



Vaasan yliopisto  
UNIVERSITY OF VAASA

Jori Puolakanaho

# **Aurinkosähköjärjestelmien verkostovaikutukset pienjänniteverkossa**

Tekniikan ja innovaatiojohtamisen yksikkö  
Sähkötekniikan diplomityö  
Energia- ja informaatiotekniikka, DI

Vaasa 2022

---

**VAASAN YLIOPISTO**
**Tekniikan ja innovaatiojohtamisen yksikkö**

<b>Tekijä:</b>	Jori Puolakanaho		
<b>Tutkielman nimi:</b>	Aurinkosähköjärjestelmien verkostovaikutukset pienjänniteverkossa		
<b>Tutkinto:</b>	Diplomi-insinööri		
<b>Oppiaine:</b>	Sähkötekniikka		
<b>Työn valvoja:</b>	Kimmo Kauhaniemi		
<b>Työn ohjaaja:</b>	Ari Salo		
<b>Työn tarkastaja:</b>	Hannu Laaksonen		
<b>Valmistumisvuosi:</b>	2022	<b>Sivumäärä:</b>	62

---

**TIIVISTELMÄ:**

Tämän diplomityön tarkoituksena oli selvittää aurinkosähköjärjestelmien vaikutuksia pienjänniteverkon jännitteeseen ja suojaukseen Vaasan Sähköverkko Oy:n alueella. Aurinkosähköjärjestelmät aiheuttavat tehon siirtymistä kahteen suuntaan, kun taas perinteisesti sähköverkossa on siirretty tehoa vain yhteen suuntaan. Paikallisen kulutuksen ollessa tuotantoa pienempää aiheuttaa pätötehon syöttäminen sähköverkon suuntaan ajoittaista jännitteennousua, jonka suuruus riippuu liityntäpisteen sijainnista sähköverkossa. Aurinkosähköjärjestelmät syöttävät myös vikavirtaa ja täten potentiaalisesti vaikuttavat paikallisiin vikavirtoihin jakeluverkossa. Työn tavoitteena oli muodostettua jakeluverkon mallia hyödyntäen selvittää jännitteen käyttäytymistä tehonjaon laskennan avulla.

Aluksi työssä perehdyttiin kirjallisuuden pohjalta sähköjakeluverkkoihin ja aurinkosähköjärjestelmiin. Sähkönjakeluverkkojen osalta keskityttiin niiden rakenteeseen, suojaukseen, jännitteen ominaisuuksiin ja loistehoon. Aurinkosähköjärjestelmien osalta päähuomio oli niiden rakenteessa, sähköverkkoon liittämisen sekä mahdollisissa haasteissa ja tehonsäätöperiaatteissa. Liityntäpisteen sijainnista sekä jakeluverkon johtotyyppistä (resistanssi/reaktanssi –suhde), johdon pituudesta sekä kapasiteetista (ns. verkon heikkoudesta) riippuen aurinkosähköjärjestelmät voivat nostaa paikallisen jännitteen yli sallitun rajan, jos korkean tuotannon aikana kulutus on samanaikaisesti huomattavasti pienempää. Aurinkosähköjärjestelmät voivat aiheuttaa myös suojauksen sokaistumista tai virhelaukaisuja. Tuotannon ollessa pientä suojauksen ongelmien aiheutuminen on vähäistä, mutta tuotannon lisääntyessä haasteita tulee enemmän.

Aurinkosähköjärjestelmien aiheuttamaa jännitteennousua selvitettiin DigSILENT:n PowerFactory-ohjelmistoon luodulla jakeluverkko kuvaavalla verkkomallilla. Laskelmissa otettiin huomioon verkon tyyppi, tuotannon määrä sekä teho ja jännitteennousua tutkittiin normaalissa sekä korvauskytkentätilanteessa. Laskelmissa selvitettiin erilaisten jakeluverkkojen suurimmat mahdolliset tuotantolaitteiden tehot ja tyyppisten tuotantolaitteiden vaikutus jännitteeseen eri tuotannon määrillä. Näissä tilanteissa tarkasteltiin myös  $Q(U)$ -säädön vaikutusta. Jännitteen ylärajan lisäksi huomioon otettiin myös jakelumuuntajan ja johtojen kuormitus.

Tuotantolaitteiden suurimmat mahdolliset tehot olivat useissa tapauksissa suuria kulutukseen nähden, jolloin niiden esiintyminen todellisessa verkossa on epätodennäköistä. Tuotantolaitteiden suurimmilla mahdollisilla tehoilla  $Q(U)$ -säädöllä saatiin laskettua jännitettä jonkin verran. Tyyppisillä tuotantolaitteilla jännite nousi yli sallitun rajan pitkällä johtolähdöllä sekä korvauskytkentätilanteessa, kun tuotantoa oli suurella osalla liittymistä.  $Q(U)$ -säädöllä saatiin laskettua tuotantolaitteiden aiheuttamaa jännitteennousua siten, että jännitteen raja ylittyi enää vain korvauskytkentätilanteessa.

---

**AVAINSANAT:** Sähkönjakeluverkko, aurinkosähköjärjestelmät, suojaus, jännite, säätö

## Sisällys

1	Johdanto	8
1.1	Työn tausta	8
1.2	Työn tavoitteet	9
1.3	Työn rakenne	10
1.4	Vaasan Sähköverkko Oy	10
2	Sähköverkko	11
2.1	Sähköverkon rakenne	12
2.2	Jakeluverkon suojaus	13
2.3	Jakeluverkon jännitteen ominaisuudet	15
2.4	Sähköverkon loisteho	16
3	Aurinkosähkön tuotanto	19
3.1	Aurinkopaneelit ja niihin liittyvät laitteet	20
3.2	Pientuotannon liittyminen sähköverkkoon	24
3.3	Hajautetun pientuotannon aiheuttamat ongelmat	28
3.3.1	Jännitteennousu	28
3.3.2	Suojauksen toimintahäiriö	30
3.4	Sähköntuotannon säätely	33
4	Laskelmat verkkomallilla	40
4.1	Verkkomallin määrittäminen	40
4.2	Jännitteenvaihtelun tutkiminen	43
4.3	Loistehon säädön vaikutus jännitteennousuun	47
4.4	Jännitteennousu ja loistehon säätö tyypillisillä tuotantolaitteilla	51
5	Johtopäätökset	54
5.1	Laskelmien tulokset	54
5.2	Tuloksiin vaikuttavia tekijöitä	55
6	Yhteenveto	57
	Lähteet	59

## Kuvat

Kuva 1. Sähköntuotanto Suomessa 2021 (Energiateollisuus ry, 2022).	8
Kuva 2. Sähkön tuotannon ja tuonnin viikkokeskiteho vuonna 2021 (Energiateollisuus ry, 2022).	11
Kuva 3. Loissähköikkuna (Fingrid Oyj, 2021).	18
Kuva 4. Auringon kokonaissäteilyenergian summa 45 asteen kulmassa etelään päin suunnatulle pinnalle Suomessa sekä erot vuotuisissa säteilymäärissä eri kaupungeissa, jotka on muodostettu Ilmatieteen laitoksen datan perusteella (Motiva Oy, 2021a).	19
Kuva 5. Aurinkokennon IV-käyrä ja täyterroin (Zabihian, 2021, s. 819).	21
Kuva 6. Aurinkopaneelien liittäminen sähköverkkoon (Ren ja muut, 2016).	22
Kuva 7. $dq$ -ohjaus (Blaabjerg ja muut, 2006).	23
Kuva 8. Stationaariseen $\alpha\beta$ -koordinaatistoon perustuva ohjaus (Blaabjerg ja muut, 2006).	23
Kuva 9. Luonnollinen abc-ohjaus (Blaabjerg ja muut, 2006).	24
Kuva 10. $X/R$ -suhteen vaikutus liittymispisteen jännitteeseen pätötehon muuttuessa (Karthikeyan ja muut, 2017).	29
Kuva 11. Jännitteen käyttäytyminen jakeluverkossa (Kauhaniemi, 2020).	30
Kuva 12. Suojauksen virhelaukaisun mahdollisuus (Energiateollisuus, 2019).	31
Kuva 13. Suojauksen sokaistuminen (Energiateollisuus, 2019).	32
Kuva 14. Vaihtosuuntaajan teho suhteessa aurinkopaneelin tehoon (Luo & Shi, 2020).	34
Kuva 15. $Q(U)$ -säädön asettelut (Luo & Shi, 2020).	35
Kuva 16. Pätötehon rajoitus jännitteen funktiona (Rashid & Knight, 2020).	36
Kuva 17. Tehokertoimen säätö pätötehon funktiona (Luo & Shi, 2020).	37
Kuva 18. $Q(U)$ -säädön asettelut saksalaisessa vaatimusdokumentissa (VDE VERLAG Gmbh, 2018).	37
Kuva 19. Verkkomalli	41
Kuva 20. Tuotantolaitteiden maksimipätötehot jännitteenvaihtelun tarkastelussa.	45
Kuva 21. Tuotantolaitteiden pätöteho yhteensä tarkasteltavassa verkossa.	46
Kuva 22. $Q(U)$ -säädön asettelut PowerFactory-ohjelmistossa (DigSILENT Gmbh, n.d.).	48

Kuva 23. Tuotantolaitteiden maksimiteho $Q(U)$ -säädöllä.	51
Kuva 24. Jännitteen käyttäytyminen 7 kW tuotantolaitteilla.	52
Kuva 25. Jännitteen käyttäytyminen 7 kW tuotantolaitteilla ja $Q(U)$ -säädöllä.	53
Kuva 26. Loistehon säädön vaikutus tuotantolaitteiden maksimitehoihin.	55
Kuva 27. Loistehon käyttäytyminen testimallissa.	56

## Taulukot

Taulukko 1. Sähköntuotannon toiminta-ajat eri taajuusalueilla (Suomen Standardisoimisliitto SFS ry, 2019).	25
Taulukko 2. Pakolliset asetteluarvot loistehon säädölle Victorian osavaltiossa Australiassa (Energy Networks Australia, 2020).	38
Taulukko 3. Pakolliset asetteluarvot pätötehon säädölle Victorian osavaltiossa Australiassa (Energy Networks Australia, 2020).	38
Taulukko 4. Jännitteenvaihtelun laskelmissa vaihtelevat tekijät.	44
Taulukko 5. Suurin kulutus ja tuotanto eri kytkentätilanteissa, kun jokaisella liittymällä on tuotantoa.	47
Taulukko 6. Loistehon säädön asettelu verkkomallissa.	49
Taulukko 7. $Q(U)$ -säädöllä saavutettu jännitteen pieneneminen muuntajalla ja johtolähdön lopussa.	50

## Merkinnät ja lyhenteet

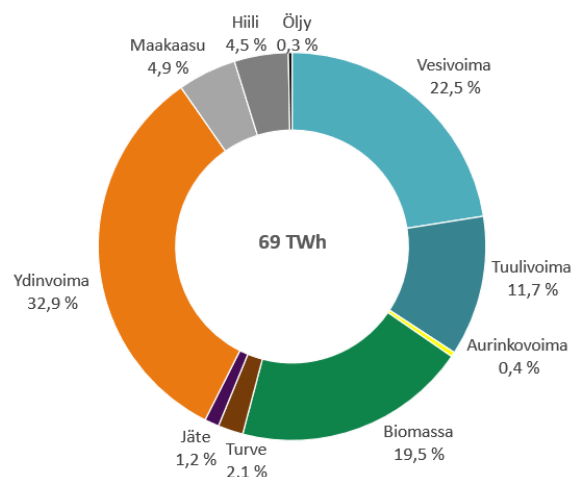
$FF$	Fill Factor, täyterroin
$I_{MPP}$	maksimitehopisteen virta
$I_{SC}$	oikosulkuvirta
$i_{suhde}$	kytkentävirran suhde nimellisvirtaan
$I$	raja-arvo loissähköikkunan määrittämisessä
$P_{min}$	loissähköikkunan määrittämisessä käytettävä arvo
$P_{MPP}$	maksimitehopisteen teho
$P_{netto}$	kantaverkon liittymispisteen takaisten voimalaitosten nettosähkötehojen sekä suuntaajakytkettyjen sähkövarastojen maksimitehojen summa
$Q_D$	kantaverkon liittymispisteen loissähkön ottoraja pätötehon kulutuksessa
$Q_{D1}$	kantaverkon liittymispisteen loissähkön antoraja pätötehon kulutuksessa
$Q_G$	kantaverkon liittymispisteen loissähkön ottoraja pätötehon tuotannossa
$Q_{G1}$	kantaverkon liittymispisteen loissähkön antoraja pätötehon tuotannossa
$S_k$	sähköverkon liittämiskohdan oikosulkuteho
$V_{MPP}$	maksimitehopisteen jännite
$V_{OC}$	avoimen piirin jännite

LoM	Loss of Mains, sähkön syötön katkeaminen
MPP	Maksimum Power Point, aurinkopaneelin maksimitehopiste
ROCOF	Rate of Change of Frequency, verkkotaajuuden muutosnopeus
SJV	Sähkövarastojen järjestelmätekniset vaatimukset
VJV	Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset

# 1 Johdanto

## 1.1 Työn tausta

Suomessa sähköä tuotetaan monipuolisesti eri energialähteillä ja erilaisten energialähteiden jakautuminen sähköntuotannossa on esitetty kuvassa 1. Uusiutuvien energialähteiden osuutta pyritään kasvattamaan koko ajan, jotta päästöjä voidaan pienentää ja voidaan luopua fossiilisten polttoaineiden käytöstä. Eri tuotantomuodoilla on kuitenkin omat ominaisuutensa, kuten esimerkiksi säädettävyys, jotka täytyy ottaa huomioon koko sähköjärjestelmän kannalta. Aurinko- ja tuulivoima ovat riippuvaisia säästä, joten tuotanto vaihtelee vallitsevan säätilan mukaan, ja niitä voidaan lähinnä ennustaa. Tuotannon ja kulutuksen tulisi kuitenkin vastata toisiaan, joten tuotannon epävarmuus aiheuttaa haasteita koko sähköverkon kannalta.



**Kuva 1.** Sähköntuotanto Suomessa 2021 (Energiateollisuus ry, 2022).

Aurinkovoiman osuus Suomessa on vielä tällä hetkellä pieni, kuten kuvasta 1 voidaan havaita. Sen osuus tulee kuitenkin nousemaan tulevaisuudessa (Sevänen, 2020). Esimerkiksi vuonna 2020 aurinkovoiman osuus oli Suomessa 0,2 % ja vuonna 2021 0,4 %, joten kasvua on havaittavissa (Energiateollisuus, 2022). Kasvun seurauksena tulee niin etuja kuin haasteita. Sähkön pientuotanto aurinkoenergialla vähentää tarvetta siirtää sähköä muualta kulutuskohteeseen, mutta toisaalta säädettävyyden puuttuminen aiheuttaa

ongelmia, sillä tuotanto ei aina ajoitu yhteen kulutuksen kanssa, jolloin tuotettu sähkö voi siirtyä sähköverkkoon päin, koska tuotettu teho on kulutettava jossain. Tällöin tehoa siirtyy kahteen suuntaan, jolloin esimerkiksi pelkän verkon jännitteenaleneman tarkastelu ei riitä, vaan on otettava huomioon tuotantolaitteiston aiheuttama jännitteenousu.

Tuotantolaitteiston osallistuminen vikavirran syöttöön aiheuttaa suojauksen kannalta ongelmia, sillä vikavirran suuruus ja suunta voivat vaihdella eri osissa verkkoa. Tuotannon ollessa vähäistä tuotantolaitteistojen vaikutus suojaukseen on myös vähäistä, mutta tulevaisuudessa tuotantolaitteistojen määrän kasvaessa on odotettavissa, että tuotantolaitteistojen vaikutus suojaukseen kasvaa.

## 1.2 Työn tavoitteet

Hajautetun tuotannon lisääntyminen aiheuttaa paikallista jännitteenousua, muuntajien ja johtojen ylikuormittumista, vaihe-epäsymmetriaa ja välkyntää, sekä suojauksen toimintahäiriöitä (Karthikeyan ja muut, 2017). Näistä tarkastelun kohteena tässä tutkimuksessa ovat paikallinen jännitteenousu ja suojauksen toimintahäiriöt. Paikallisen jännitteenousun aiheuttamia ongelmia tutkitaan, jotta saavutetaan käsitys ongelmien laajuudesta ja ilmenemisestä Vaasan Sähköverkko Oy:n alueella. Muuntajien ja johtojen kuormittuminen otetaan huomioon rajoittavina tekijöinä, mutta muuten niitä ei tarkastella tarkemmin. Aurinkosähköjärjestelmien vaikutusta vikavirran syöttöön ja suojauksen toimintaan tarkastellaan kirjallisuuden pohjalta.

Jännitteenousua tutkitaan todellisuuteen perustuvalla, mutta yksinkertaistetulla pienjänniteverkon mallilla. Malli muodostetaan DIGSILENT:in PowerFactory-ohjelmistolla. Verkkomalli sisältää liittymiä ja niihin asennetut aurinkosähköjärjestelmät, verkon liittymis- ja runkojohdot, muuntajan sekä keskijännitetason taustaverkon. Laskelmissa otetaan huomioon aurinkosähköjärjestelmien määrä ja jakautuminen jakeluverkossa, jotta saavutetaan käsitys, miten aurinkosähköjärjestelmien aiheuttamat ongelmat tulevat kehittymään tuotantolaitteiden lisääntyessä jakeluverkossa. Verkkomallilla tarkastellaan

myös loistehon säädön vaikutusta jännitteennousuun. Säätömenetelmänä käytetään  $Q(U)$ -säättöä, jossa loistehoa säädetään jännitteen funktiona.

### **1.3 Työn rakenne**

Ensin työssä perehdytään sähköverkkoon ja aurinkosähkön tuotantoon. Sähköverkosta perehdytään sen rakenteeseen, suojaukseen, jännitteen ominaisuuksiin ja loistehoon. Aurinkosähkön tuotannon osassa perehdytään aurinkosähkölaitteiden eri osiin, järjestelmän liittämiseen sähköverkkoon, hajautetun tuotannon aiheuttamiin ongelmiin ja sähköntuotannon säätelyyn.

Laskelmien osiossa määritetään verkkomalli ja suoritetaan laskelmat sekä esitetään tulokset. Verkkomallin tutkiminen on jaettu jänniteenvaihtelun tutkimiseen, loistehon säädön vaikutusten tutkimiseen ja tyypillisten tuotantolaitteiden tutkimiseen. Lopuksi tehdään johtopäätökset ja yhteenveto. Johtopäätöksissä analysoidaan työn tuloksia ja tuloksiin vaikuttavia tekijöitä.

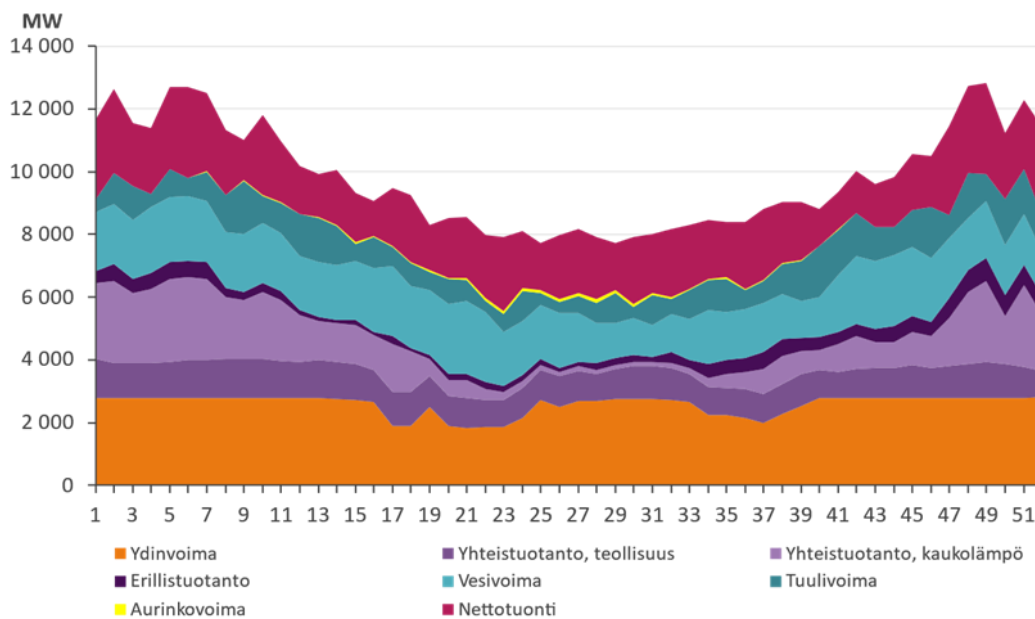
### **1.4 Vaasan Sähköverkko Oy**

Vaasan Sähköverkko Oy on osa Vaasan Sähkö -konsernia, ja sen alueella on muun muassa kaupunkia, maaseutua ja saaristoa (Vaasan Sähköverkko Oy, n.d. a). Sen toiminta sijoittuu Vaasan ympäristöön, ja jakelualue sijaitsee seitsemän kunnan alueella. Vaasan Sähköverkko Oy:llä oli asiakkaita vuoden 2021 lopussa 74452 (Vaasan Sähköverkko Oy, n.d. b). Pienjänniteverkkoa on yhteensä noin 5200 km ja keskijänniteverkkoa yhteensä noin 2300 km.

## 2 Sähköverkko

Sähköverkot eri puolilla maailmaa eroavat toisistaan. Käytössä voi olla niin eri jännitetasoja kuin myös taajuuksia. Esimerkiksi pienjännitetaso voi olla 100–127 V tai 220–240 V ja taajuus joko 50 Hz tai 60 Hz (Lakervi & Partanen, 2008, s. 14). Tässä luvussa pääpaino on Suomen sähköverkossa, erityisesti jakeluverkossa, ja tarkastelussa ovat sähköverkon rakenne, jakeluverkon suojaus, jännitteen ominaisuuksille asetetut vaatimukset ja sähköverkossa siirrettävä loisteho.

Suomessa sähkölle on tarvetta erityisesti talvella, kuten kuvasta 2 voidaan nähdä. Talven ja kesän ero on merkittävä, koska esimerkiksi tilojen lämmitys voi perustua sähköön, jolloin kulutus on luonnollisesti suurempaa talvella kuin kesällä. Ilmasto on siis merkittävässä osassa määrittämässä sähköverkkoa.



**Kuva 2.** Sähkön tuotannon ja tuonnin viikkokeskiteho vuonna 2021 (Energiateollisuus ry, 2022).

## 2.1 Sähköverkon rakenne

Suomessa sähköverkko koostuu voimalaitoksista, kantaverkosta, suurjännitteisistä jakeluverkoista, jakeluverkoista ja sähkön kuluttajista (Fingrid Oyj, n.d.). Suurjännitteisestä jakeluverkosta voidaan käyttää myös nimitystä alueverkko. Kantaverkosta vastaa Fingrid, ja kantaverkon jännitetasot ovat 400 kV, 220 kV ja 110 kV. Edellä mainitut ovat nimellisiä jännitteitä, mutta liittymispisteen normaalit käyttöjännitteet ovat 118 kV, 233 kV sekä 410 kV (Fingrid Oyj, 2018). Kantaverkko toimii perustana sähkönsiirrolle, joten siihen on liittyneenä muun muassa voimalaitoksia ja eri alueiden jakeluverkot. Kantaverkko on myös yhteydessä ulkomaille vaihtosähköllä ja tasasähköllä.

Jakeluverkko koostuu suurjännitteisistä jakeluverkoista, joiden jännitetaso on 110 kV, ja jakeluverkoista, joiden jännitetasot ovat 20 kV, 10 kV, 1 kV ja 0,4 kV (Energiateollisuus ry, n.d. a). Suomi on jaettu vastuualueisiin jakeluverkonhaltijoiden kesken, joten jokaisella alueella on oma jakeluverkonhaltija, joka on vastuussa kyseisen alueen jakeluverkosta (Energiavirasto, n.d. a). Suurjännitteisen jakeluverkonhaltijat vastaavat alueensa suurjännitteisestä jakeluverkosta, mutta myös jakeluverkonhaltijoilla voi olla hallinnassaan suurjännitteistä jakeluverkkoa.

Sähkökäyttäjät voivat liittyä eri jännitetasoille tarpeen mukaan (Energiateollisuus ry, n.d. a). Esimerkiksi tavalliset kotitaloudet liittyvät yleensä pienjännitteiseen verkkoon ja suuremmat kuluttajat keskijänniteverkkoon, suurjänniteverkkoon tai kantaverkkoon. Sähköjakelun näkökulmasta pienjännitteellä tarkoitetaan korkeintaan 1 kV:n jännitettä, keskijännitteellä yli 1 kV:n, mutta korkeintaan 36 kV:n jännitettä, ja suurjännitteellä yli 36 kV:n, mutta korkeintaan 150 kV:n jännitettä (Suomen Standardisoimisliitto SFS ry, 2010). Myös sähköntuotanto voidaan liittää eri jännitetasoille. Kuluttajilla voi olla omaa pientuotantoa, kuten aurinkopaneeleita, jolloin ne liitetään pienjänniteverkkoon, kun taas esimerkiksi tuulivoimapaistot liitetään kantaverkkoon tai jakeluverkkoon.

Perinteisesti sähkö on tuotettu keskitetysti tietyissä paikoissa, joista se on sitten siirretty sähköverkon kautta kuluttajille. Nykyinen sähköverkko poikkeaa perinteisestä siten, että tuotanto on koko ajan entistä hajautetumpaa. Suurempaa keskitettyä sähköntuotantoa

on edelleen, mutta esimerkiksi tuulivoimapuistot ja kuluttajien oma pientuotanto ovat vieneet tuotantoa myös muualle. Tulevaisuudessa uusiutuvien energialähteiden käytön lisääntyminen vie sähköntuotantoa yhä hajautetummaksi. Eri tahojen tutkimuksen kohteena ovat lisäksi omavaraiseen toimintaan kykenevät mikroverkot, jotka pystyvät irrottautumaan muusta sähköjärjestelmästä ja toimimaan omavaraisesti saarekkeena. Mikroverkon mahdollistaa hajautetun tuotannon ja sähköenergian varastoinnin monipuolinen hyödyntäminen.

## 2.2 Jakeluverkon suojaus

Sähköverkon suojausten tavoitteena on estää henkilövahinkojen syntyminen sekä laitteiston rikkoontuminen erottamalla vikaantunut osa sähköverkosta. Suojausten selektiivisyys on tärkeä osa suojausta, sillä sähkönjakelua ei ole tarkoituksenmukaista katkaista muualta kuin vikaantuneelta osalta niin, että ilman sähköä on mahdollisimman pieni määrä kuluttajia. Myös suojausten toiminta-ajalla, joka on myös osa selektiivisyyttä, on suuri merkitys, sillä esimerkiksi johtimien virrankesto riippuu virran suuruuden lisäksi virran vaikutusajasta. Näin ollen vikatilanteessa suojausten tulee toimia tarpeeksi nopeasti, jotta vältetään laitteiden tai johtimien vioittuminen.

Sähköverkon suojaus koostuu useista toiminnoista, jotka hoitavat omaa osuuttaan kokonaisuudessa. Suojaus on jaettu vyöhykkeisiin, joilla on oma suojauksensa, mutta vyöhykkeet ovat myös osittain päällekkäisiä. Näin saavutetaan kattava suojaus, jolloin mikään osa verkosta ei jää ilman suojausta, ja päällekkäisillä osilla ainakin toisen pitäisi toimia, mikäli toinen ei toimi. Mikäli yhden suojalaitteen varmuus ei riitä, suojaus voidaan kahdentaa, jotta saavutetaan käyttövarmempi suojaus (Alstom Grid, 2011). Kahdennettu suojaus tarkoittaa tilannetta, jossa samoja suojaustoimintoja on kaksi. Tietyissä tilanteissa voidaan käyttää myös kolmea.

Pienjänniteverkon suojaus toteutetaan yleensä varokkeilla sekä riittäväillä maadoituksilla (Lakervi & Partanen, 2008, s. 198–202). Pienjänniteverkossa voidaan käyttää gG-sulakkeita, jotka suojaavat niin ylikuormitus- kuin oikosulkuutilanteissa, ja ne ovatkin yleisesti

käytössä jakeluverkkojen suojauksessa. Ylikuormitussuojaus voidaan toteuttaa niin johdon alussa kuin myös vasta johdon lopussa esimerkiksi asiakkaan liittymispisteen pääsulakkeilla. Ylikuormitussuojausta ei vaadita jakeluverkoissa maakaapeleilta tai paljailta johtimilta, mutta AMKA-johdoilta vaaditaan. On kuitenkin kannattavaa toteuttaa ylikuormitussuojaus kaikille kaapeleille. gG-sulakkeilla selektiivisyys saavutetaan jättämällä peräkkäisten sulakkeiden väliin yksi sulakeporras.

Suojauksen tulisi kestää normaali kuormitusvirta, mutta toimia pienimmällä vikavirralla (Lakervi & Partanen, 2008, s. 163). Muuten joudutaan käyttämään vahvempia johtimia tai välivarokkeita. Pienjänniteverkon liittymisjohdolla oikosulku on kytkettävä pois enintään viidessä sekunnissa. Muilla osilla voidaan harkinnan mukaan käyttää myös pidempiä poiskytkentäaikoja, jolloin voidaan käyttää seuraavassa kappaleessa esitettyjä pienimmän yksivaiheisen oikosulkuvirran ja sulakkeen nimellisvirran välisiä suhteita (Suomen Standardisoimisliitto SFS ry, 2017). Liittymisjohdolla tarkoitetaan jakeluverkon runkojohdon ja liittymän välistä haaroittamatonta osaa, joka syöttää liittymää suoraan runkojohdosta. Käytännössä runkojohdon laukaisuaika pyritään pitämään alle 15 s, vaikka pidempikin laukaisuaika olisi mahdollinen (J. Leppinen, henkilökohtainen viestintä, 25.4.2022).

Pienimmän yksivaiheisen oikosulkuvirran tulisi olla 2,5-kertainen gG-sulakkeen nimellisvirtaan verrattuna, kun sulakkeen nimellisvirta on pienempi kuin 63 A (Lakervi & Partanen, 2008, s. 201–202). Kun sulakkeen nimellisvirta on suurempi kuin 63 A, pienimmän oikosulkuvirran tulisi olla 3-kertainen sulakkeen nimellisvirtaan verrattuna. Yksivaiheinen oikosulkuvirta voidaan laskea kaavalla

$$I_{k1v} = \frac{3U_v}{\sqrt{(2R_m + R_{m0} + 3l(r_j + r_0))^2 + (2X_m + X_{m0} + l(2x_j + x_{j0} + 3x_0))^2}} \quad (1)$$

jossa  $U_v$  on vaihejännite,  $R_m$  muuntajan oikosulkureaktanssi,  $R_{m0}$  muuntajan nolaresisistanssi,  $l$  johdon pituus,  $r_j$  vaihejohtimen resistanssi,  $r_0$  nolajohtimen resistanssi,  $X_m$  muuntajan oikosulkureaktanssi,  $X_{m0}$  nolareaktanssi,  $x_j$  vaihejohtimen reaktanssi,  $x_{j0}$  vaihejohtimen nolareaktanssi ja  $x_0$  nolajohtimen reaktanssi. Suosituksena on, että yksivaiheinen oikosulkuvirta olisi vähintään 250 A pienjänniteverkossa.

Hajautettujen resurssien lisääntyessä sähköverkossa ja kulutuksessa myös suojausta on muutettava älykkäämmäksi. Tehon ja vikavirtojen kulkeminen eri suuntiin on otettava hajautetun tuotannon lisääntyessä huomioon. Aurinkosähköjärjestelmien tapauksessa vikavirtojen käyttäytyminen riippuu vaihtosuuntaajan ohjausratkaisuista (The Hoang ja muut, 2022). Tulevaisuuden mahdolliset mikroverkkoratkaisut aiheuttavat muutoksia verkon rakenteeseen käyttötilanteen mukaan, koska mikroverkko voi toimia niin saarekkeena kuin kytkettynä sähköverkkoon. Käyttötilanteen vaihdellessa myös vikavirrat vaihtelevat, jolloin suojauksessa on otettava huomioon kummankin tilan vikavirrat niin saarekkeen kuin sähköverkon näkökulmasta.

### **2.3 Jakeluverkon jännitteen ominaisuudet**

Uusiutuvien energialähteiden käytön lisääntyminen aiheuttaa vaihtelua sähköntuotantoon, jolloin sähköverkon jännite ja taajuus vaihtelevat. Myös kuormituksen vaihtelevuus aiheuttaa muutoksia sähkön laatuun. Säädettyvyys nousee tällöin merkittävään rooliin, mitä pyritään kehittämään uusiutuvan sähköntuotannon ja kuluttajien joustolla (Haakana ja muut, 2021). Kuluttajien joustoon ei tässä työssä perehdytä tarkemmin, vaan keskitytään uusiutuvan sähköntuotannon aiheuttamiin jänniteongelmiin sekä niiden esiintymiseen ja hallintaan.

Standardissa SFS-EN 50160 on määritelty vaatimukset jännitteen taajuudelle, suuruudelle, aaltomuodolle ja kolmivaiheisen jännitteen symmetrisyydelle (Suomen Standardisoimisliitto SFS ry, 2010). Näistä tämän työn kannalta tärkeimmät ovat jännitteen vaatimukset yhteiskäyttöverkoissa. Standardin sisältämiä taajuusvaatimuksia, nopeita jännitemuutoksia, jakelujännitteen epäsymmetriaa ja harmonisia sekä epäharmonisia yliaaltojännitteitä ei tarkastella tässä työssä.

Normaalitilassa viikon pituisen mittausjakson aikana jakelujännitteen 10 minuutin keskiarvoista 95 % tulisi olla välillä  $U_n \pm 10\%$  (Suomen Standardisoimisliitto SFS ry, 2010). Standardissa määritellään myös, että kaikkien jakelujännitteen 10 minuutin keskiarvojen

tulisi olla välillä  $U_n +10 \% / -15 \%$ . Standardissa ei ole asetettu vaatimuksia suurjännitetaso-  
tason jännitteelle.

## 2.4 Sähköverkon loisteho

Loisteho on välttämätön osa sähköverkon toimintaa. Tietyt verkon komponentit ja laitteet kuluttavat loistehoa ja tietyt taas tuottavat. Loistehon siirtäminen sähköverkossa varaa kuitenkin sähkönsiirtojärjestelmästä kapasiteettia, jolloin pätötehon siirto rajoittuu. Loistehoa tulisikin siirtää sähköverkossa mahdollisimman vähän, jotta saavutetaan mahdollisimman suuri kapasiteetti pätötehon siirtoa varten. Loistehoa voidaan säädellä keskitetyillä tai hajautetuilla kompensointilaitteistoilla sekä hajautetun tuotannon tehoelektroniikalla. Loistehoa voidaan myös käyttää jännitteen säätelyyn. Kuluttamalla loistehoa jännite laskee, kun taas tuottamalla loistehoa jännitettä voidaan nostaa.

Fingrid on määritellyt loissähkön toimitukselle ja loistehoreservin ylläpidolle sovellusohjeen, jota noudatetaan kantaverkon liittymissä (Fingrid Oyj, 2021). Sovellusohjeessa on määritelty erikseen loissähkön tuotannon ja kulutuksen rajat riippuen siitä, että tuote-  
taanko vai kulutetaanko pätötehoa. Ohjeessa on myös määritelty lyhyesti loistehoreservin ohjeistus, joka on määritelty tarkemmin Voimalaitosten järjestelmätekniisissä vaatimuksissa (VJV) ja Sähkövarastojen järjestelmätekniisissä vaatimuksissa (SJV). VJV:stä tarkemmin luvussa 3, mutta sähkövarastoja ei tarkastella tässä työssä.

Sovellusohjeen mukaan loissähkön tuotannon ja kulutuksen rajat määräytyvät seuraavien kuuden kaavan mukaan (Fingrid, 2021). Pätötehon kulutuksessa loissähkön ottoraja  $Q_D$  määräytyy kaavalla

$$Q_D = 0,16 \cdot \frac{W_{otto}}{t_k} + 0,1 \cdot \frac{P_{netto}}{0,9}, \quad (2)$$

jossa  $W_{otto}$  on liittymispisteen ottoenergia vuodessa ilmoitettuna yksikössä MWh,  $t_k$  on huipunkäyttöaika riippuen kohteesta ja  $P_{netto}$  on liittymispisteen takaisten voimalaitosten nettosähkötehojen sekä suuntaajakytkettyjen sähkövarastojen maksimitehojen summa

ilmoitettuna yksikössä MW.  $P_{netto}$  on nolla, jos sähköntuotantolaitteiston teho on enintään 1 MW, ja maksimiarvo on 450 MW. Pätötehon kulutuksessa loissähkön antoraja  $Q_{D1}$  määräytyy kaavalla

$$Q_{D1} = -0,25 \cdot Q_D. \quad (3)$$

Pätötehon tuotannossa loissähkön ottoraja  $Q_G$  määräytyy kaavalla

$$Q_G = 0,1 \cdot \frac{P_{netto}}{0,9}. \quad (4)$$

Pätötehon tuotannossa loissähkön antoraja  $Q_{G1}$  määräytyy kaavalla

$$Q_{G1} = -Q_G. \quad (5)$$

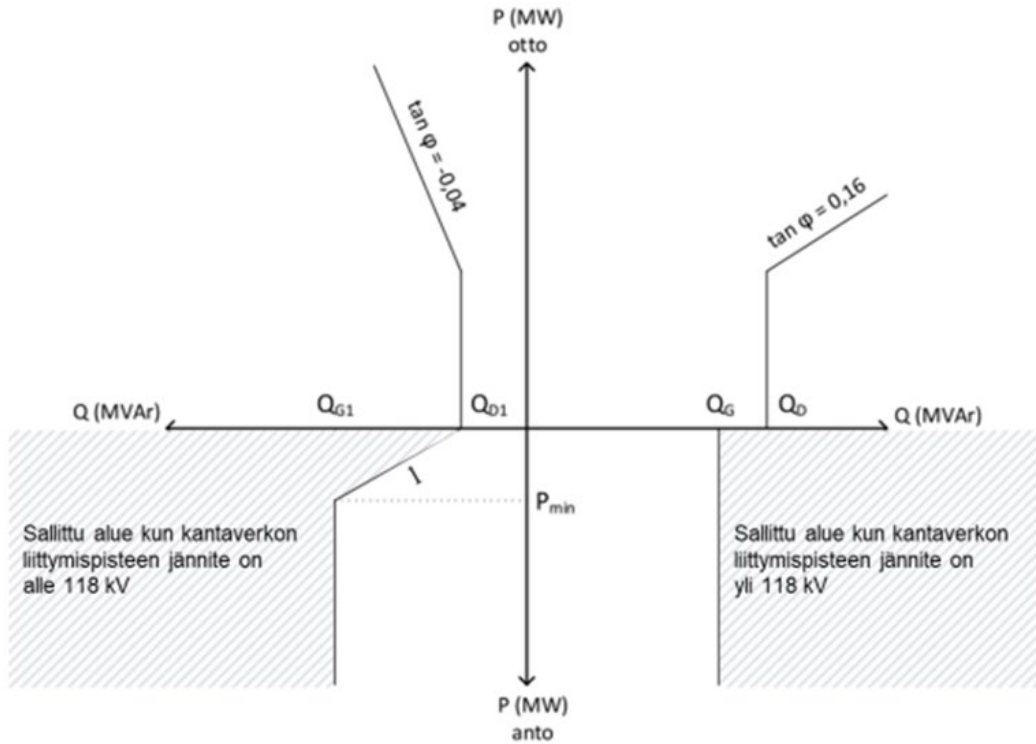
Minimiarvo ottorajoille on 2 MVAR voimajohtoliitynnässä ja 4 MVAR sähköasemaliitynnässä. Maksimiarvo ottorajoille on 50 MVAR. Pätötehon kulutuksessa loissähkön ottoraja on kaavan 2 mukainen tai 16 % otetusta pätötehosta ja loissähkön antoraja kaavan 3 mukainen tai 4 % otetusta pätötehosta. Pätötehon tuotannossa loissähkön ottoraja on kaavan 4 mukainen ja loissähkön antoraja kaavan 5 mukainen, mutta alle raja-arvon  $l$ , joka määräytyy kaavalla

$$l = Q_{D1} + P \cdot \frac{Q_{G1} - Q_{D1}}{P_{min}}, \quad (6)$$

jossa  $P_{min}$  määräytyy kaavalla

$$P_{min} = -0,1 \cdot P_{netto}. \quad (7)$$

Lisäksi pätötehon tuotannossa kantaverkon liittymispisteen jännitteen ollessa yli 118 kV loissähkön otosta ei laskuteta ja jännitteen ollessa alle 118 kV loissähkön annosta ei laskuteta. Edellä mainitut loissähköikkunan määräytymisehdot on esitetty kuvassa 3.



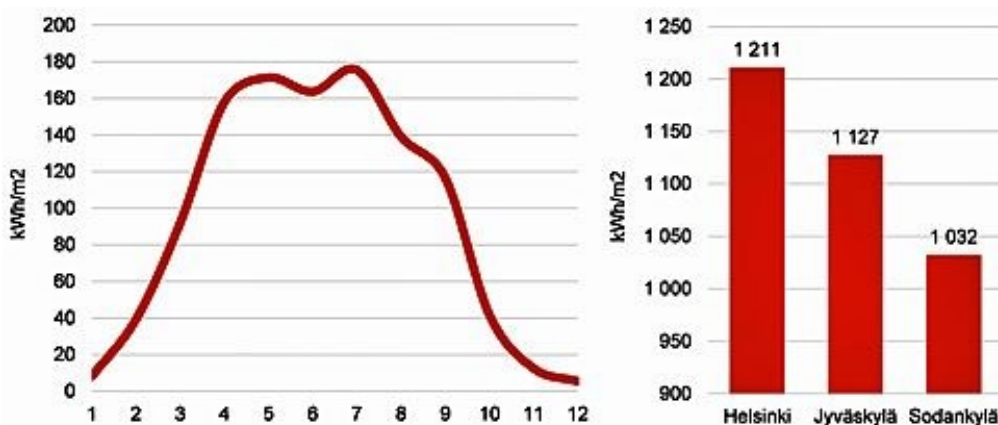
**Kuva 3.** Loissähköikkuna (Fingrid Oyj, 2021).

Pienien voimalaitosten, kuten aurinkosähköjärjestelmien, tapauksessa tuotannolla on loissähkön otto- ja antorajoja pienentävä vaikutus pätoitehon kulutustilanteessa. Tällöin liittymispisteen ottoenergia pienenee, mutta liittymispisteen takaisia voimalaitoksia ei kuitenkaan oteta huomioon tehon kannalta, jos niiden tehojen summa on alle 1 MW, joten kaavojen 2 ja 3 mukaan kokonaisvaikutus on loissähkön otto- ja antorajoja pienentävä. Aurinkosähköjärjestelmien yleistyessä tilanne voi muuttua.

### 3 Aurinkosähkön tuotanto

Aurinkoenergiasta voidaan tuottaa niin sähköä aurinkopaneeleilla kuin lämpöä aurinkokeräimillä, mutta tässä työssä tarkastellaan vain aurinkopaneeleita. Aurinkopaneeleita ja niihin liittyviä laitteita tarkastellaan alaluvussa 3.1. On olemassa tiettyjä vaatimuksia, jotka aurinkosähköjärjestelmän tulee täyttää, jotta se voidaan liittää sähköverkkoon, ja niitä tarkastellaan alaluvussa 3.2. Aurinkosähköjärjestelmien määrä on kasvussa, mikä aiheuttaa muutoksia sähköjärjestelmään. Erityisesti pienjänniteverkkoon liitettyjen laitteistojen kasvava määrä aiheuttaa ongelmia jännitteen laadun ja jakeluverkon suojausten kannalta, joita tarkastellaan alaluvussa 3.3. Jännitteen laadun ongelmiin on olemassa ratkaisuja, joita pyritään tuomaan käyttöön. Näitä keinoja tarkastellaan alaluvussa 3.4.

Kesällä aurinkoenergiaa on saatavilla enemmän kuin talvella, kuten kuvasta 4 voidaan havaita. Myös vuotuisissa säteilymäärissä on eroja Suomen eri osissa. Kulutus on kuitenkin suurempaa talvella kuin kesällä, mikä vaikuttaa aurinkosähköjärjestelmien kannattavuuteen Suomessa, sillä suurin tuotanto ei ajoitu samaan ajankohtaan suurimman kulutuksen kanssa. Aurinkosähköjärjestelmien aiheuttamat ongelmat ovat pahimmillaan kesällä, koska tuotanto on suurimmillaan ja kulutus pienimmillään.



**Kuva 4.** Auringon kokonaissäteilyenergian summa 45 asteen kulmassa etelään päin suunnatulle pinnalle Suomessa sekä erot vuotuisissa säteilymäärissä eri kaupungeissa, jotka on muodostettu Ilmatieteen laitoksen datan perusteella (Motiva Oy, 2021a).

### 3.1 Aurinkopaneelit ja niihin liittyvät laitteet

Aurinkokennot voidaan jakaa kolmeen sukupolveen (Motiva Oy, 2021b; Zabihian, 2021, s.840). Yksi- ja monikiteiset piikennot ovat ensimmäisen sukupolven kennoja, ohutkalvoaurinkokennot toisen sukupolven kennoja ja kolmannen sukupolven kennot ovat vielä kehitysasteella. Kiteiset piikennot ovat tällä hetkellä suosituimpia. Yksikiteisten piikennojen hyötysuhde on parempi kuin monikiteisten, mutta ne ovat myös kalliimpia (Zabihian, 2021, s. 840–842). Yksikiteisillä piikennoilla on päästy laboratorio-olosuhteissa jopa 26 % hyötysuhteeseen ja kaupallisilla kennoilla jopa 22 % hyötysuhteeseen. Monikiteisillä piikennoilla on päästy jopa 22 % hyötysuhteeseen laboratorio-olosuhteissa ja jopa 17 % hyötysuhteeseen kaupallisilla kennoilla. Yksi- ja monikiteisille piikennoille ei kuitenkaan enää ole nähtävissä kovin suurta parannusta hyötysuhteeseen.

Toisen sukupolven kennot eli ohutkalvoaurinkokennot ovat huomattavasti yksi- ja monikiteisiä kennoja ohuempia (Zabihian, 2021, s. 850–855). Ohutkalvoaurinkokennojen paksuus on yleensä  $<5 \mu\text{m}$ , kun taas yksi- ja monikiteiset piikennot ovat noin  $200 \mu\text{m}$  paksuja. Ohutkalvoaurinkokennojen hyötysuhteet vaihtelevat 7–29 % välillä, ja ne ovat yleensä kalliimpia, mikäli niiden hyötysuhde on parempi. Näin ollen ne eivät ole vielä saavuttaneet samanlaista suosiota kuin yksi- ja monikiteiset piikennot.

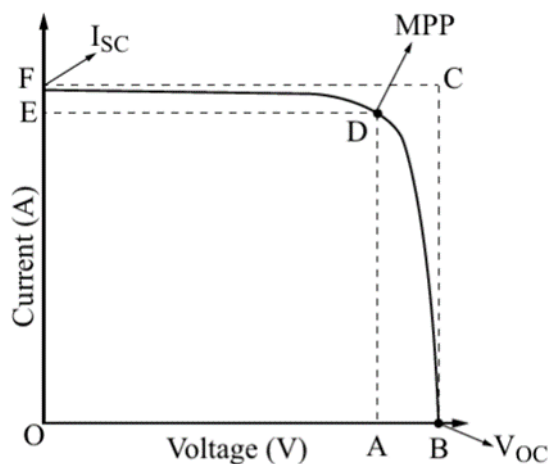
Kolmannen sukupolven kennoiksi kutsutaan orgaanisia kennoja, perovskiittikennoja, väriaineherkistettyjä kennoja ja kvanttipistekennoja (Zabihian, 2021, s. 856–860). Orgaaniset kennot valmistetaan nimensä mukaisesti orgaanisista materiaaleista. Niiden hyötysuhde on vielä toistaiseksi melko huono, laboratorio-olosuhteissa noin 12 % ja kaupallisilla tuotteilla noin 6 %. Perovskiittikennot tehdään materiaaleista, joilla on perovskiittinen rakenne. Perovskiittikennojen hyötysuhde on ollut laboratorio-olosuhteissa noin 22 %. Väriaineherkistetyillä kennoilla on parhaimmillaan saavutettu noin 15 % hyötysuhde. Kvanttipistekennot perustuvat kvanttimekaniikkaan ja niillä on päästy noin 13 % hyötysuhteeseen. Toisesta sukupolvesta johdettuja kennoja ovat monikerroskennot ja keskittävät järjestelmät. Monikerrosaurinkokennoja voidaan tehdä monista eri kennoista, mutta tyypillisesti ohutkalvoaurinkokennoista. Parhaimmillaan monikerroskennoilla on saavutettu noin 39 % hyötysuhde. Keskittävällä järjestelmällä pyritään parantamaan

aurinkosähköjärjestelmän toimintaa. Paras hyötysuhde on saavutettu monikerrosaurinkokennoilla ja keskitetyllä valolla, jolloin on päästy 46 % hyötysuhteeseen.

Aurinkopaneelien ja -kennojen ominaisuuksia kuvataan  $I/V$ -käyrällä, josta ilmenee virran käyttäytyminen jännitteen funktiona (Zabihian, 2021, s. 805–808).  $I/V$ -käyrä on esitetty kuvassa 5. Oikosulkuvirta on  $I_{SC}$  ja avoimen piirin jännite on  $V_{OC}$ . Aurinkopaneelilla on optimaalinen toimintapiste, maksimitehopiste MPP, jolloin pätötehontuotto on suurimmillaan. Maksimitehopisteen jännite on  $V_{MPP}$  ja virta  $I_{MPP}$ . Kuvaajasta saadaan myös selville täyterroin  $FF$ , joka kuvaa paneelin tai kennon laatua (Zabihian, 2021, s. 819). Täyterroin on pinta-alojen suhde, jossa pinta-alat muodostuvat maksimitehopisteen rajaamasta alueesta sekä oikosulkuvirran ja avoimen piirin jännitteen rajaamasta alueesta. Täyterroin määritetään kaavalla

$$FF = \frac{P_{MPP}}{I_{SC} \cdot V_{OC}} = \frac{I_{MPP} \cdot V_{MPP}}{I_{SC} \cdot V_{OC}}, \quad (8)$$

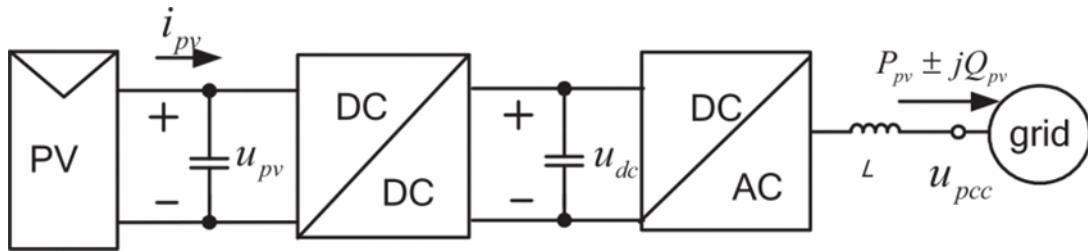
jossa  $P_{MPP}$  on maksimitehopisteen teho.



**Kuva 5.** Aurinkokennon  $I/V$ -käyrä ja täyterroin (Zabihian, 2021, s. 819).

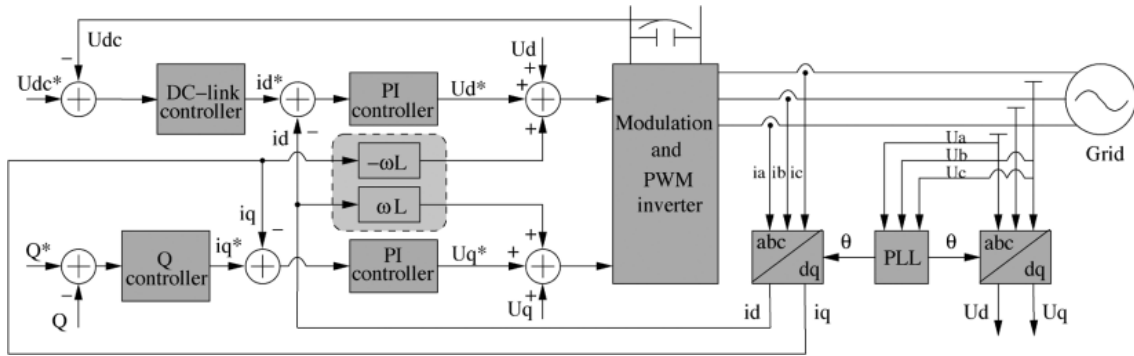
Aurinkosähköjärjestelmän eräs mahdollinen verkkoon kytkemisen tapa on esitetty kuvassa 6. Kyseessä on kaksiportainen topologia, joka on yleisesti käytössä (Ren ja muut, 2016). Ensimmäisessä portaassa on tasajännitemuunnin, jolla aurinkopaneelien

tuottama tasajännite muokataan halutulle tasolle, ja toisessa portaassa on vaihtosuuntaaja, jolla muutetaan aurinkopaneelien tuottama tasajännite vaihtojännitteeksi sekä kytketään verkkoon. Osien välissä on tasajännitevälipiirit tasaamassa jännitettä ja vaihtosuuntaajan jälkeen on suodatus. PCC tarkoittaa liittymispistettä (Point of Common Coupling) ja  $u_{pcc}$  liittymispisteen jännitettä. Maksimitehopisteen seuranta toteutetaan tasajännitemuuntimella ja tehonsyöttöä säädetään vaihtosuuntaajalla.



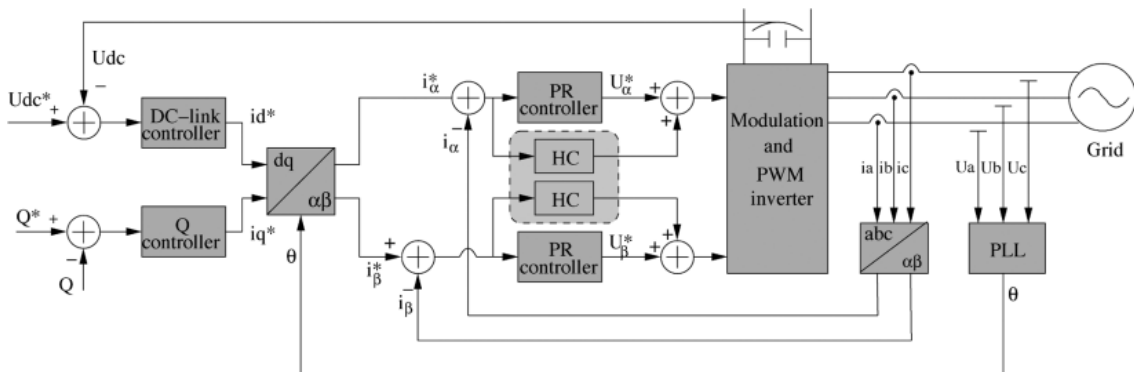
**Kuva 6.** Aurinkopaneelien liittäminen sähköverkkoon (Ren ja muut, 2016).

Verkkovaihtosuuntaajassa tasajännite muunnetaan vaihtojännitteeksi puolijohdekytkimillä, ja kytkimiä ohjataan siten, että saavutetaan verkkoon sopiva jännite ja tilanteen mukainen pätö- ja loisteho. Ohjaustapoja on olemassa erilaisia ja niitä voidaan implementoida eri tavoilla. Eräs vaihtoehto verkkovaihtosuuntaajan ohjaukselle on  $dq$ -ohjaus, joka perustuu pyörivään  $dq$ -koordinaatistoon, jossa ohjausarvot perustuvat tasasähköön, mutta pyörivät verkon taajuuden mukaan (Blaabjerg ja muut, 2006). Tämä ohjaustapa on esitetty kuvassa 7. Sähköverkon puolelta mitataan vaiheiden virrat ja jännitteet, jotka muutetaan  $dq$ -koordinaatistoon jännitteiden vaihekulman avulla. Referenssiarvoina käytetään tasajännitteen arvoa ja tilanteen mukaan myös loistehon arvoa.



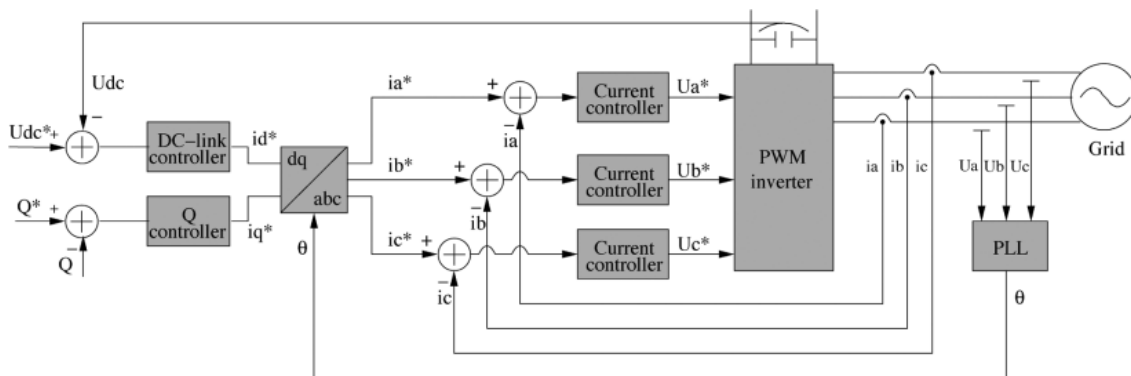
**Kuva 7.**  $dq$ -ohjaus (Blaabjerg ja muut, 2006).

Toinen vaihtoehto verkkovaihtosuuntaajan ohjaukselle on stationaariseen  $\alpha\beta$ -koordinaatistoon perustuva ohjaus, joka on esitetty kuvassa 8 (Blaabjerg ja muut, 2006). Tässä ohjaustavassa hyödynnetään sähköverkon puolen virran arvoja ja jännitteiden vaihekulmia, sekä referenssiarvoina tasajännitteen arvoa ja tilanteen mukaan loistehoa. Ohjauksessa arvot muutetaan stationaariseen  $\alpha\beta$ -koordinaatistoon, jossa muuttujat ovat sinimuotoisia. Tässä ohjaustavassa ei voida käyttää PI-säätöä sinimuotoisten muuttujien takia, vaan on tarpeen käyttää esimerkiksi PR-säätöä.



**Kuva 8.** Stationaariseen  $\alpha\beta$ -koordinaatistoon perustuva ohjaus (Blaabjerg ja muut, 2006).

Kolmas vaihtoehto on luonnollinen  $abc$ -ohjaus, joka on esitetty kuvassa 9 (Blaabjerg ja muut, 2006). Tässä ohjaustavassa hyödynnetään sähköverkon puolelta mitattuja virtoja sellaisenaan ja jännitteiden vaihekulmia. Kuten edellä mainituissa ohjaustavoissa, referenssiarvoina käytetään tasajännitettä ja loistehoa. Edellä mainituista ohjaustavoista poiketen modulaatiota ei välttämättä tarvita riippuen ohjauksen toteutuksesta.



Kuva 9. Luonnollinen abc-ohjaus (Blaabjerg ja muut, 2006).

### 3.2 Pientuotannon liittyminen sähköverkkoon

Sähköntuotannon sähköverkkoonliittämiseksi on määritelty ohjeita ja määräyksiä standardissa SFS-EN 50549 jakeluverkon osalta, Fingridin voimalaitosten järjestelmäteknisissä vaatimuksissa VJV2018 sekä saksalaisessa vaatimuskirjeessä VDE-AR-N 4105. Aiemmin pienjänniteverkkoon liitetyn tuotannon tapauksessa käytössä on ollut standardi SFS-EN 50438, jonka korvaa standardi SFS-EN 50549-1 (Suomen Standardisoimisliitto SFS ry, 2019). Saksalainen vaatimuskirje VDE-AR-N 4105 ei ole enää käytössä Suomessa ja suositeltu siirtymäaika käytön lopettamiselle on vuoden 2022 lopussa, jolloin tulisi käyttää standardia SFS-EN 50549 (Energiateollisuus ry, 2021). Vaatimuskirje otetaan kuitenkin tässä työssä vertailukohtaksi, koska se on ollut käytössä ja suositukset pohjautuvat osittain siinä asetettuihin vaatimuksiin.

Standardin SFS-EN 50549-1 (Suomen Standardisoimisliitto SFS ry, 2019) mukaan pienjänniteverkkoon liitetyn voimalaitoksen tulisi pystyä toimimaan vähintään taulukossa 1 esitettyjen toiminta-aikavaatimusten mukaan. Taulukossa on esitetty myös tiukemmat vaatimukset, joiden rajoissa tulisi pysyä, mikäli tiukempia vaatimuksia toiminta-ajalle on tarpeen käyttää. Tarvittaessa voidaan myös sopia laajemmista taajuusalueista tai pidemmistä ajoista.

**Taulukko 1.** Sähkötuotannon toiminta-ajat eri taajuusalueilla (Suomen Standardisoimisliitto SFS ry, 2019).

Taajuusalue / Hz	Toiminta-aika vähintään	Toiminta-ajan tiukempi vaatimus
47,0–47,5	Ei vaatimusta	20 s
47,5–48,5	30 min	90 min
48,5–49,0	30 min	90 min
49,0–51,0	Rajaton	Rajaton
51,0–51,5	30 min	90 min
51,5–52,0	Ei vaatimusta	15 min

Standardissa todetaan taajuuden lisäksi, että voimalaitoksen tulisi pystyä toimimaan jännitteen ollessa 85–110 % nimellisjännitteestä. Voimalaitokselta voidaan myös vaatia toimintoja jännitteen tukemiseksi. Tämä voidaan hoitaa niin loistehon kuin pätötehon hallinnalla. Energiateollisuuden suosituksessa mikrotuotannon liittämiseen on koottu standardissa SFS-EN 50549-1 mainitut toiminta-ajat mikrotuotannon irtoamiselle jännitteen tai taajuuden mennessä asetteluarvojen ulkopuolelle (Energiateollisuus ry, 2019). Mikrotuotannon tulisi irrota sähköverkosta 0,2 sekunnin kuluttua, kun jännite ylittää nimellisjännitteen 10 % tai alittaa 15 % tai taajuus menee alueen 47,5–51,5 Hz ulkopuolelle.

Standardin SFS-EN 50549-1 mukaan alijännitetilanteessa tuotantolaitteiston tulee pysyä kytkettynä verkkoon, kun jännite on vähintään 15 % nimellisjännitteestä, 0,2 s ajan, kuten myös energiategollisuuden suosituksessa on mainittu (Suomen Standardisoimisliitto SFS ry, 2019). Tämän jälkeen jännitteen vaatimus kuitenkin nousee lineaarisesti arvoon 85 % nimellisjännitteestä 1,3 s aikana, jolloin aikaa on kulunut yhteensä 1,5 s. Standardissa on myös tiukempi vaatimus, jossa jännitteen alaraja ja kokonaiskesto aika on pidempi. Vikatilanteessa tuotantolaitteiston tulisi siis pysyä kytkettynä verkkoon edellä mainittujen vaatimusten ajan, joten tuotantolaitteisto on mukana syöttämässä vikavirtaa vikatilanteessa. Vaatimukset pätevät kaikentyyppisille vioille.

Standardin SFS-EN 50549-1 mukaan ylijännitetilanteessa nimellisvirraltaan yli 16 A tuotantolaitteiston tulee pysyä kytkettynä verkkoon ylijännitevaatimusten mukaan (Suomen

Standardisoimisliitto SFS ry, 2019). Jännitteen ollessa korkeintaan 125 % nimellisjännitteestä tuotantolaitteiston tulee pysyä kytkettynä 0,1 s, jonka jälkeen jännitteen raja on 120 % nimellisjännitteestä 4,9 s ajan, eli kokonaisuika on tällöin 5,0 s. Tämän jälkeen jännitteen raja on 115 % nimellisjännitteestä, kunnes kokonaisuika on 60 s, jonka jälkeen raja on enää 110 % nimellisjännitteestä eli normaalilla toiminta-alueella. Edellä mainituja ylijännitteen vaatimuksia ei sovelleta nimellisvirraltaan korkeintaan 16 A tuotantolaitteille.

Fingridin (2018) voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset eli VJV2018 pätee mitoitus-teholtaan vähintään 0,8 kW voimalaitoksille. Voimalaitokset on jaettu liittymispisteen jännitteen ja voimalaitoksen mitoitus-tehon mukaan tyyppiluokkiin, joita on neljä. Tämän työn kannalta tärkein on tyyppi A, mutta esille otetaan myös tyyppin B vaatimukset vertailun vuoksi. Tyyppin A liittymispisteen jännitetaso on alle 110 kV ja voimalaitoksen mitoitus-teho on vähintään 0,8 kW, mutta alle 1 MW. Tyyppin B liittymispisteen jännitetaso on myös alle 110 kV ja voimalaitoksen mitoitus-teho on vähintään 1 MW, mutta alle 10 MW. Tyyppin A voimalaitoksilta ei vaadita lähetettäväksi reaaliaikaisia mittauksia (Fingrid Oyj, 2018). Tyyppin B voimalaitokselta tulee toimittaa liittymispisteen verkonhaltijalle reaaliaikaiset pätö- ja loistehomittaukset sekä kytkinlaitteiden tiedot. Nämä tiedot tulee toimittaa myös Fingridille. Voimalaitosten on pystyttävä toimimaan taulukossa 1 mainittujen SFS-EN 50549 -standardin mukaisten vähimmäistoiminta-aikojen mukaan.

Saksalaisessa vaatimuksessa on samanlaiset vaatimukset voimalaitoksen toiminta-ajoille eri taajuusalueilla kuin taulukossa 1 olevat standardin SFS-EN 50549 mukaiset vähimmäistoiminta-ajat (VDE VERLAG GmbH, 2018). Myös voimalaitoksen toiminnan jännitevaatimus on lähes samanlainen. Oikosulkutilanteessa vaihtosuuntaajalla sähköverkkoon kytketyn voimalaitoksen odotetaan syöttävän vikavirtaa nimellistehonsa verran.

Saksalaisessa vaatimusdokumentissa VDE-AR-N 4105 on esitetty vaatimukset tuotantolaitteiston toiminnalle jännitteen pudotessa normaalin toimintatilan ulkopuolelle (VDE VERLAG GmbH, 2018). Jännitteen pudotessa normaali toimintarajojen alapuolelle tuotantolaitteisto ei saa syöttää verkkoon virtaa verkossa pysymisensä aikana. Syötettävä virta ei saa ylittää 20 % nimellisvirrasta 60 ms aikana ja 10 % 100 ms aikana.

Energiateollisuus ry (2021) on koonnut Suomeen suosituksen sähkön pientuotannolle, joka kokoaa standardin SFS-EN 50549, Fingridin vaatimukset VJV2018 ja osittain saksalaisen vaatimuskirjeen VDE-AR-N 4105. Energiateollisuuden suosituksessa pientuotanto on jaettu kahteen osaan: alle 50 kW ja 50–1000 kW. Oletuksena suosituksessa on myös, että pientuotannon tehokerroin on 1, joka on vielä käytössä, mutta siirtymistä pientuotannon loistehon säätöön tutkitaan. Alle 50 kW pientuotannolla voidaan käyttää ROCOF-suojauksia, jota käytetään yleensä saarekekäytön estosuojaukseen, mutta 50–1000 kW pientuotannolle se on kielletty. ROCOF (Rate of Change of Frequency) tarkoittaa taajuuden muutosnopeutta, ja alle 50 kW tuotantolaitteisto voi irrottautua verkosta, mikäli taajuuden muutosnopeus on liian suuri. Suosituksessa on myös asetettu jatkuvan toiminnan jännitteen alarajaksi 85 % nimellisjännitteestä ja ylärajaksi 110 % nimellisjännitteestä.

Energiateollisuus ry (2019) on koonnut erikseen myös mikrotuotantolaitteistolle verkkoon liittämisen suosituksen, joka koskee nimellistehoaltaan enintään 100 kVA tuotantolaitteistoja. Suosituksessa mainitaan, että jakeluverkkoon liitettävän tuotantolaitteiston koon tulisi noudattaa kaavan

$$S_k \geq 25 \cdot i_{suhde} \cdot S_N \quad (9)$$

mukaista maksimiarvoa, missä  $S_k$  on liittämiskohdan oikosulkuteho,  $S_N$  tuotantolaitteiston nimellinen näennäisteho ja  $i_{suhde}$  kytkentävirran suhde nimellisvirtaan. Ohjeistus on kuitenkin vain suuntaa antava, eikä pakollinen, sillä mikrotuotannon vaikutuksista sähköverkkoon ei ole vielä tarpeeksi kokemusta. Ohjeistuksen noudattaminen aiheuttaa kuitenkin suuria investointeja jakeluverkkoon (J. Leppinen, henkilökohtainen viestintä, 30.3.2022).

Sähköverkon töiden ajaksi kohde erotetaan sähköverkosta, ellei nimenomaan kyseessä ole jännitetyö. Jännitteettömyyden varmistaminen on erittäin tärkeää, jotta sähköiskun vaaraa ei ole. Hajautettu tuotanto voi aiheuttaa tällaisissa tilanteissa takasyöttövaaran, koska sähköntuotantoa voi edelleen olla, vaikka se olisi irrotettu sähköverkosta. Syötön katketessa tuotantolaitteisto ei saisi jäädä syöttämään saarekettä (Energiateollisuus ry,

2019). Tätä kutsutaan Loss of Mains -tilanteeksi (LoM). Syötön katkeamisen tunnistaminen voi kuitenkin joissain tilanteissa olla haastavaa, jolloin on mahdollista, että tuotantolaitteisto syöttää jäljellä olevaa verkkoa edelleen, vaikka sähkönsyöttö olisikin katkenut.

### 3.3 Hajautetun pientuotannon aiheuttamat ongelmat

#### 3.3.1 Jännitteennousu

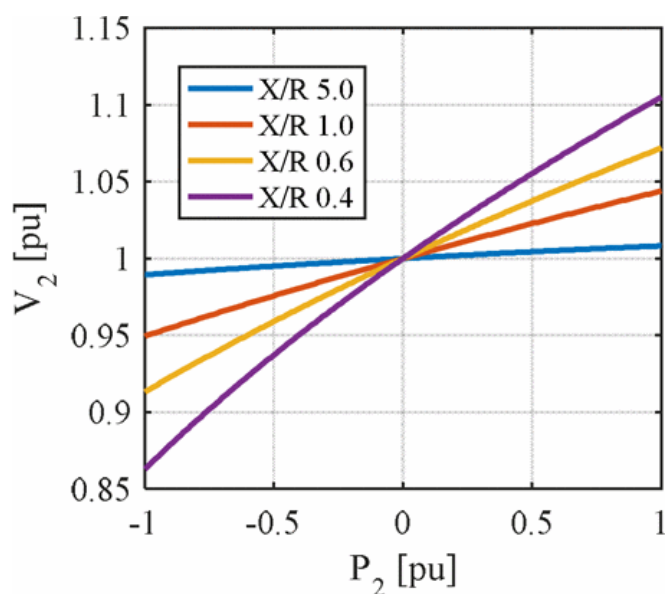
Kuluttajan oma pienjänniteverkkoon liitetty sähköntuotanto nostaa lähiseudun jännitettä, mikä voi tuottaa ongelmia, koska pienen kulutuksen aikana voimalaitos voi nostaa paikallisen jännitteen sallitun alueen yli (Lakervi & Partanen, 2008, s. 211). Aurinkosähköjärjestelmän aiheuttama suhteellinen jännitteennousu liittymispisteessä voidaan laskea kaavalla

$$\Delta u_a = \frac{S_{Amax} \cdot (R_{kV} \cdot \cos|\varphi| - X_{kV} \cdot \sin|\varphi|)}{U^2}, \quad (10)$$

jossa  $S_{Amax}$  on suurin mahdollinen 10 minuutin keskiarvo tuotantolaitteiston näennäistehosta,  $R_{kV}$  taustaverkon resistanssi,  $X_{kV}$  taustaverkon reaktanssi ja  $U$  pääjännite (VDE VERLAG GmbH, 2018). Mikäli aurinkosähköjärjestelmä liitetään verkkoon tehokertoimella yksi, jännitteennousu riippuu vain aurinkosähköjärjestelmän tuottamasta pätötehosta, verkon resistanssista ja jännitteestä. Otettaessa loistehon säätö käyttöön loistehon kuluksella voidaan pienentää jännitteennousua, mutta säädön pienentävä vaikutus riippuu reaktanssista. Kaava 10 löytyy saksalaisesta vaatimusdokumentista VDE-AR-N 4105, mutta kyseisessä dokumentissa todetaan kaavan antavan hieman suuremman jännitteennousun kuin tarkemmista tehonjakoanalyysistä saatavat tulokset (VDE VERLAG GmbH, 2018). Kaavalla 10 saavutetaan siis vain likimääräisiä tuloksia.

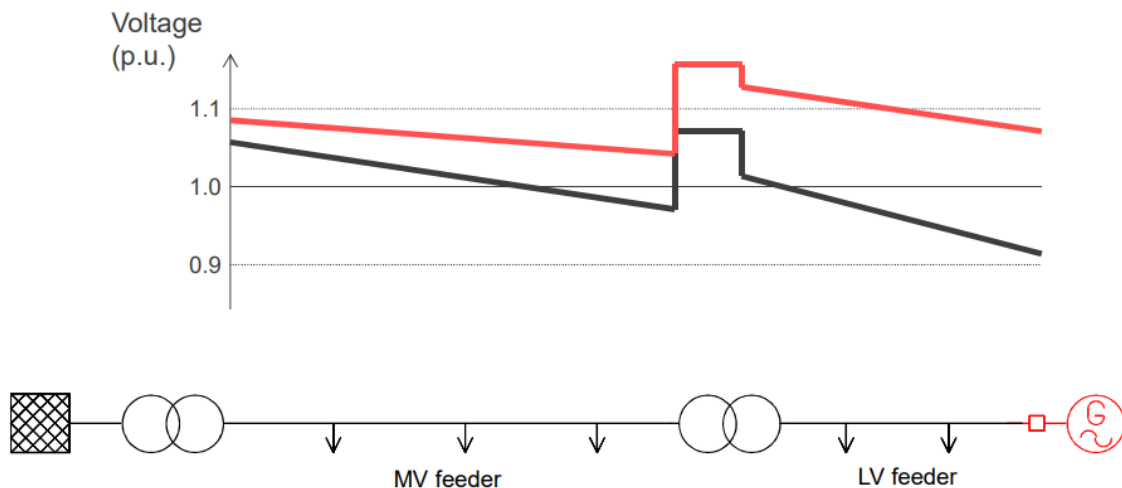
Jännitteennousuun vaikuttaa reaktanssin suhde resistanssiin eli  $X/R$ -suhde (Karthikeyan ja muut, 2017). Muuntajan reaktanssi on suurempi kuin resistanssi, ja johdon resistanssi on suurempi kuin reaktanssi, jolloin reaktanssin suhde resistanssiin pienenee johdon

pitouden kasvaessa, kun taas muuntajan lähellä muuntajalla on suurempi merkitys. Resistanssin vaikutuksen kasvaessa pätötehon tuotannon ja kulutuksen vaikutus pienjänniteverkon jännitteeseen kasvaa. Reaktanssin ja resistanssin suhteen vaikutus liittymispisteen jännitteeseen pätötehon vaihdellessa on esitetty kuvassa 10 (Karthikeyan ja muut, 2017). Kuvan tilanteessa on käytetty jännitteeltään ja näennäisteholtaan 400 V ja 500 kVA järjestelmää sekä 0,015 pu reaktanssia. Loisteho oletetaan nolllaksi, ja resistanssi määritetään reaktanssin ja kuvassa esitettyjen  $X/R$ -suhteiden avulla. Tehon positiivinen suunta on verkkoon päin.



**Kuva 10.**  $X/R$ -suhteen vaikutus liittymispisteen jännitteeseen pätötehon muuttuessa (Karthikeyan ja muut, 2017).

Hajautettu tuotanto nostaa paikallista jännitettä ja vaikutukset näkyvät myös keskijänniteverkossa. Kuvassa 11 on esitetty jännitteen muuttuminen keski- ja pienjänniteverkossa hajautetun tuotannon kanssa ja ilman hajautettua tuotantoa. Musta viiva esittää tilanteen ilman hajautettua tuotantoa ja punainen viiva hajautetun tuotannon.



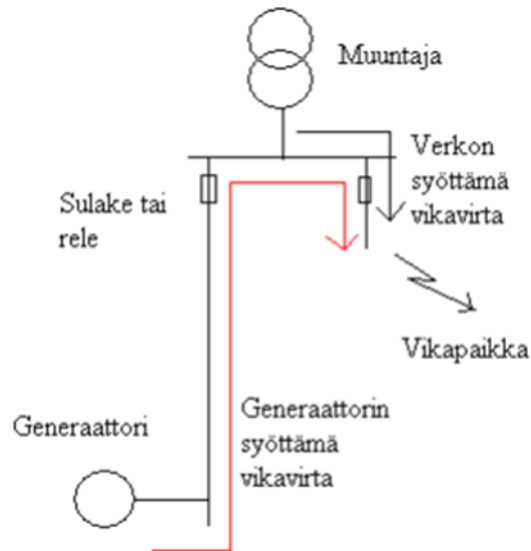
**Kuva 11.** Jännitteen käyttäytyminen jakeluverkossa (Kauhaniemi, 2020).

Pientuotannon aiheuttamaa jännitteenousua voidaan hallita muun muassa verkon vahvistamisella sekä tuotantolaitteiston loistehon säädöllä ja pätötehon rajoittamisella. Pientuotannon loistehon säädön vääränlainen asettelu voi kuitenkin aiheuttaa turhaa loistehon siirtoa sähköverkkoon, joka vie osan verkon kapasiteetista (Energiateollisuus ry, 2021). Pätötehon rajoitus vaikuttaa aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuteen, joten sitä tulisi välttää, vaikka tuotetun energian kannalta suuressa osassa tapauksista menetyks olisi hyvin vähäistä (A. Salo, henkilökohtainen viestintä, 30.3.2022).

### 3.3.2 Suojauksen toimintahäiriö

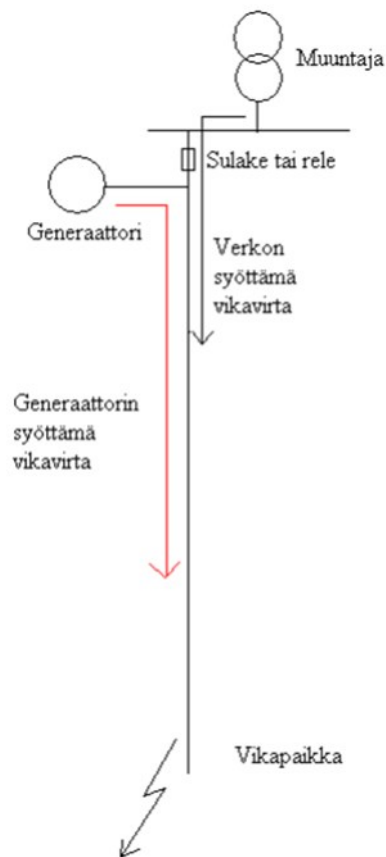
Perinteinen sähköverkko on suunniteltu yhdensuuntaiseen tehonsyöttöön, mutta hajautettu tuotanto aiheuttaa sähköverkkoon tehon siirtoa kahteen suuntaan. Hajautettu tuotanto on myös osallisena syöttämässä vikavirtaa vikatilanteessa. Tuotantolaitteisto voi syöttää vikavirtaa muuntopiirin toiseen haaraan, jolloin on mahdollista, että tapahtuu virhelaukaisu, ja terveen lähdön syöttö katkeaa. Virhelaukaisun mahdollisuus on esitetty kuvassa 12. Virhelaukaisun mahdollisuus riippuu laitteiston maksimivikavirrasta (Energiateollisuus ry, 2019). Mikrotuotantolaitteiston syöttämä vikavirta on yleensä vain

hieman suurempi kuin nimellisvirta, jolloin yksittäisen tuotantolaitoksen tapauksessa virhelaukaisun mahdollisuus on epätodennäköinen.



**Kuva 12.** Suojauksen virhelaukaisun mahdollisuus (Energiateollisuus, 2019).

Vian ja hajautetun tuotannon ollessa saman sulakkeen takana johtolähdöllä hajautetun tuotannon syöttämä vikavirta voi aiheuttaa suojauksen sokaistumisen, koska hajautetun tuotannon syöttämä vikavirta pienentää taustaverkon syöttämää vikavirtaa, jolloin suojaus ei välttämättä havaitse vikaa ja viallisen lähdön syöttö ei katkea. Kyseinen tilanne on esitetty kuvassa 13. Myös tässä tapauksessa laitteiston maksimivikavirta vaikuttaa suojauksen sokaistumisen mahdollisuuteen. Kuvan 13 tapauksessa vikavirta on verkon syöttämän vikavirran ja generaattorin syöttämän vikavirran summa.



**Kuva 13.** Suojauksen sokaistuminen (Energiateollisuus, 2019).

Hajautetun tuotannon ollessa vähäistä virhelaukaisu tai suojauksen sokaistuminen ovat epätodennäköisiä (Energiateollisuus ry, 2019). Pienien tuotantolaitteistojen määrä on kuitenkin kasvussa, jolloin jossain vaiheessa tuotantolaitteistot alkavat vaikuttaa myös suojauksen toimintaan. Taajuusmuuttajalla verkkoon kytketty tuotanto syöttää kuitenkin vähemmän vikavirtaa kuin epätahtikonetuotanto, jolloin sen vaikutukset ovat pienemmät. Eräs vaihtoehto suojauksen sokaistumisen estämiseksi on välisulakkeen käyttäminen tuotannon jälkeiselle johto-osuudelle (Kumpulainen & Ristolainen, 2006, s. 82).

Symmetrisessä viassa alussa esiintyvä virtapiikki voi olla jopa kaksinkertainen laitteiston nimellisvirtaan verrattuna ja jatkuvan tilan vikavirta hieman yli nimellisen (Yuan ja muut, 2022). Näihin voidaan kuitenkin vaikuttaa ohjausratkaisuilla. Erona tahtigeneraattoriin on se, että aurinkosähköjärjestelmän vikavirran komponentit ovat pitkälti perustaajuuden ympärillä, kun taas tahtigeneraattorin vikavirta sisältää tasakomponentin,

perustaajuisen komponentin ja yliaallot. Verkon vikatilanteessa tuotantolaitteiston virtaa tulee rajoittaa siten, että komponentit eivät rikkoonnu (Zarei ja muut, 2021). Symmetristen vikojen tapauksessa virran rajoitus on helpompi toteuttaa kuin epäsymmetrisissä vioissa, koska symmetrisissä vioissa tarkasteltavana on vain virran myötäkomponentti.

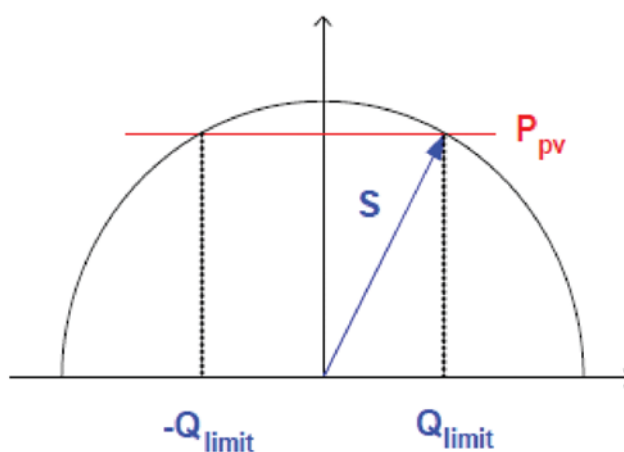
### 3.4 Sähköntuotannon säätely

Jännitteen ja taajuuden pysymistä sallituissa rajoissa voidaan tukea hajautetun tuotannon säätelyllä. Tuotantolaitteiston loistehoa voidaan säätää, jolloin paikallista jännitettä saadaan nostettua tai laskettua. On myös mahdollista, että pätötehoa joudutaan rajoittamaan, jos jännite kasvaa liian suureksi. Pätötehon rajoittamisella voidaan vaikuttaa niin jännitteen kuin taajuuden ollessa liian korkeita. Pätötehon rajoittaminen vaikuttaa kuitenkin aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuteen, joten liiallinen rajoitus ei ole tarkoituksenmukaista.

Voimalaitoksen laitteistolla tulisi pystyä hallitsemaan jännitettä hallitsemalla loistehon asetteluarvoa, loistehoa jännitteen funktiona ( $Q(U)$ ), tehokertoimen asetteluarvoa ( $\cos\varphi$ ) ja tehokerrointa pätötehon funktiona ( $\cos\varphi(P)$ ) (Suomen Standardisoimisliitto SFS ry, 2019). Edellä mainituista hallintakeinoista vain yksi voi olla kerrallaan käytössä. Mikäli jännite kasvaa liian suureksi, voidaan voimalaitoksen pätötehon tuotantoa rajoittaa, jotta voitaisiin välttää tuotannon irti kytkeytyminen ylijännitteen seurauksena. Mahdollisia säätötapoja edellä mainittujen lisäksi ovat loistehon säätö pätötehon funktiona ( $Q(P)$ ), pätötehon säätö jännitteen funktiona ( $P(U)$ ) ja pätötehon säätö taajuuden funktiona ( $P(f)$ ) (Laaksonen ja muut, 2020).

Aurinkosähköjärjestelmien vaihtosuuntaajat pystyvät yleensä suurempaan näennäistehoon kuin aurinkopaneelit pystyvät tuottamaan pätötehoa (Luo & Shi, 2020). vaihtosuuntaajan teho suhteessa aurinkopaneelien pätötehoon on esitetty kuvassa 14. Sininen nuoli kuvaa vaihtosuuntaajan näennäistehoa, puolilympyrä vaihtosuuntaajan näennäistehon rajaa ja punainen viiva aurinkopaneelien tuottamaa pätötehoa. Normaalilla

toiminta-alueella pätötehon tuotantoa ei rajoiteta, jolloin loistehon rajat ovat kuvan 14 mukaiset. Näin ollen vaihtosuuntaajan loistehon tuotantoa ja kulutusta voidaan hallita vaikuttamatta kuitenkaan aurinkopaneelien tuottamaan pätötehoon. Loistehon kulutus ja tuotanto riippuvat kuitenkin aurinkopaneelien tehon suhteesta vaihtosuuntaajan tehoon, eli vaihtosuuntaajan mitoitukselta. Esimerkiksi jos aurinkopaneelien tuottama pätöteho on yhtä suuri kuin vaihtosuuntaajan näennäisteho, pätötehon tuotanto voidaan joutua rajoittamaan, mikäli halutaan tuottaa tai kuluttaa loistehoa. Vaihtosuuntaajan kyky tuottaa tai kuluttaa loistehoa riippuu siis vaihtosuuntaajasta ja sen ominaisuuksista. Toisaalta aurinkosähköjärjestelmät pystyvät kuluttamaan ja tuottamaan loistehoa, vaikka aurinkopaneelit eivät tuottaisikaan sähköä, mutta esimerkiksi yöllä laitteistot yleensä sammuvat (Astapov ja muut, 2018).

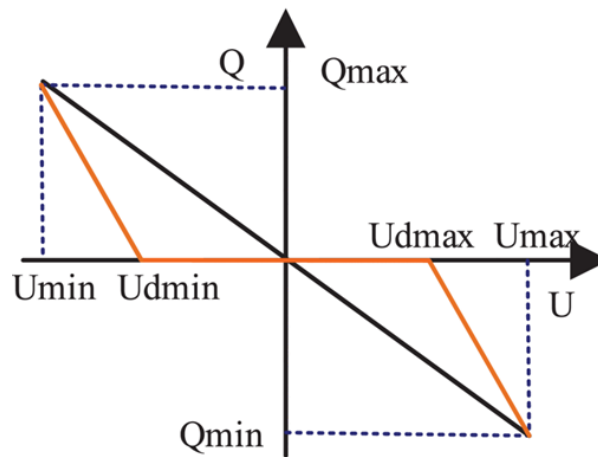


**Kuva 14.** Vaihtosuuntaajan teho suhteessa aurinkopaneelin tehoon (Luo & Shi, 2020).

Standardissa SFS-EN 50549-1 (Suomen standardisoimisliitto SFS ry, 2019) on esitetty vaatimukset tuotantolaitteiston loistehontuotannolle. Vaatimukset nimellisjännitteellä ovat samankaltaiset kuvan 14 kanssa, ja loistehon rajat ovat 48,4 % tuotantolaitteiston pätötehosta, jolloin pätötehon laskiessa myös loistehon vaatimus pienenee. Näin ollen tehokerroin saa arvon 0,9.

$Q(U)$ -säädessä asetetaan jännitteen arvot, joissa loistehon tuotanto muuttuu asetellulla tavalla jännitteen funktiona.  $Q(U)$ -säädon asetteluarvot ja käyttäytyminen on esitetty kuvassa 15, jossa jännitteen nimellisarvo sijaitsee origossa. Musta suora esittää asetellua,

jossa ei ole ollenkaan vasteetonta aluetta, vaan säätö toimii jatkuvasti (Luo & Shi, 2020). Oranssi käyrä esittää todellisen säätötavan, jossa tietyllä jännitteen vaihtelualueella ei ole tarvetta säädölle, vaan säätö aloitetaan vasta tiettyjen raja-arvojen jälkeen ja säätöä jatketaan, kunnes saavutetaan jännitteen ja loistehon maksimi- tai minimiarvot. Loistehon maksimi- ja minimiarvot voidaan asettaa vaihtosuuntaajan rajojen mukaan tai jonkin rajojen alapuolelle.

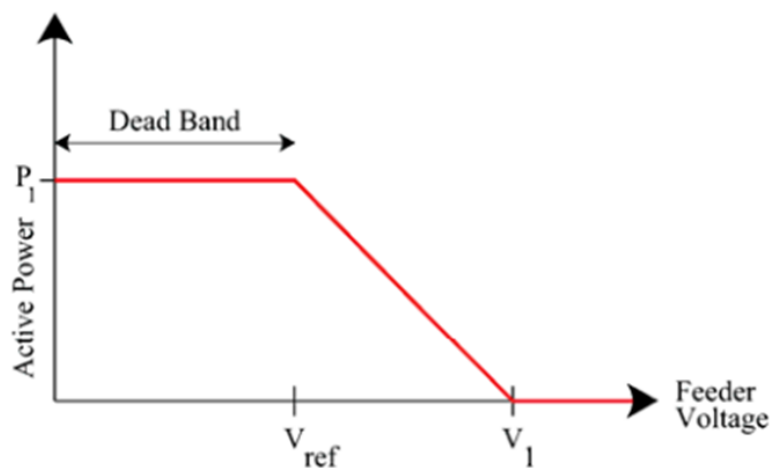


**Kuva 15.**  $Q(U)$ -säädön asettelut (Luo & Shi, 2020).

$Q(U)$ -säädön toiminta riippuu aurinkosähköjärjestelmän sijainnista pienjänniteverkossa (Luo & Shi, 2020). Lähellä muuntajaa olevat järjestelmät kokevat pienempiä jännitteen muutoksia kuin kaukana muuntajasta olevat, jolloin kaukana muuntajasta olevat järjestelmät osallistuvat jännitteen säätöön enemmän kuin lähempänä muuntajaa olevat, mikäli asetteluarvoihin on asetettu vasteeton alue. Vasteeton alue taas vähentää turhaa jännitteen säätöä. Jännite voi kuitenkin vaihdella kulutuksen ja tuotannon vaihdellessa, jolloin jännitteen säätö voi olla turhaa. Loistehoa tulisi siirtää sähköverkossa mahdollisimman vähän, jolloin turhaa jännitteen säätämistä loistehon avulla tulisi välttää.

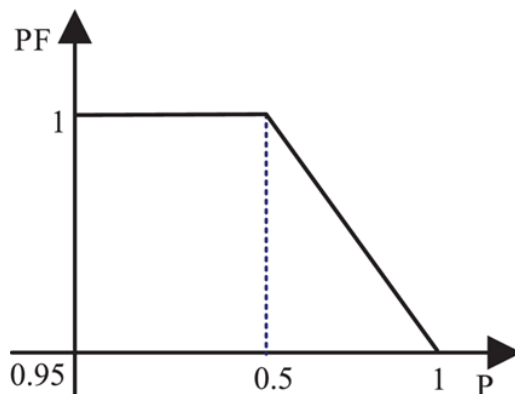
$P(U)$ -säätöä käytetään ennemminkin rajoitustoimena kuin säätökeinona. Mikäli aiemmat säätötoimet eivät olleet riittävät ja jännite nousee edelleen, pätötehon tuotantoa joudutaan rajoittamaan liian suuren jännitteen estämiseksi. Periaate pätötehon säädölle jännitteen funktiona on esitetty kuvassa 16.  $P(U)$ -säädössä jännitteen saavuttaessa asetellun raja-arvon, pätötehon tuotantoa aletaan rajoittaa lineaarisesti, kunnes saavutetaan

aseteltu jännitteen arvo, jolloin pätötehoa ei enää tuoteta lainkaan (Rashid & Knight, 2020). Näin voidaan ehkäistä hajautetun tuotannon itsensä aiheuttamaa jännitteennousuongelmaa, mutta tämä kuitenkin pienentää aurinkosähköjärjestelmän taloudellista hyötyä järjestelmän omistajan kannalta. Näin ollen tuotannon rajoituksen tulisi alkaa vasta melko korkealla jännitteen arvolla, jotta turhalta rajoittamiselta vältytään ja edeltävillä säätötoimille on tarpeeksi suuri jännitealue, jolla toimia.



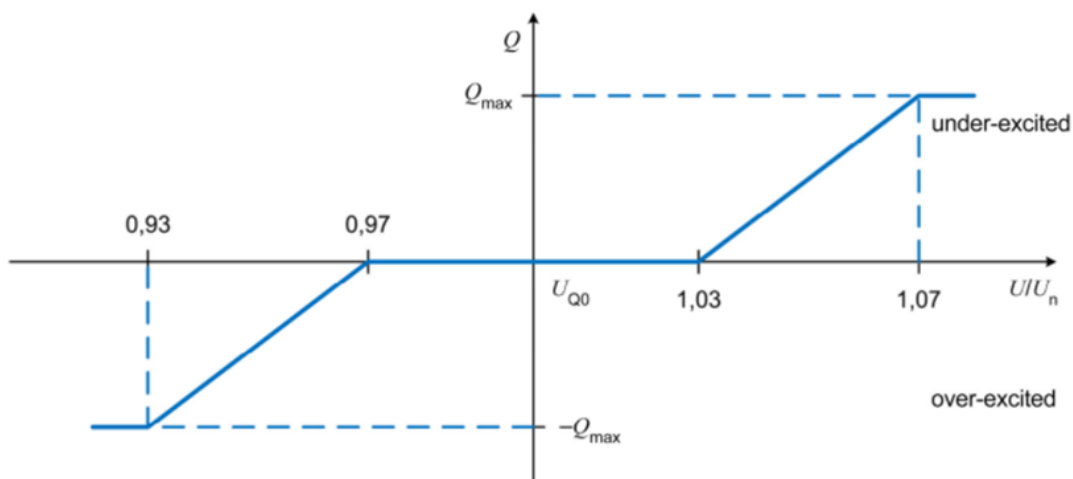
**Kuva 16.** Pätötehon rajoitus jännitteen funktiona (Rashid & Knight, 2020).

$\cos \varphi(P)$ -säätö toimii edellä mainituista poiketen tuotetun pätötehon perusteella.  $\cos \varphi(P)$ -säädön periaate on esitetty kuvassa 17. Pätötehon tuotanto aiheuttaa jännitteennousuongelman, jolloin sitä voidaan ehkäistä muuttamalla tehokerrointa tuotetun pätötehon mukaan (Luo & Shi, 2020). Kun tuotettu pätöteho saavuttaa tietyn arvon, kuvan 17 tapauksessa puolet nimellisestä pätötehosta, tehokerrointa aletaan säätää, kunnes saavutetaan aseteltu arvo nimellisellä pätöteholla. Kuvan 17 tapauksessa aseteltu tehokerroimen arvo on 0,95 ind, eli kulutetaan loistehoa. Tarpeeksi pienellä pätötehon arvolla tuotantolaitteisto voi toimia tehokerroimen arvolla 1.



**Kuva 17.** Tehokertoimen säätö pätötehon funktiona (Luo & Shi, 2020).

Saksalaisessa vaatimusdokumentissa kolmivaiheisen voimalaitoksen loistehon säädölle jännitteen funktiona on esitetty kuvan 18 mukaiset asetellut (VDE VERLAG, 2018). Vaatimusdokumentissa suositellaan, että voimalaitoksen tulisi pystyä  $Q(U)$ -säätöön, muuten sen tulee toimia asetellulla tehokertoimen vakioarvolla 1. Jännitteessä sallitaan  $\pm 3\%$  vaihtelua ennen kuin voimalaitos alkaa säätää loistehoa. Säätöä jatketaan vakio kulmakertoimella, kunnes saavutetaan 93 % tai 107 % nimellisjännitteestä, jolloin saavutetaan loistehon maksimiarvo. Referenssijännitteenä  $U_{Q0}$  käytetään 400 V pääjännitteestä laskettua vaihejännitettä.



**Kuva 18.**  $Q(U)$ -säädön asetellut saksalaisessa vaatimusdokumentissa (VDE VERLAG GmbH, 2018).

Australiassa käytössä ovat lois- ja pätötehon säätö jännitteen funktiona, ja säätöasettelut vaihtelevat alueen mukaan (Energy Networks Australia, 2020). Australiassa tuotantolaitteiston pätötehontuotantoa rajoitetaan vasta, kun jännite kasvaa liian suureksi, mutta muulloin tuotanto voi toimia täydellä teholla. Loistehon säätöarvo vaihtelee 30–60 % välillä laitteiston nimellisestä näennäistehosta. Myös jännitteen parametrit vaihtelevat niin pätötehon kuin loistehon säädössä. Esimerkkinä taulukoiden 2 ja 3 mukaiset asetellut lois- ja pätötehon säädölle, jotka pätevät Victorian osavaltion jakeluverkkoyhtiöiden alueella. Taulukoiden referenssit kertovat, kuinka säätö käyttäytyy kyseisessä pisteessä ja sen jälkeen, ja säätötavat ovat samantyyppiset kuin kuvissa 15 ja 16 esitetyt.

**Taulukko 2.** Pakolliset asetteluarvot loistehon säädölle Victorian osavaltiossa Australiassa (Energy Networks Australia, 2020).

Referenssi	Jännite (V)	Loisteho (prosenttia nimellisestä näennäistehosta)
V1	208	44 % (tuottaa)
V2	220	0 %
V3	241	0 %
V4	253	44 % (kuluttaa)

**Taulukko 3.** Pakolliset asetteluarvot pätötehon säädölle Victorian osavaltiossa Australiassa (Energy Networks Australia, 2020).

Referenssi	Jännite (V)	Pätöteho (prosenttia nimellisestä pätötehosta)
V1	207	100 %
V2	220	100 %
V3	253	100 %
V3	259	20 %

Yhdet tietyt asetellut tuovat eteen säädön epätasaisen jakautumisen johtolähdön eri osissa oleville tuotantolaitteistoille. Lähellä muuntajaa olevat laitteistot kokevat pienempiä jännitteen muutoksia kuin kauempana muuntajasta olevat, jolloin kauempana olevat

laitteistot alkavat säätämään lois- ja pätötehoa aiemmin kuin lähempänä olevat. Tästä voi aiheutua tilanne, jossa lähempänä olevat laitteistot osallistuvat säätöön vähän tai eivät lainkaan. Mikäli kauempana muuntajasta olevat laitteistot joutuvat säätämään pätötehoa enemmän kuin toiset, aiheutuu tuotantolaitteistojen välille epätasa-arvoa ja toisista laitteistoista voi tulla jopa kannattavampia kuin toisista. Epätasa-arvoon vaikuttaa kuitenkin pätötehon säädön tarve, jota pyritään lähtökohtaisesti välttämään. Loistehon säädön epätasainen jakautuminen ei ole niin merkittävä ongelma, sillä se ei suoraan vaikuta tuotantolaitteiston kannattavuuteen. Toisaalta yksien tiettyjen asetteluiden asettaminen tekee järjestelmästä yksinkertaisemman, sillä niitä ei tarvitse muokata esimerkiksi verkon tai kytkennän muuttuessa.

## 4 Laskelmat verkkomallilla

Verkkomalli ja laskenta toteutetaan DigSILENT:in PowerFactory-ohjelmistolla. Laskennan tavoitteena on saada käsitys, kuinka aurinkosähköjärjestelmien ongelmat tulevat esiin Vaasan Sähköverkko Oy:n alueella. Työssä tutkitaan erityyppisiä pienjänniteverkkoja, joissa on tuotantoa. Tarkasteltavina kohteina ovat erivahvuiset pienjänniteverkot ja korvauskytkentätilanteet. Laskelmilla tarkastellaan, kuinka liittymien aiheuttama jännitteenalenema ja aurinkosähköjärjestelmien aiheuttama jännitteennousu pysyy jännitteelle asetelluissa rajoissa eli  $U_n \pm 10\%$ . Laskelmissa otetaan huomioon jännitteennousun ja jännitteenaleneman lisäksi komponenttien kuormitus.

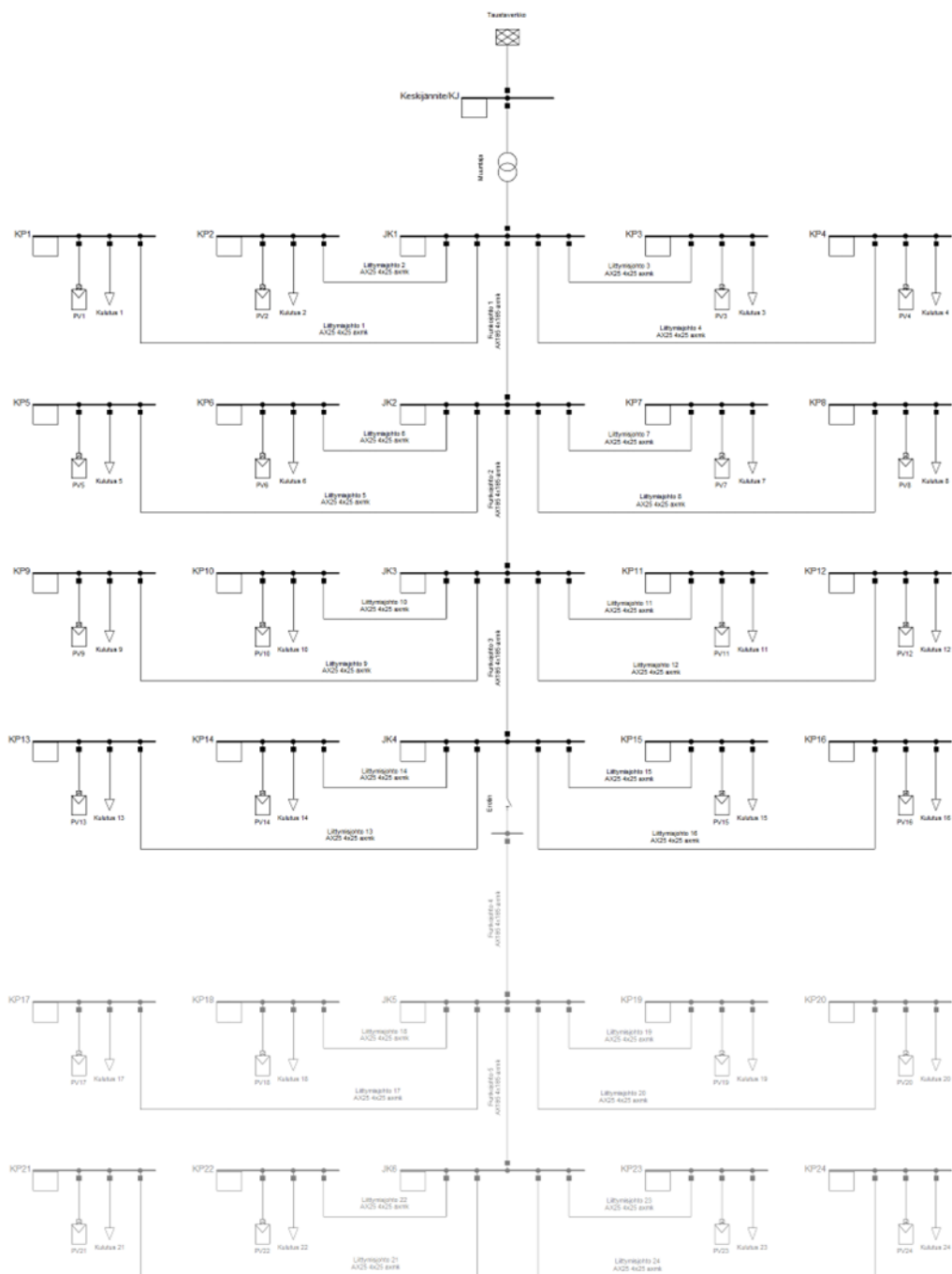
Jännitteenvaihtelua tarkastellaan, kun käytössä on pelkkää tuotantoa tehokertoimella yksi ja pelkkää kulutusta, sillä ne ovat jännitteen kannalta pahimmat tilanteet. Myös kulutuksen tehokertoimeksi oletetaan yksi. Laskelmissa tarkastellaan myös loistehon säädön vaikutusta jännitteennousuun. Aurinkosähköjärjestelmille asetellaan  $Q(U)$ -sääto, jolloin tuotantolaitteet säätävät loistehoa jännitteen mukaan.  $Q(U)$ -säädön asetteluiksi valitaan eräät mahdolliset arvot, jotta saavutetaan tietoa sen toiminnasta ja vaikutuksista, mutta tarkemmin asetteluja ei tarkastella tässä työssä.

Korvauskytkentä muuttaa verkon rakennetta, sillä normaalisti tiettyyn piiriin kytketyt liittymät vaihdetaankin toiseen piiriin. Tämän takia se täytyy ottaa huomioon aurinkosähköjärjestelmien lisääntyessä jakeluverkossa. Normaalisissa kytkentätilanteissa muutamat aurinkosähköjärjestelmät eivät välttämättä vaikuta juurikaan jännitteeseen, mutta tilanne voi muuttua, kun liittymät kytketään toiseen piiriin korvauskytkentätilanteessa.

### 4.1 Verkkomallin määrittäminen

Verkkomallissa pyritään huomioimaan todellisuuteen perustuvat, mutta kuitenkin yksinkertaistetut, verkonosat, jotta tuloksia voidaan hyödyntää todellisen verkon arvioinnissa. Verkkomalli pyritään kuitenkin pitämään riittävän yksinkertaisena. Verkkomalli on esitetty kuvassa 19, joka sisältää normaalin kytkentätilanteen lisäksi erottimella erotetun

korvauskytkennän. Laskelmat suoritetaan kuvan 19 verkkomallilla, jossa vaihdellaan muuntajaa ja runkojohdon pituutta sekä voidaan kytkeä kulutusta, tuotantoa ja korvauskytkentää tilanteen mukaan. Malli siis säilyy, mutta komponentteja muutetaan.



Kuva 19. Verkkomalli

Laskelmissa tarkasteltavia asioita ovat tuotannon määrä ja verkon jäykkyys. Myös kulutus on lisätty malliin, sillä laskelmissa otetaan huomioon pahin tilanne jännitteen kannalta, eli milloin ollaan jännitteelle asetetuilla rajoilla. Pelkällä kulutuksella haetaan kulutuspaikkojen teho, jolloin jännitteenalenema on mahdollisimman suurta. Pelkällä tuotannolla jännitteenousu on suurinta, koska kaikki teho siirtyy verkkoon päin. Todellisuudessa kulutusta on aina jonkin verran tuotannon lisäksi, mutta aurinkosähköjärjestelmien tuomien ongelmien laajuuden selvittämisen takia kulutus jätetään tässä tilanteessa huomioimatta ja etsitään verkon ja jännitteen kannalta pahimmat tilanteet.

Verkkomalli muodostetaan syöttävästä verkosta, jakelumuuntajasta, jakokaapeista sekä liittymistä johdotuksineen. Johdotukseen käytetään yleistä nelijohtimista AXMK-kaapeleita, jonka yleiset poikkipinta-alat ovat runkojohdoissa  $185 \text{ mm}^2$  sekä liittymäjohdoissa  $25 \text{ mm}^2$  (A. Salo, henkilökohtainen viestintä, 2.5.2022). Liittymiä malli sisältää 4 kappaletta jakokaappia kohden eli normaalissa kytkentätilanteessa yhteensä 16. Korvauskytkentätilanteessa liittymiä on normaalin kytkentätilanteen lisäksi kahdeksan. Taustaverkon jännitteeksi asetetaan 20,5 kV ja jännite oletetaan vakioksi, jolloin pienjänniteverkon jännite on 410 V. Tämä vastaa jakeluverkon todellista tilannetta, vaikka keskijänniteverkon nimellisjännite onkin 20 kV. Todellisuudessa aurinkosähköjärjestelmät vaikuttavat myös keskijänniteverkkoon, mutta nämä vaikutukset jätetään tämän työn ulkopuolelle.

Verkkomallissa on yksi jakelumuuntaja, joka vaihdetaan tilanteen mukaan sopivaksi. Verkkomalliin on määriteltä viisi erilaista muuntajaa ja edellisessä kappaleessa mainitut johdintyytit perustuen Sundom Smart Grid -malliin (SSG), jonka Vaasan yliopisto tarjosi tähän työhön laskelmien tueksi. SSG-mallia ei käytetty suoraan tämän työn verkkomallin pohjana, mutta muuntajat ja johtimet on tuotu tämän työn verkkomalliin suoraan. Tuodut muuntajakoot ovat 100 kVA, 200 kVA, 315 kVA, 500 kVA sekä 800 kVA, ja niistä valitaan sopiva jakelumuuntaja tilanteen mukaan.

Vahvassa verkossa johtopituudet ovat yleensä lyhyitä ja kulutuspisteitä on useita jakokaappia kohden. Heikossa verkossa taas johtopituudet ovat mahdollisesti pidempiä ja kulutuspisteetkin ovat harvemmassa kuin vahvan verkon tilanteessa. Nämä tilanteet sisällytetään yhteen malliin, jossa muutetaan runkojohdon pituutta verkon vahvuuden

muuttamiseksi. Näin saavutetaan riittävän hyvä kuva kummastakin tapauksesta. Kaikissa tapauksissa liittymisjohtojen pituuksiksi oletetaan 50 metriä, ja valinta perustuu todellisen verkon tarkasteluun. Erityyppisissä verkoissa liittymisjohtojen pituudet vaihtelevat, mutta mallin yksinkertaistamiseksi ne oletetaan yhtä pitkiksi.

Korvauskytkentä muodostetaan rakenteeltaan samanlaiseksi kuin normaalin kytkentätilanteen verkko, mutta väliin lisätään erotin, jotta korvauskytkentätilanne voidaan ottaa helposti käyttöön. Runkojohdot ja liittymisjohdot ovat yhtä pitkät kuin normaalin kytkentätilanteen verkossa. Liittymiä korvauskytkentä sisältää kahdeksan normaalin kytkentätilanteen lisäksi, koska näin sitä voidaan verrata todelliseen verkkoon.

## 4.2 Jänniteenvaihtelun tutkiminen

Jänniteenvaihtelun tarkastelussa vaihdeltavina tekijöinä ovat tuotannon määrä, tuotannon ja kulutuksen teho, runkojohdon pituus ja jakelumuuntajan teho, joiden vaihtelu on esitetty taulukossa 4. Tuotannon määrää suhteessa liittymien määrään vaihdellaan 25 % välein 0–100 % välillä siten, että 0 % tilanteessa yhdelläkään liittymällä ei ole tuotantoa ja 100 % tilanteessa jokaisella liittymällä on tuotantoa, ja 0 % tilanteessa verkossa on pelkästään kulutusta. Kun verkossa on tuotantoa, kulutusta ei ole lainkaan. Tuotannon ja kulutuksen oletetaan jakautuvan tasaisesti johtolähdön varrelle, jolloin tuotantolaitteiden määrää ja tehoa lisätään jokaiselle jakokaapille aina saman verran. Toisin sanottuna 25 % tilanteessa yhdellä neljästä liittymästä jakokaappia kohden on tuotantoa eli yhteensä neljällä liittymällä normaalissa kytkentätilanteessa. Kulutustilanteessa kulutuksen määrää verkossa ei vaihdella, vaan tällöin jokaisella liittymällä on kulutusta ja vain tehoa vaihdellaan. Tuotannon ja kulutuksen oletetaan olevan yhtä suuria jokaisella liittymällä, jossa niitä kyseisessä tilanteessa on, jonka lisäksi niiden oletetaan olevan symmetrisiä, eikä epäsymmetrisiä tilanteita tarkastella tässä työssä, vaikka todellisessa sähköverkossa on aina epäsymmetriaa.

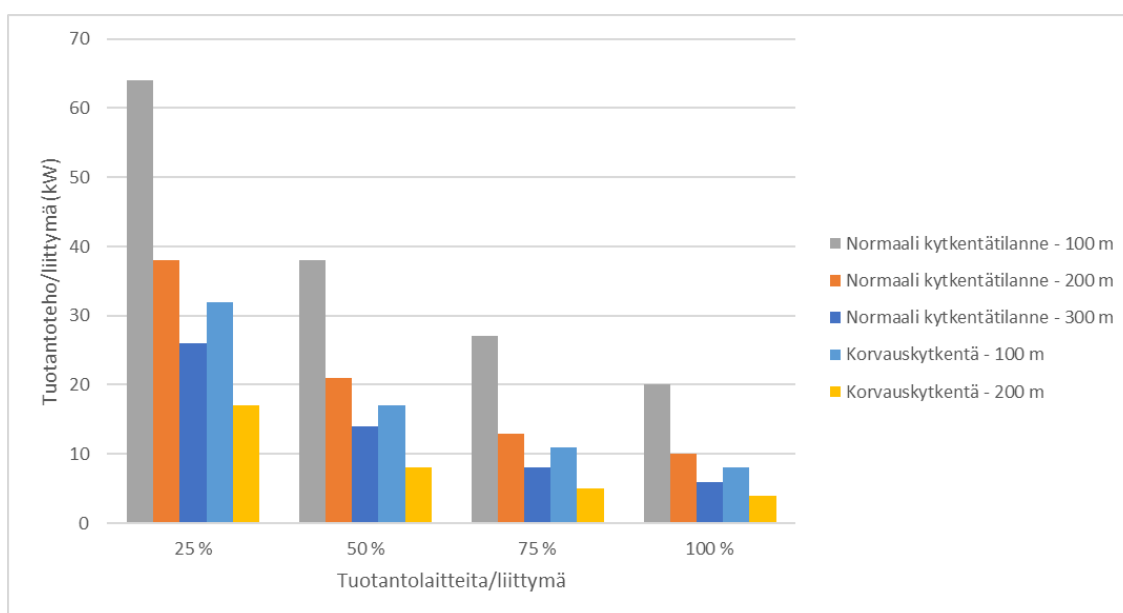
**Taulukko 4.** Jännitteenvaihtelun laskelmissa vaihtelevat tekijät.

Tuotannon ja kulutuksen teho	Jakelumuuntajan teho	Runkojohtojen pituus	Tuotannon osuus liittymistä	Kulutusta / Ei kulutusta
Suurin mahdollinen tehon arvo liittymää kohden 1 kW tarkkuudella	100, 200, 315, 500 tai 800 kVA	100 m	0 %	Kulutusta
			25 %	Ei kulutusta
			50 %	
			75 %	
			100 %	
		200 m	0 %	Kulutusta
			25 %	Ei kulutusta
			50 %	
			75 %	
			100 %	
		300 m	0 %	Kulutusta
			25 %	Ei kulutusta
			50 %	
			75 %	
			100 %	

Jännitteenvaihtelun tarkastelussa etsitään tuotantolaitteiden ja kulutuksen suurin mahdollinen teho, jolla jännitteen rajoitukset ja komponenttien kuormitukset eivät ylitä kyseisillä asetteluilla. Laskelmissa tarkasteltavat runkojohtojen pituudet ovat 100 m, 200 m ja 300 m. Jokaisella runkojohtojen pituudella tarkastellaan sekä kulutusta että tuotantoa. Kulutukselle ja tuotannolle haetaan suurimmat arvot, joilla jännitteen rajoitukset ja komponenttien kuormitukset eivät ylitä, ja malliin asetetaan tilanteeseen sopiva muuntaja. Muuntajan asettelussa huomioidaan vain, että sen kuormitus täytyy olla alle 100 %, mutta liian suurta muuntajaa pyritään välttämään. Tarkasteltavista tilanteista kirjataan ylös jännitteet muuntajalla ja lähdön lopussa, johtojen kuormitukset ja muuntajan kuormitus aseteltujen arvojen lisäksi.

Korvauskytkentä asetellaan lyhyemmille runkojohdoille, koska kyseisenlaisilla alueilla on usein silmukoitu verkko, jota käytetään kuitenkin säteittäisenä, mikä mahdollistaa korvauskytkennän. Tämän takia korvauskytkentätilannetta tarkastellaan vain 100 m ja 200 m runkojohdoilla. Muuten laskelmat suoritetaan samalla tavalla kuin normaalissa kytkentätilanteessa.

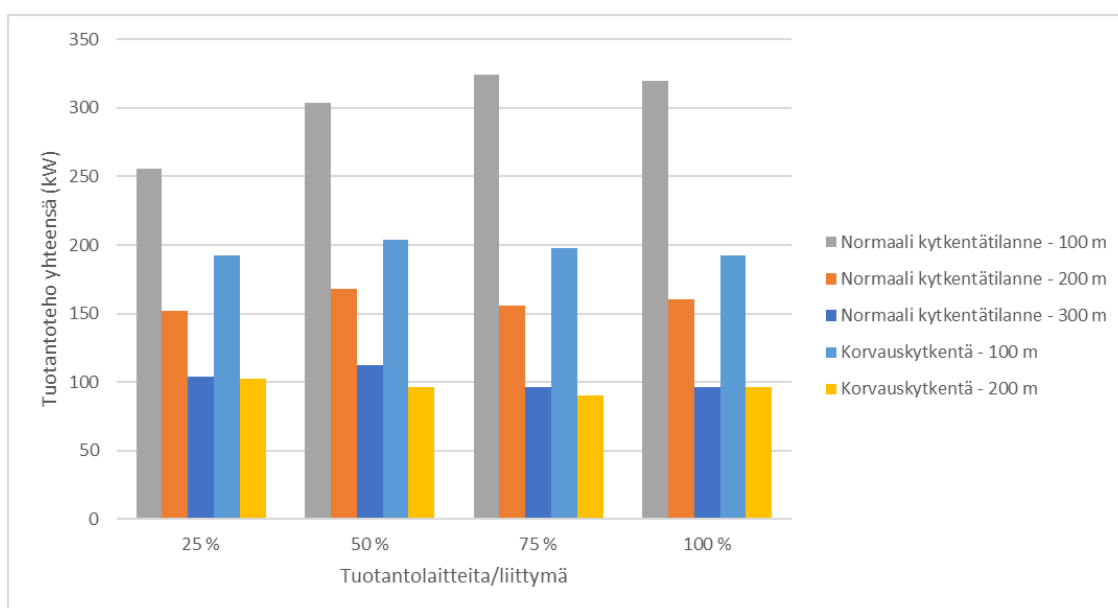
Tuotantolaitteiden maksimitehot on esitetty kuvassa 20. Malliin tuoduista muuntajista tarvittiin vain 200 kVA, 315 kVA ja 500 kVA muuntajia, koska nämä tehot olivat riittävät tarkasteltaviin tilanteisiin. 100 m runkojohdolla käytettiin 500 kVA muuntajaa, 200 m runkojohdolla 315 kVA ja 300 m runkojohdolla 200 kVA. Lähes kaikissa tapauksissa jännite osoittautui rajoittavaksi tekijäksi, mutta 100 m runkojohdolla normaalissa kytkentätilanteessa ja 100 % tuotannolla runkojohdon kuormitettavuus osoittautui rajoittavaksi tekijäksi.



**Kuva 20.** Tuotantolaitteiden maksimipätehdot jännitteenvaihtelun tarkastelussa.

Voidaan havaita, että pienellä määrällä tuotantoa laitteiden tehot voivat olla melko suuria, kun taas laitteiden määrän lisääntyessä maksimiteho pienenee huomattavasti. Verkko on myös merkittävä vaikutus, sillä esimerkiksi 100 % tuotannolla normaali kytkentätilanteessa runkojohdon pituuden lisääminen 100 metrillä laski maksimitehon noin

puoleen verrattuna edelliseen. 100 m runkojohdolla on tässä tilanteessa 20 kW maksimiteho, kun taas 200 m runkojohdolla maksimiteho on enää 10 kW, ja edelleen 300 m runkojohdolla maksimiteho on 6 kW. On kuitenkin huomattava, että suurimmat laskelmissa saavutetut tehot, kuten 64 kW, eivät vastaa yleensä verkkoon kytkettäviä tuotantolaitteita normaalissa pienjänniteverkossa, vaan tuotantolaitteet mitoitetaan yleensä liittymän kulutuksen mukaan. Tuotannon kokonaismäärä eri tilanteissa on esitetty kuvassa 21. Lyhyemmällä runkojohdolla tuotannon kokonaisteho voi olla huomattavasti suurempi kuin pidemmällä runkojohdolla.



**Kuva 21.** Tuotantolaitteiden pätöteho yhteensä tarkasteltavassa verkossa.

Taulukossa 5 on esitetty suurimmat mahdolliset pätötehot kulutukselle ja tuotannolle, kun jokaisella liittymällä on kulutuksen lisäksi tuotantoa. Muissa tapauksissa rajoittavana tekijänä on jännite, mutta 100 m runkojohdolla rajoittavana tekijänä oli myös runkojohdon kuormitus. 100 metrin runkojohdolla pelkän kulutuksen tapauksessa niin normaalissa kuin korvauskytkentätilanteessa runkojohto osoittautui rajoittavaksi tekijäksi jännitteen sijaan.

**Taulukko 5.** Suurin kulutus ja tuotanto eri kytkentätilanteissa, kun jokaisella liittymällä on tuotantoa.

Tarkasteltava tilanne	Kulutus (kW/liittymä)	Tuotanto (kW/tuotantolaite)
Normaali kytkentätilanne, 100 m	18	20
Normaali kytkentätilanne, 200 m	16	10
Normaali kytkentätilanne, 300 m	11	6
Korvauskytkentä, 100 m	11	8
Korvauskytkentä, 200 m	8	4

Voidaan huomata, että pidemmillä runkojohdoilla tuotantolaitteiden suurin pätöteho on pienempi kuin kulutuksen teho, mikäli jokaisella kulutuspaikalla on myös tuotantoa. Lyhyemmällä runkojohdolla tuotannon teho on suurempi kuin kulutuksen teho. Pienemmillä tuotannon määrällä liittymien suhteen tuotannon teho voi olla huomattavasti suurempi kuin kulutuksen teho.

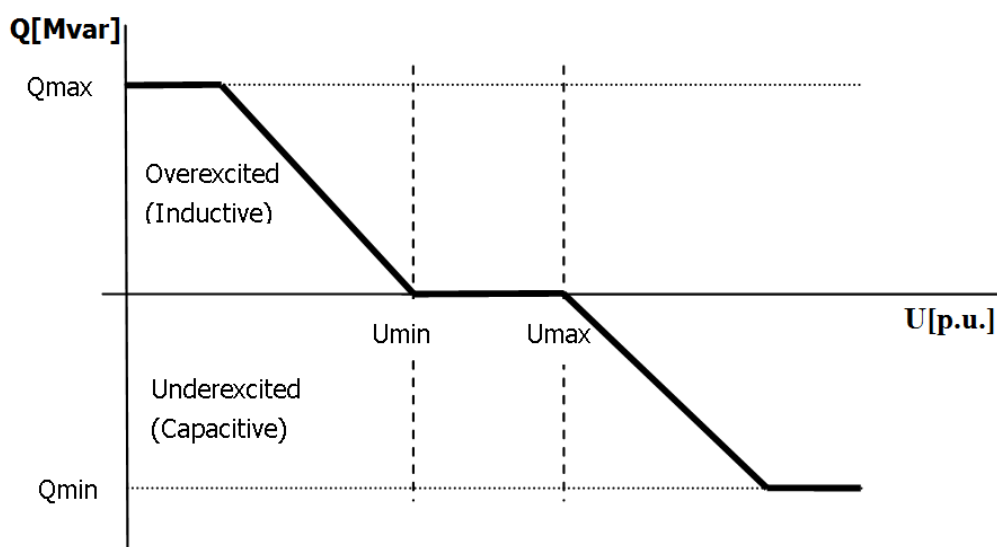
### 4.3 Loistehon säädön vaikutus jännitteennousuun

Jännitteenvaihtelun tarkastelun lisäksi tuotantolaitteisiin asetellaan kyseisiin tilanteisiin sopivat  $Q(U)$ -säädön asetellut jännitteen hallitsemiseksi. PowerFactory-ohjelmistossa  $Q(U)$ -säättöön asetellaan alue, jolla ei säädetä eli ”Dead Band”, loistehon maksimi- ja minimiarvo sekä säädön prosentti. Säädön prosentin lähtökohtana on loistehon ja jännitteen muutoksen suhteen käänteisluku, joka muutetaan suhteelliseksi arvoksi ja prosenttiluvuksi (DIGSILENT GmbH, n.d.). Säättöarvo, eli ”Droop”, saadaan kaavalla

$$\text{Droop} = 100 \% \cdot \frac{\Delta U}{\Delta Q} \cdot \frac{S_n}{U_n}, \quad (11)$$

jossa  $S_n$  on tuotantolaitteiston nimellinen näennäisteho,  $U_n$  käytettävä nimellisjännite,  $\Delta U$  jännitteen muutos ja  $\Delta Q$  loistehon muutos. Kaava 11 antaa säättöarvon prosenttilukuna, ja se voidaan sijoittaa suoraan PowerFactoryn aurinkosähköjärjestelmämalliin.

Malliin on myös mahdollista asetella kaksi säätöprosenttia, jolloin referenssijännitteen kummallakin puolella on omanlainen säätönsä, mutta tässä työssä käytetään vain yhtä arvoa. Jännitteen ylä- ja alaraja otetaan huomioon säätöprosentin laskennassa, ja niitä ei pysty erikseen asettelemaan malliin. Kuvassa 22 on esitetty PowerFactoryn  $Q(U)$ -säätö, missä loistehon suunta on määritetty tahtigeneraattoriin perustuvia termejä hyödyntäen, mutta sama säätötapa on käytössä aurinkosähköjärjestelmämallissa.



**Kuva 22.**  $Q(U)$ -säädön asettelut PowerFactory-ohjelmistossa (DlG SILENT GmbH, n.d.).

Loistehon maksimi- ja minimiarvon laskennassa käytetään laitteiston näennäistehoa, joka on tässä työssä yhtä suuri kuin aurinkopaneelien pätöteho. Näin ollen täydellä pätötehotuotannolla ja loistehon maksimiarvolla todellinen näennäisteho on suurempi kuin laitteiston nimellinen näennäisteho. Tällainen mitoitus tapa on mahdollinen, sillä jos loistehon säätöä ei huomioida, mitoitus voi perustua vain aurinkopaneelien pätötehoon ja vaihtosuuntaajan näennäistehoon. Loistehon vakioarvo asetetaan nolllaksi, koska loistehon kulutusta ja tuotantoa halutaan vasta asetellun vasteettoman alueen ulkopuolella.

Säätöarvon laskennassa vaihtosuuntaajan teholla ja loisteholla ei ole merkitystä, mikäli tehokerroin säilyy, koska arvo lasketaan suhteellisena arvona. Tässä työssä vaihtosuuntaajan oletetaan kykenevän toimimaan tehokertoimella 0,9. Myöskään referenssijännitteellä ei ole merkitystä, mikäli suhteellinen muutos säilyy. Toisin sanottuna säätöarvo on

sama 230 V vaihejännitteellä ja 400 V pääjännitteellä, kunhan jännitteen suhteelliset rajat ovat samat. On kuitenkin huomattava, että esimerkiksi jännitteen yläraja Suomessa on +10 %, kun nimellijännite on 230 V. Toisaalta VDE:n vaatimusdokumentissa käytetty referenssijännite on 400 V pääjännitteestä laskettu vaihejännite, jota käytetään myös jännitteen rajojen laskennassa (VDE VERLAG, 2018). PowerFactory-ohjelmistossa jännite on asetettu 0,4 kV pääjännitteeksi.

Tässä työssä loistehon säädön vaikutusta tarkastellaan VDE:n vaatimusdokumentin mukaisilla asetteluilla, koska tarkoitus on tuoda esiin loistehon säädön vaikutusta. Säädön asettelussa käytettävät jännitteen arvot on esitetty taulukossa 6. Asettelussa käytetään pääjännitettä ja referenssijännitteen alapuolella ei tämän työn kannalta ole merkitystä, sillä loistehon säätöä alijännitteellä ei tutkita tässä työssä, vaan tarkastellaan ylijännitettä ja sen ehkäisemistä. Tällöin malliin voidaan asettaa yksi säätöprosentti, jonka laskennassa hyödynnetään vaihtosuuntaajan tehokerrointa 0,9. Tällöin voidaan laskea vaihtosuuntaajan kyky tuottaa ja kuluttaa loistehoa.

**Taulukko 6.** Loistehon säädön asettelu verkkomallissa.

	Minimijännite	Säädön ”kuollut alue”		Maksimijännite
	93 %	97 %	103 %	107 %
Pääjännite	372 V	388 V	412 V	428 V
Vaihejännite	241,8 V	224,0 V	237,9 V	247,1 V

Taulukon 6 arvoilla ja kaavalla 11 määritetty säädön prosentti on -9,177 kaikissa tilanteissa. Tällöin loistehon säätö toimii kuitenkin päinvastoin kuin kuvassa 22, ja ylijännitteellä loisteho on positiivinen, mikä kasvattaa jännitettä edelleen. Positiivisella säädön prosentilla saadaan kuvan 22 mukainen säätö, jolloin se asetellaan malliin positiivisena. Säädön arvo säilyy eri tilanteissa, sillä vain loistehon maksimi ja minimiarvoja muutetaan tuotantolaitteiston tehon mukaan, jolloin säädön prosentti ei muutu. Näillä asetteluilla saadaan riittävä käsitys loistehon säädön vaikutuksista jännitteeseen kyseisissä jänniteenvaihtelun tarkastelun tilanteissa. Tässä työssä ei ole tarkoitus määrittää  $Q(U)$ -

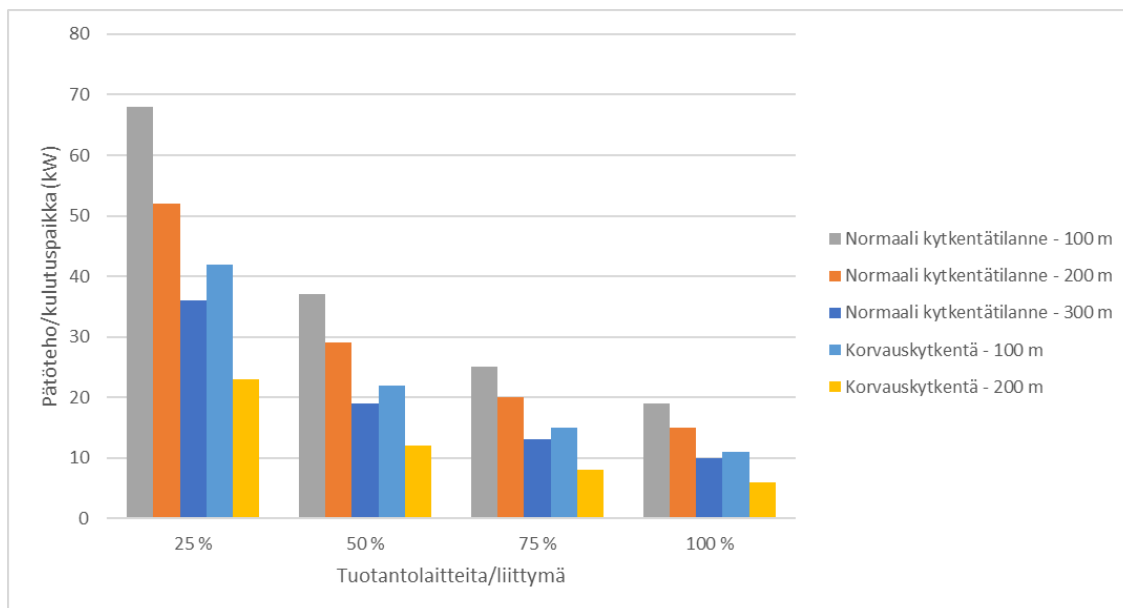
säädölle asetteluita, vaan tutkia säädön vaikutusta jännitteeseen, jolloin VDE:n vaatimuskirjeen asettelut ovat työn kannalta sopivat.

$Q(U)$ -säädön vaikutus tarkastellaan suurimmilla tuotantolaitteistojen tehoilla, joilla jännite on ylärajalla.  $Q(U)$ -säädön vaikutus jännitteeseen muuntajalla ja johtolähdön lopussa on esitetty taulukossa 7. Laskelmissa jännite muuntajalla pienenee jopa 2,1 V verrattuna ilman säätöä esiintyvään jännitteeseen, mutta kuitenkin vähintään 1 V. Johtolähdön lopussa jännite pienenee jopa 4,8 V, mutta vähintään 3,3 V. Lyhyemmällä runkojohdolla komponenttien kuormitus on muutenkin korkealla suurimmilla tuotantolaitteistojen tehoilla, jolloin komponenttien kuormitus ylittää 100 %, kun  $Q(U)$ -säätö on aseteltuna tuotantolaitteisiin.

**Taulukko 7.**  $Q(U)$ -säädöllä saavutettu jännitteen pieneneminen muuntajalla ja johtolähdön lopussa.

Muuntajalla / lähdön lopussa (V)	25 %	50 %	75 %	100 %
Normaali kytkentätilanne, 100 m	2 / 3,9	2 / 3,9	2,1 / 4	2 / 4,1
Normaali kytkentätilanne, 200 m	1,6 / 3,6	1,7 / 3,7	1,7 / 4,7	1,8 / 4,8
Normaali kytkentätilanne, 300 m	1,5 / 3,5	1,5 / 3,6	1,4 / 4,1	1,4 / 4,1
Korvauskytkentä, 100 m	1,3 / 3,6	1,4 / 3,7	1,4 / 4,6	1,4 / 4,4
Korvauskytkentä, 200 m	1 / 3,3	1 / 4	1 / 3,7	1 / 3,8

Tarkastelussa on myös  $Q(U)$ -säädön vaikutus tuotantolaitteiden maksimitehoihin. Kuvassa 23 on esitetty tuotantolaitteiden maksimiteho, kun  $Q(U)$ -säätö on käytössä. Asettelut ovat muuten samat kuin aiemmassa jännitteenvaihtelun tarkastelussa.



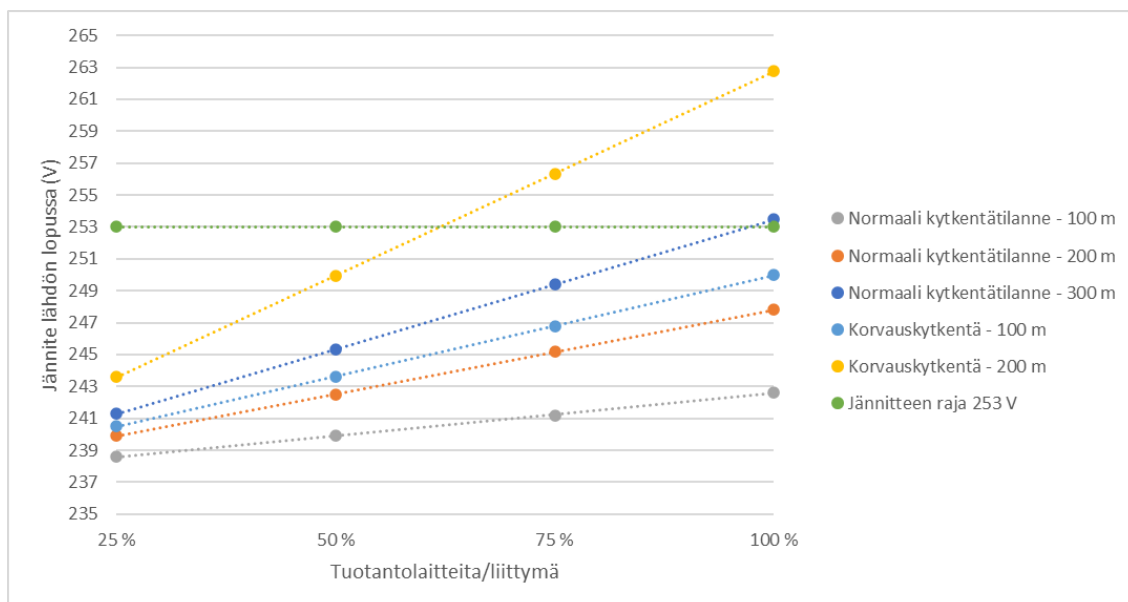
**Kuva 23.** Tuotantolaitteiden maksimiteho  $Q(U)$ -sädöllä.

100 m runkojohdolla normaalissa kytkentätilanteessa  $Q(U)$ -sädöllä johdot olivat rajoittavina tekijöinä joka tilanteessa. Myös korvauskytkentätilanteessa 100 m runkojohdolla rajoittavaksi tekijäksi osoittautui runkojohdon kuormitus. Ainoastaan 25 % tilanteessa jännite oli rajoittavana tekijänä.

#### 4.4 Jännitteenousu ja loistehon säätö tyypillisillä tuotantolaitteilla

Suurimpien mahdollisten tuotantolaitteiden lisäksi tarkasteltavissa tilanteissa tarkastellaan tyypillisten tuotantolaitteiden vaikutusta jännitteeseen, koska tämän tyyppinen tilanne sähköverkossa tulee todellisuudessa olemaan. Tyypilliseksi tuotantolaitteeksi valitaan tähän työhön pätöteholtaan 7 kW tuotantolaitteisto, ja näennäistehokin on tällöin 7 kVA. Tyypillisten tuotantolaitteiden osuus tehdään muiden työn laskelmien tapaan normaalissa kytkentätilanteessa ja korvauskytkentätilanteessa eri mittaisilla runkojohdoilla, ja tarkastellaan myös loistehon säädön vaikutusta jännitteeseen. Loistehon säädön asetelut ovat samanlaiset kuin aiemmissa laskelmissa, mutta tässä tapauksessa asetelut säilyvät vakiona, koska laitteiston teho ei muutu.

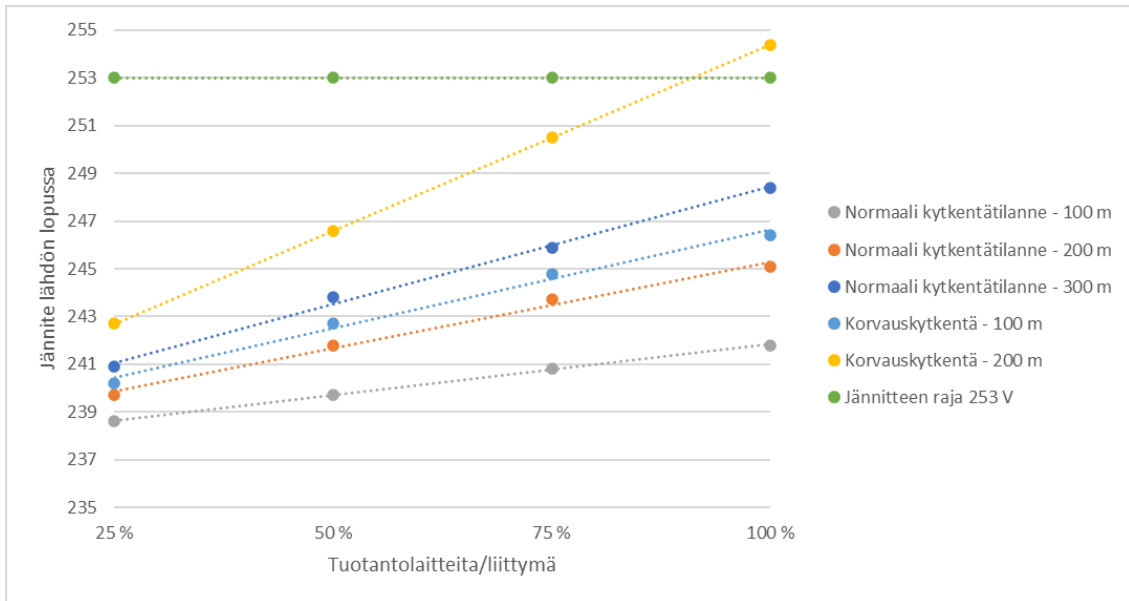
Jännitteenousu 7 kW tuotantolaitteilla on esitetty kuvassa 24. Kuvaajan pisteet kuvaavat laskennan tuloksia ja tulokset vaikuttaisivat käyttäytyvän lineaarisesti. Kuvaan on myös lisätty jännitteelle asetettu raja 253 V.



**Kuva 24.** Jännitteen käyttäytyminen 7 kW tuotantolaitteilla.

Tyypillisillä tuotantolaitteilla jännitteenousu ei aiheuta ongelmaa kuin vasta pitkillä runkojohdoilla. Normaalisissa kytkentätilanteissa 300 m runkojohdoilla jännite ylittää rajan vasta, kun tuotantolaitteita on jokaisella liittymällä. Laskelmien perusteella korvauskytkentätilanteissa 200 m runkojohdolla jännite ylittää rajan, kun 75 % liittymistä sisältää myös tuotantoa. Ylitys on niin suuri, että jännitteen raja tulee vastaan jo aiemmin, mikä voidaan havaita kuvasta 24 laskelmien perusteella piirrettyjen suorien ja jännitteen rajan leikkauspisteen perusteella, jolloin ylitys tapahtuu jo noin 60 % tuotantolaitteilla per liittymä.

$Q(U)$ -säädön vaikutus jännitteeseen 7 kW tuotantolaitteilla on esitetty kuvassa 25. Kuvan tarkastelupisteissä mallin asettelut ovat samanlaiset kuin kuvan 24 tilanteessa, mutta tuotantolaitteisiin on aseteltu lisäksi  $Q(U)$ -säätö.  $Q(U)$ -säätö on aseteltu samalla tavalla kuin alaluvussa 4.3.



**Kuva 25.** Jännitteen käyttäytyminen 7 kW tuotantolaitteilla ja  $Q(U)$ -säädöllä.

Kuvasta 25 voidaan havaita, että jännitteen raja ylitetään vain korvauskytkentätilanteessa 200 m runkojohdolla, ja tällöinkin vasta, kun tuotantolaitteita on lähes jokaisella liittymällä. Suorien leikkauspisteen perusteella jännitteen ylitys tapahtuu noin 90 % tuotantolaitteilla per liittymä. Normaalisissa kytkentätilanteissa jännitteen rajaa ei enää ylitetä.

## 5 Johtopäätökset

Tässä luvussa analysoidaan työn tuloksia ja tuloksiin vaikuttavia tekijöitä. Tuloksien analysoinnissa keskitytään laskennan tuloksiin. Tuloksiin vaikuttavissa tekijöissä pyritään tarkastelemaan eri tekijöitä, joilla voisi olla vaikutusta tuloksiin.

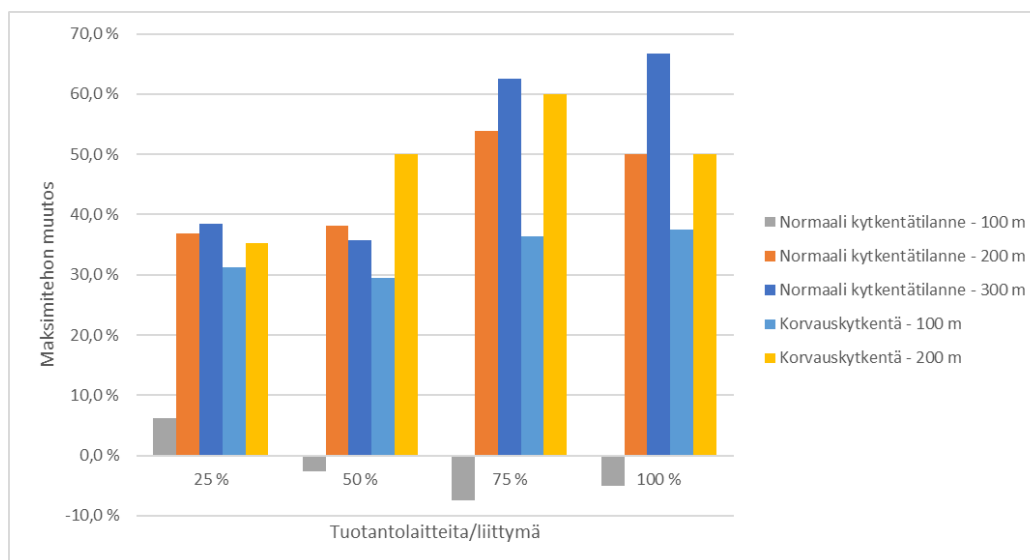
### 5.1 Laskelmien tulokset

Tuotantolaitteiden maksimitehot ovat lyhyemmällä runkojohdolla ja pienellä tuotantolaitteiden määrällä huomattavasti suurempia kuin esimerkiksi valittu tyyppillisen tuotantolaitteen teho, jolloin on epätodennäköistä, että tällaiset tuotantolaitteet tulevat yleistymään. Toisaalta pidemmällä runkojohdoilla tuotantolaitteiden maksimiteho on jopa pienempi kuin tyyppillisen tuotantolaitteen teho, jolloin edes tyyppillisiä tuotantolaitteita ei voi olla jokaisella liittymällä, koska tällöin jännite nousee yli sallitun rajan. Tuotantolaitteiden lisääntyessä jakeluverkossa laitteiden mahdollinen maksimiteho pienenee nopeasti.

Tyyppillisillä tuotantolaitteilla jännitteenousu on hyvin maltillista lyhyemmällä runkojohdoilla verrattuna pidempiin runkojohtoihin. Näin ollen lyhyemmällä runkojohdoilla tyyppillisillä tuotantolaitteilla jännitteenousuongelma on epätodennäköinen. Pidemmällä runkojohdoilla ja korvauskytkentätilanteessa jännite nousee enemmän, mutta ongelma alkaa muodostua vasta, kun johtopituudet ovat pitkiä ja tuotantoa alkaa olla useimmilla liittymillä.

Loistehon säädön vaikutus tuotantolaitteiden mahdollisiin maksimitehoihin on esitetty kuvassa 26. Voidaan havaita, että  $Q(U)$ -säädöllä saavutetaan useimmissa tapauksissa merkittävä parannus tuotantolaitteiden mahdollisiin maksimitehoihin. 100 m runkojohdolla vaikutus on kuitenkin jopa negatiivinen, koska perustilanteessa ilman  $Q(U)$ -säätöä johdot ovat jo melko kuormittuneita, jolloin  $Q(U)$ -säädöllä kuormitus vain lisääntyy ja johtojen kuormitus tulee rajoittavaksi tekijäksi. Tuotantolaitteiden teho on kuitenkin

tällöin niin suuri kulutukseen nähden, että todellisuudessa tällainen tilanne olisi hyvin epätodennäköinen.



**Kuva 26.** Loistehon säädön vaikutus tuotantolaitteiden maksimitehoihin.

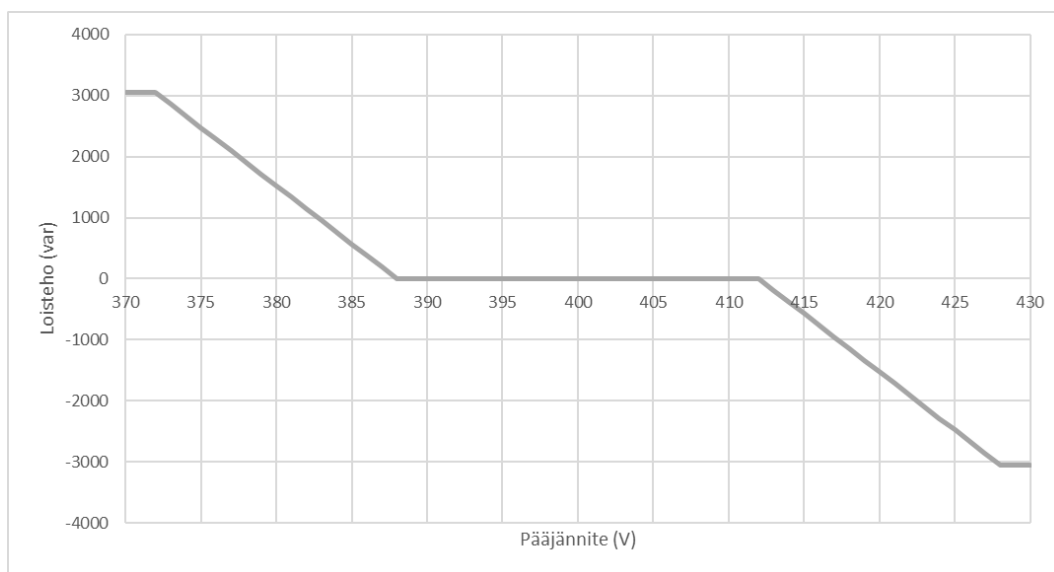
## 5.2 Tuloksiin vaikuttavia tekijöitä

Tarkemmalla tehon tarkastelulla olisi päässyt lähemmäksi jännitteiden rajoja. Laskelmissa tuotantolaitteiden tehoa muutettiin 1 kW välein, jolloin kyseisellä tarkkuudella tehdyllä tarkastelulla jännite jäi jopa kahden voltin päähän rajasta, kun taas joissain tapauksissa päästiin 0,1 voltin päähän. 1 kW tarkkuus valittiin tähän työhön, koska mallin asettelut tehtiin manuaalisesti jokaiseen tilanteeseen ja tuotantolaitteiden kannalta ei ollut järkevää käyttää tarkempaa haarukointia. Tarkemmalla tarkastelulla olisi siis ollut vaikutusta laskelmien tuloksiin, mutta laskennan suorittamisen kannalta se ei olisi ollut järkevää.

Keskijänniteverkon jännite oletettiin vakioksi. Todellisuudessa aurinkosähköjärjestelmien vaikutukset näkyvät myös keskijänniteverkossa, mutta niiden vaikutukset ovat yleensä pieniä. Pitkillä keskijänniteverkon johtolähdöillä vaikutukset näkyvät enemmän ja vaikuttavina tekijöinä ovat muun muassa korvauskytkentätilanteet ja verkon kaapelointi (A. Salo, henkilökohtainen viestintä, 13.6.2022). Keskijänniteverkkoon aiheutuvat

vaikutukset vaatisivat laajemman tarkastelun, jossa otetaan huomioon keskijänniteverkossa vaikuttavat tekijät, joten se rajattiin tämän työn ulkopuolelle, mutta kokonaisvaikutusten huomioimisella voisi olla vaikutusta tämän työn tuloksiin.

Loistehon säädön tuloksia tarkastettiin laskemalla, miten suuri loistehon pitäisi olla kyseisen pisteen jännitteellä. Q(U)-säädön tulisi toimia lineaarisesti, jolloin kulmakertoimen ja aseteltujen rajojen avulla saadaan laskettua jännitekohtainen loisteho. Loistehon säätöä testattiin myös erillisellä mallilla, jossa aurinkopaneeli kytkettiin suoraan jännitelähteeseen. Testimallin loistehon säädön kuvaaja on esitetty kuvassa 27. Aurinkopaneelin pätötehoksi asetettiin 7 kW ja näennäistehoksi 7 kVA. Loistehon säätö toteutettiin kuten verkkomallissa ja jännitteen rajat pidettiin samoina. Voidaan todeta, että loistehon säädön asetellut ovat asianmukaiset ja säätö toimii kuten pitääkin, vaikka säädön prosentin laskentaa täytyi muuttaa.



**Kuva 27.** Loistehon käyttäytyminen testimallissa.

Säätö on jatkuva prosessi, jolloin muutos loistehossa vaikuttaa jännitteeseen, jolloin loistehoa täytyy taas säätää. Tasapainopiste voi löytyä eri arvoilla eri kohdissa verkkoa, jolloin kokonaisuudella on merkitystä. Dynaamisessa tilanteessa tulokset voivat siis vaihdella.

## 6 Yhteenveto

Työssä tarkastelun kohteena olivat aurinkosähköjärjestelmien aiheuttamat vaikutukset pienjänniteverkossa. Aurinkosähköjärjestelmillä on vaikutuksia pienjänniteverkon jännitteeseen ja suojaukseen. Sähköverkon suojausta tarkasteltiin kirjallisuuden pohjalta ja vaikutuksia jännitteeseen tarkasteltiin muodostetun verkkomallin tehonjakolaskennalla.

Työssä perehdyttiin kirjallisuuden pohjalta sähköverkon rakenteeseen, suojaukseen, jännitteen ominaisuuksiin ja loistehoon. Sähköverkko jakautuu kantaverkkoon, suurjännitteeseen jakeluverkkoon ja jakeluverkkoon. Kantaverkko on Fingridin hallinnassa ja jakeluverkot jakeluverkkoyhtiöiden hallinnassa. Pienjänniteverkossa suojaus on toteutettu yleensä sulakkeilla. Liittymisjohdolla suojaus on toimittava viidessä sekunnissa, kun taas runkojohdolla toiminta-aika pyritään pitämään alle 15 sekunnin. Jakeluverkon jännitteelle on asetettu vaatimukset, joiden rajoissa tulisi pysyä. Normaalisti jännitteen tulisi pysyä 10 % sisällä nimellisjännitteestä. Fingrid on asettanut loistehon siirrolle rajoja, ja aurinkosähköjärjestelmillä on vaikutusta niihin.

Aurinkosähkön tuotantoon perehdyttiin myös kirjallisuuden pohjalta. Aurinkopaneeleita on olemassa erilaisia ja uusia kehitetään, ja aurinkopaneeleiden hyötysuhteet ovat kasvaneet vuosien varrella. Aurinkosähköjärjestelmän liittäminen sähköverkkoon vaatii vaihtosuuntaajan, joka muuntaa aurinkopaneeleiden tuottaman tasajännitteen verkkoon sopivaksi vaihtojännitteeksi. Järjestelmässä voi olla myös tasajännitemuunnin nostamassa aurinkopaneeleiden jännitettä. Pientuotannon liittämiseksi sähköverkkoon on kuitenkin vaatimuksia, joiden täytyy täytyä.

Aurinkosähköjärjestelmät voivat aiheuttaa jakeluverkkoon jännitteenousua, jolloin jännite voi nousta jopa sallittujen rajojen yli. Jännitteenousua tapahtuu, kun aurinkosähköjärjestelmät tuottavat pätötehoa, mutta kulutusta ei ole riittävästi. Aurinkosähköjärjestelmät myös osallistuvat vikavirran syöttöön verkon vikatapauksissa. Tällöin on mahdollista, että sulakkeen näkemä vikavirta pienenee, jolloin suojaus sokaistuu. Toisaalta aurinkosähköjärjestelmä voi myös syöttää vikavirtaa pienjänniteverkon toiseen haaraan, jolloin voi tapahtua suojausvirheellinen toiminta ja terveen lähdön syöttö katkeaa.

Pienellä määrällä tuotantoa ei kuitenkaan aiheudu merkittävää ongelmaa suojauksen kannalta, mutta tuotantolaitteiden määrän kasvaessa ongelmat voivat kasvaa.

Aurinkosähköjärjestelmien aiheuttamaa jännitteennousua voidaan rajoittaa erilaisilla säätötavoilla. Tuotantolaitteiston tehokerrointa, loistehoa ja pätötehoa voidaan säätää jännitteen laskemiseksi erilaisilla metodeilla. Loistehoon liittyvät säätötavat eivät yleensä rajoita laitteiston pätötehon tuotantoa. Pätötehon säätö vaikuttaa tuotantolaitteiston kannattavuuteen, mikäli pätötehoa joudutaan rajoittamaan merkittävästi.

Laskelmilla pyrittiin tuomaan esiin jännitteennousun ongelman esiintymistä Vaasan Sähköverkko Oy:n alueella. Verkkomalli muodostettiin yhdestä pienjänniteverkon johtolähdöstä liittymiseen. Verkkomallista pyrittiin tekemään yksinkertainen, mutta kuitenkin niin, että laskelmien tuloksia voidaan hyödyntää todellisen jakeluverkon tarkastelussa. Jännitevaihtelun tarkastelussa etsittiin kulutuksen ja tuotannon suurimmat mahdolliset tehot, joilla jännite ei ylitä sille asetettuja rajoja. Pienillä tuotannon määrillä lyhyemmällä runkojohdolla tuotantolaitteiden teho voi olla hyvinkin suuri, kun taas suurella tuotannon määrällä pidemmällä runkojohdolla tuotantolaitteiden teho voi rajoittua hyvin pieneksi. Jännitevaihtelun tarkastelussa löydettyjen tuotannon maksimitehojen tilanteisiin aseteltiin  $Q(U)$ -säätö, jolloin jännitettä saadaan laskettua. Jännitettä saatiin laskettua noin muutaman voltin verran. Tuotantolaitteille etsittiin myös uudet maksimitehot, kun loistehon säätö on käytössä. Loistehon säädöllä saatiin useissa tapauksissa nostettua maksimitehoa huomattavasti, mutta lyhyemmällä runkojohdolla vaikutus oli jopa päinvastainen ja maksimiteho pieneni, kun loistehon säätö oli päällä.

Työssä tarkasteltiin suurimpien mahdollisten tehojen lisäksi tyypillisiä tuotantolaitteita, joiden tehoksi valittiin 7 kW. Tyypillisten tuotantolaitteiden aiheuttama jännitteennousu on hyvin maltillista lyhyemmällä runkojohdolla, kun taas pidemmällä runkojohdolla jännite nousee yli sallitun rajan. Pahin tilanne esiintyi korvauskytkentätilanteessa, kun joksella liittymällä oli tuotantoa, jolloin jännite nousi paljon yli sallitun rajan. Tyypillistä tuotantoa tarkasteltiin myös  $Q(U)$ -säädöllä, joka vaikutti jännitteennousuun merkittävästi. Jännite nousi enää hieman yli sallitun rajan korvauskytkentätilanteessa lyhyemmällä runkojohdolla. Muuten jännite säilyi sallituissa rajoissa.

## Lähteet

- Alstom Grid. (2011). *Network Protection and Automation Guide*.
- Astapov, V., Divshali, P. H. & Söder, L. (2018). The potential of distribution grid as an alternative source for reactive power control in transmission grid. *2018 19th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*, 2018. <https://doi.org/10.1109/EPE.2018.8396031>
- Blaabjerg, F., Teodorescu, R., Liserre, M. & Timbus, A. V. (2006). Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 53(5), 1398–1409. <https://doi.org/10.1109/TIE.2006.881997>
- DlgSILENT GmbH. (n.d.). *How to define the Q(V) characteristic droop within a generator or station controller*. Noudettu 2.6.2022 osoitteesta <https://www.digsilent.de/en/faq-reader-powerfactory/how-to-model-the-qv-characteristic-according-to-vde-ar-n-4120-tab-hs.html>
- Energiateollisuus ry. (n.d. a). *Sähköverkkojen rakenne*. Noudettu 21.2.2022 osoitteesta <https://energia.fi/energiasta/energiaverkot/sahkoverkot>
- Energiateollisuus ry. (n.d. b). *Yleistietoa häiriöistä*. Noudettu 22.2.2022 osoitteesta <https://energia.fi/energiasta/energiaverkot/sahkokatkot>
- Energiateollisuus ry. (2019). *Mikrotuotannon liittäminen sähkönjakeluverkkoon*. Noudettu 9.3.2022 osoitteesta [https://energia.fi/files/4249/Mikrotuotannon\\_liittaminen\\_verkostosuositus\\_luonnos\\_PAIVITETTY\\_20191203\\_FINAL.pdf](https://energia.fi/files/4249/Mikrotuotannon_liittaminen_verkostosuositus_luonnos_PAIVITETTY_20191203_FINAL.pdf)
- Energiateollisuus ry. (2020). *Keskeytystilasto 2019*. Noudettu 23.2.2022 osoitteesta [https://energia.fi/files/4972/Sahkon\\_keskeytystilasto\\_2019.pdf](https://energia.fi/files/4972/Sahkon_keskeytystilasto_2019.pdf)
- Energiateollisuus ry. (2021, 3. kesäkuuta). *ET suositus – Sähkön pientuotannon tekniset vaatimukset*. Noudettu 28.2.2022 osoitteesta [https://energia.fi/files/6404/ET\\_suositus\\_-\\_Pientuotannon\\_tekniset\\_vaatimukset\\_2021-06-03.pdf](https://energia.fi/files/6404/ET_suositus_-_Pientuotannon_tekniset_vaatimukset_2021-06-03.pdf)
- Energiateollisuus ry. (2022). *Energiavuosi 2021*. Noudettu 14.2.2022 osoitteesta [https://energia.fi/uutishuone/materiaalipankki/energiavuosi\\_2021\\_-\\_sahko.html#material-view](https://energia.fi/uutishuone/materiaalipankki/energiavuosi_2021_-_sahko.html#material-view)

- Energiavirasto. (n.d.). *Verkkotoiminnan luvanvaraisuus*. Noudettu 21.2.2022 osoitteesta <https://energiavirasto.fi/verkkotoiminnan-luvanvaraisuus>
- Energy Networks Australia. (2020). *Power Quality Response Mode Settings*. Noudettu 3.3.2022 osoitteesta <https://www.energynetworks.com.au/miscellaneous/power-quality-response-mode-settings/>
- Fingrid Oyj. (n.d.). *Suomen sähköjärjestelmä*. Noudettu 21.2.2022 osoitteesta <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/suomen-sahkojarjestelma/>
- Fingrid Oyj. (2018, 16. marraskuuta). *Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset VJV2018*. Noudettu 2.3.2022 osoitteesta <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkonsiirto/vjv2018.pdf>
- Fingrid Oyj. (2021). *Loissähkön toimitus ja loistehoreservin ylläpito*. Noudettu 22.2.2022 osoitteesta <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkonsiirto/loissahkon-toimituksen-ja-loistehoreservin-yllapito-2021-id-244241.pdf>
- Haakana, J., Pinomaa, A., Karppanen, J., Tikka, V., Räisänen, O., Haapaniemi, J., Mashlakov, A. & Lassila, J. (2021). *Joustava ja toimintavarma sähkönjakeluverkko – Joustoresurssit käyttötoiminnassa*. LUT Scientific and Expertise Publications Tutkimusraportit – Research Reports. <https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-335-689-4>
- Karthikeyan, N., Pokhrel, B. R., Pillai, J. R. & Bak-Jensen, B. (2017). Coordinated voltage control of distributed PV inverters for voltage regulation in low voltage distribution networks. *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, 2017. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2017.8260279>
- Kauhaniemi, K. (2020). Sähkön jakelu ja sähkömarkkinat -luentomateriaali.
- Kumpulainen, L. & Ristolainen, I. (2006). *Sähkönjakeluverkon ja siihen liitetyn hajautetun tuotannon sähkötekniisen suojauksen kehittäminen*. VTT, VTT-R-05644-06. Noudettu 27.4.2022 osoitteesta [https://www.merinova.fi/wp-content/uploads/2016/10/suojaus\\_loppuraportti\\_87.pdf](https://www.merinova.fi/wp-content/uploads/2016/10/suojaus_loppuraportti_87.pdf)
- Laaksonen, H., Parthasarathy, C., Hafezi, H., Shafie-khah, M., Khajeh, H. & Hatziar-gyriou, N. (2020). Solutions to Increase PV Hosting Capacity and Provision of Services

- from Flexible Energy Resources. *Applied Sciences*, 10(15), 5146.  
<https://doi.org/10.3390/app10155146>
- Lakervi, E. & Partanen, J. (2008). *Sähkönjakelutekniikka* (3. painos). Gaudeamus Helsinki University Press.
- Luo, K. & Shi, W. (2020). Comparison of Voltage Control by Inverters for Improving the PV Penetration in Low Voltage Networks. *IEEE Access*, 8, 161488–161497.  
<https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3021079>
- Motiva Oy. (2021a). *Auringonsäteilyn määrä Suomessa*. Noudettu 27.5.2022 osoitteesta  
[https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva\\_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon\\_perusteet/auringonsateilyn\\_maara\\_suomessa](https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringonsateilyn_maara_suomessa)
- Motiva Oy. (2021b). *Aurinkosähköteknologiat*. Noudettu 4.3.2022 osoitteesta  
[https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva\\_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelmat/aurinkosahkoteknologiat](https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelmat/aurinkosahkoteknologiat)
- Rashid, M. & Knight, A. M. (2020). Combining Volt/Var & Volt/Watt modes to increase PV hosting capacity in LV distribution networks. *2020 IEEE Electric Power and Energy Conference (EPEC)*. <https://doi.org/10.1109/EPEC48502.2020.9319927>
- Ren, B., Zhang, M., An, S. & Sun, X. (2016). Local control strategy of PV inverters for over-voltage prevention in low voltage feeder. *2016 IEEE 11th Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*.  
<https://doi.org/10.1109/ICIEA.2016.7603930>
- Sevänen, S. (2020, 27. huhtikuuta). Tuuli ja aurinko valtaavat markkinat, kun sähköstä tulee ilmastoystävällistä. *Unit*. Noudettu 16.2.2022 osoitteesta  
<https://www.tuni.fi/unit-magazine/artikkelit/tuuli-ja-aurinko-valtaavat-markkinat-kun-sahkosta-tulee-ilmastoystavallista>
- Suomen Standardisoimisliitto SFS ry. (2010). *Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet – Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks* (SFS-EN 50160).
- Suomen Standardisoimisliitto SFS ry. (2017). *Pienjännitesähköasennukset, osa 8–801: Täydentävät vaatimukset. Jakeluverkot* (SFS 6000-8-801).

- Suomen Standardisoimisliitto SFS ry. (2019). *Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks – Part 1: Connection to a LV distribution network – Generating plants up to and including Type B (SFS-EN 50549-1)*.
- The Hoang, T., Tuan Tran, Q. & Besanger, Y. (2022). An advanced protection scheme for medium-voltage distribution networks containing low-voltage microgrids with high penetration of photovoltaic systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 139. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.107988>
- Vaasan Sähköverkko Oy. (n.d. a). <https://www.vaasansahkoverkko.fi/>
- Vaasan Sähköverkko Oy. (n.d. b). *160 km kaapelia ja lisää älyä verkkoon*. Vaasan Sähkö. Noudettu 14.6.2022 osoitteesta <https://www.vaasansahko.fi/tietoa-vaasansahkosta/160-km-kaapelia-ja-lisaa-alya-verkkoon/>
- VDE VERLAG GmbH. (2018). *Generators connected to the low-voltage distribution network – Technical requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks (VDE-AR-N 4105:2018-11)*.
- Yuan, S., Yang, B. & Zhang, J. (2022). Experimental study on short-circuit current characteristics of a photovoltaic system with low voltage ride through capability under a symmetrical fault. *Energy Reports*, 8. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.03.089>
- Zabihian, F. (2021). *Power Plant Engineering*. CRC Press.
- Zarei, S. F., Ghasemi, M. A. & Khankalantary, S. (2021). Current limiting strategy for grid-connected inverters under asymmetrical short circuit faults. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 131. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107020>