record-168-gw-of-solar-power-in-2021-enters-solar-terawatt-age>.
- [2] Energiavirasto. Aurinkosähkön kapasiteetti kasvoi Suomessa yli 100 megawattia vuonna 2021, 2022. Saatavissa: <https://energiavirasto.fi/-/aurinkosahkon-kapasiteetti-kasvoi-suomessa-yli-100-megawattia-vuonna-2021>.
- [3] Madhumitha Jaganmohan. Cumulative installed solar PV capacity worldwide from 2000 to 2020, 2021. Saatavissa: <https://www.statista.com/statistics/280220/global-cumulative-installed-solar-pv-capacity/>.
- [4] Statista Research Department. Cumulative installed capacity of solar photovoltaic systems in Germany from 2000 to 2021, 2022. Saatavissa: <https://www.statista.com/statistics/1331316/photovoltaic-system-installed-capacity-germany/>.
- [5] Suomen Standardisoimisliitto SFS ry. SFS-EN 50160 Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet, 2019.
- [6] VDE. VDE-AR-N 4105 Generators connected to the low-voltage distribution network - Technical requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks, 2018.
- [7] Suomen Standardisoimisliitto SFS ry. SFS 6000-8-801:2022 Pienjännitesähköasennukset. Osa 8-801: Täydentävät vaatimukset. Jakeluverkot, 2022.
- [8] Juha Pyrhönen ja Keyhan Missaghi. Symmetriset komponentit ja niiden käyttö, 1983. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.
- [9] Sähköenergialiitto ry (Sener). Pienvoimaloiden liittäminen jakeluverkkoon, 2001.
- [10] Energiateollisuus ry. Verkostosuositus YA9:13 Mikrotuotannon liittäminen sähkönjakeluverkkoon, 2019.
- [11] Jukka Lassila, Juha Haakana, Jouni Haapaniemi, Otto Räisänen, ja Jarmo Partanen. Sähköasiakas ja sähköverkko 2030. Loppuraportti, Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT, LUT Scientific and Expertise Publications Tutkimusraportit 94, 2019.
- [12] Stefan Pfenninger ja Iain Staffell. Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy*, (114):1251–1265, 2016.

ISBN 978-952-335-889-8 (PDF)

ISSN-L 2243-3376

ISSN 2243-3376

Lappeenranta 2022

...the most crucial elements, such as...

The Multi...

...the most crucial elements, such as...

**df** LUT  
University