



VAASAN AMMATTIKORKEAKOULU  
VASA YRKESHÖGSKOLA  
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES

Kirsi Saloranta

# TUULIVOIMALAN SUOJAUSKYSY- MYKSIÄ

Tekniikka ja liikenne  
2011

## **ALKUSANAT**

Tämä opinnäytetyö on tehty Vamp Oy:lle osana Vaasan ammattikorkeakoulun tekniikan ja liikenteen yksikön sähkötekniikan koulutusohjelmaa.

Haluan kiittää opinnäytetyön ohjaajina Vamp Oy:n puolesta toimineita tutkimusjohtaja Lauri Kumpulaista sekä tuotekehitysjohtaja Olavi Vähämäkeä mielenkiintoisesta ja haastavasta opinnäytetyön aiheesta sekä ohjauksesta opinnäytetyön tekemisessä. Haluan osoittaa kiitokset myös opinnäytetyön ohjaajana toimineelle yliopettaja Olavi Mäkiselle, jolta olen saanut hyödyllisiä neuvoja ja ohjausta opinnäytetyön edetessä. Lisäksi haluan kiittää myös kaikkia muita opinnäytetyösäni auttaneita ja tukeneita henkilöitä.

Vaasassa 15.4.2011

Kirsi Saloranta

## TIIVISTELMÄ

Tekijä	Kirsi Saloranta
Opinnäytetyön nimi	Tuulivoimalan suojauskysymyksiä
Vuosi	2011
Kieli	suomi
Sivumäärä	111
Ohjaaja	Olavi Mäkinen

---

Tuulivoiman sekä muun hajautetun tuotannon osuuden lisääntyessä nykyisen sähkövoimajärjestelmän luonne muuttuu ja syntyy tarve kehittää entistä kattavampia hajautetun tuotannon suojausratkaisuja. Myös tuulivoimatekniikan nopea kehitys asettaa uusia vaatimuksia tuulivoimalan suojaukselle.

Tässä opinnäytetyössä tutustutaan tuulivoimaloiden tekniikkaan, verkkoyhtiöiden asettamiin tuulivoimaloiden verkkoonliityntäehtoihin ja niihin liittyviin tärkeimpiin teknisiin vaatimuksiin sekä hajautetun tuotannon keskeisimpiin suojausongelmiin.

Tämän opinnäytetyön ensimmäisen osan tavoitteena on selvittää tuulivoiman verkkoonliitynnän ja relesuojauksen teknisiä vaatimuksia sekä haasteita ja sitä kautta lisätä tuulivoimatietämystä Vamp Oy:ssä. Työn toisessa osassa tutkittiin tuulivoimalan sisäistä oikosulkusuojausta muuttuvanopeuksisen täysohjatun tuulivoimalan tapauksessa ja etsittiin ratkaisuja matalataajuisen virran tunnistavan suojausareleen toteutukselle.

Työssä käytetyt tutkimusmenetelmät perustuvat kirjallisen lähdemateriaalin käyttöön sekä asiantuntijahaastatteluihin. Kestomagneettigeneraattorin käyttäytymistä vikatilanteessa mallinnettiin PSCAD-simuloinnilla.

Opinnäytetyön tuloksena on matalataajuisen virran tunnistavan ylivirtasuojareleen spesifikaatio algoritmin koodausta varten sekä tuulivoiman verkkoonliitännän tietopaketti, jota voidaan käyttää tilaajayrityksen sekä sisäisissä että ulkoisissa koulutustilaisuuksissa.

## ABSTRACT

Author	Kirsi Saloranta
Title	Aspects of Relay Protection of Wind Power Plants
Year	2011
Language	Finnish
Pages	111
Name of Supervisor	Olavi Mäkinen

---

As the share of wind power and other distributed generation increases, the nature of the power transmission system changes. It generates the need to develop broader, more comprehensive solutions for protection of distributed generation. The fast development of wind power technology has also set new requirements for protection relays.

This thesis studies wind power technologies, different grid connection codes and technical connection requirements for wind power as well as the problems connected to distributed generation and the existing protection methods.

The purpose of the first part of the thesis is to look into technical connection requirements as well as the functional requirements for the relay protection of distributed generation and to increase the wind power knowledge in Vamp Ltd. The second part of the thesis studies in detail the implementation of sub cycle detection algorithm for over current relay in case of a direct drive wind turbine with permanent magnet synchronous generator (PMSG) and a full power conversion system.

The research methods used in the thesis are based on written publications and interviews. The examining of PMSG during short circuit faults was simulated with PSCAD.

The results of the thesis consist both of a specification for sub cycle detection algorithm for over current relay and of a wind power information package, which can be used in internal and customer trainings.

---

Keywords	Wind Power, Distributed Generation, Relay Protection, Grid Code
----------	---

## SISÄLLYS

ALKUSANAT

TIIVISTELMÄ

ABSTRACT

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

1	JOHDANTO.....	11
1.1	Työn tausta ja tavoitteet .....	11
1.2	Vamp Oy .....	12
2	YLEISTÄ TUULIVOMASTA.....	13
2.1	Tuulivoiman kehitys ja nykytila .....	13
2.2	Tuulivoima Suomessa.....	16
2.3	Tuulivoiman työllisyysvaikutukset.....	17
2.4	Tuulivoimalavalmistajat .....	17
3	TUULIVOIMAN PERUSTEITA.....	19
3.1	Tuulen luonne .....	19
3.2	Tuulen teho .....	20
3.3	Tuulivoimalan tehontuotanto ja toiminta-alue.....	21
3.4	Tuulipuiston vaikutus sähkön laatuun .....	22
3.5	Tuuliturbiinin aerodynamiikasta ja tehonsäätelystä.....	23
4	TUULIVOIMALAITOKSET.....	25
4.1	Tuulivoimalan rakenne .....	25
4.2	Tuulivoimalatyypit.....	26
4.2.1	Sakkaussäätö .....	26
4.2.2	Lapakulmansäätö.....	27
4.2.3	Aktiivinen sakkaussäätö.....	27
4.2.4	Tyyppi A: Vakionopeuksinen suoraan verkkoon kytketty tuulivoimala .....	28
4.2.5	Tyyppi B: Rajoitetusti muuttuvanopeuksinen tuulivoimala .....	30
4.2.6	Tyyppi C: Muuttuvanopeuksinen kaksoissyötetty tuulivoimala .....	30
4.2.7	Tyyppi D: Muuttuvanopeuksinen täysohjattu tuulivoimala.....	32
4.3	Tuulivoimaloiden taajuusmuuttajaratkaisut.....	33
4.3.1	Taajuusmuuttajatyypit.....	34

4.4	Eri generaattorilaitteistot ja niiden toiminta vikatilanteissa.....	36
4.4.1	Tahtigeneraattori .....	37
4.4.2	Epätahtigeneraattori .....	38
4.4.3	Taajuusmuuttajaratkaisut .....	39
5	TUULIVOIMALAN VERKKOONLIITÄNTÄ .....	40
5.1	Sähkönsiirron jännitteistä.....	41
5.2	Suosituksat ja standardit .....	41
5.3	Verkkoonliitännän tekniset vaatimukset.....	42
5.3.1	Verkon jännitteen taso, loistehotasapaino ja tehokerroin .....	42
5.3.2	Verkon taajuus ja pätötehotasapaino.....	45
5.3.3	Jännitetason pysyvä muutos .....	46
5.3.4	Nopeat jännitevaihtelut ja välkyntä.....	47
5.3.5	Yli- ja alijännitteet ja lyhyet keskeytykset .....	49
5.3.6	Harmoniset ja epäharmoniset yliaallot.....	50
5.3.7	Jännitteen epäsymmetria .....	52
5.3.8	Jälleenkytkentä.....	52
5.3.9	Saarekekäyttö .....	53
5.3.10	Virran DC-komponentti .....	53
5.3.11	Tuulivoimalan kytkeminen verkkoon ja tahdistaminen.....	54
5.4	Verkkomääräysten soveltaminen täysohjatulle tuulivoimalalle .....	54
5.5	Verkkomääräykset Suomessa .....	56
5.5.1	Liittyminen jakeluverkkoon .....	56
5.5.2	Liittyminen kantaverkkoon .....	58
6	SUOJAUS.....	62
6.1	Yleistä relesuojauksesta .....	62
6.2	Relesuojauksen tavoitteet ja tehtävät .....	62
6.2.1	Relesuojauksen perusvaatimukset.....	62
6.2.2	Sähköturvallisuusvaatimuksia.....	63
6.3	Tuulivoimalan sisäinen suojaus .....	63
6.4	Suojauksen asettamat vaatimukset laitteistolle.....	64
6.4.1	Liittymän yleissuojaus .....	65
6.4.2	Erotuslaite .....	67

6.5	Verkon suojaus.....	67
6.5.1	Oikosulkuvirtojen muutokset.....	68
6.5.2	Tuulivoimalan syöttämä vikavirta.....	68
6.5.3	Jänniteongelmat.....	69
6.5.4	Suojauksen toiminnan estyminen tai hidastuminen.....	69
6.5.5	Suojauksen sokaistuminen.....	69
6.5.6	Virhelaukaisut.....	71
6.5.7	Saarekekäytön estosuojaus.....	72
6.5.8	LoM -suojausmenetelmiä.....	73
6.5.9	Jälleenkytkennän epäonnistuminen.....	75
6.5.10	Tahdistamaton jälleenkytkentä.....	76
6.5.11	Maasulkujen havaitseminen.....	76
6.6	Verkkoonliitynnän suojaussuositukset.....	78
6.7	Tuulipuiston sähköverkon suojaus.....	78
6.8	Tuulivoimalan suojureleitä.....	80
7	MATALATAAJUISEN VIRRRAN TUNNISTAVA YLIVIRTASUOJA.....	82
7.1	Asiakkaan käyttöympäristö ja vaatimuksia releelle.....	82
7.2	Virtojen käyttäytyminen vikatilanteessa.....	84
7.2.1	Kolmivaiheinen oikosulku.....	87
7.2.2	Kaksivaiheinen oikosulku.....	87
7.2.3	Kestomagneettigeneraattorin oikosulkutilanteen mallinnus.....	89
7.3	Lähtötilanne ja nykyinen suojaustekniikka.....	93
7.3.1	Numeerinen suojaustekniikka.....	93
7.4	Uusi suojurele.....	95
7.4.1	Rogowski-kela.....	95
7.4.2	Analogiaintegraattorikortti ja virtasensori.....	97
7.4.3	Näytteisiin perustuva laskenta.....	98
8	TESTAUS JA TULOKSET.....	100
8.1	Analogiaintegraattorin toiminta.....	100
8.2	Näytteisiin perustuvan laskennan toiminta.....	103
9	YHTEENVETO.....	105
	LÄHTEET.....	107

## KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

Comtrade	COMmon format for TRAnsient Data Exchange for power systems, standardi suojareleen häiriötallenteen tiedostomuodolle
Crowbar	Välipiirin ylijännitesuoja
Cut-in	Tuulivoimalan käynnistymistuulennopeus
Cut-off	Tuulivoimalan pysäytystuulennopeus
CSI	Current Source Inverter, virtavälipiirillinen taajuusmuuttaja
DC	Direct Current, tasasähkö
DD	Direct Drive, suoraveto
DFIG	Double Fed Induction Generator, kaksoissyötetty liukurengasgeneraattori
DT	Definite Time, vakioaika
EMC	Electromagnetic Compatibility, sähkömagneettinen yhteensopivuus
EMI	Electromagnetic Interference, sähkömagneettinen häiriö
EU	Euroopan Unioni
EWEA	European Wind Energy Association
FFT	Fast Fourier Transformation
FRT	Fault Ride Through, verkkovian sieto. Tuulivoimalan kyky pysyä verkossa häiriötilojen ajan
f $\diamond$	yksivaiheinen ali- ja ylitaajuusrele
Grid Code	Verkkokoodi
GE	General Electric



GTO	Gate Turn-Off thyristor, hilalta sammutettava tyristori
GWEC	Global Wind Energy Council
Helen	Helen Sähköverkko Oy
IGCT	Integrated Gate Commutated Thyristor
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
$I>, I>>$	ylivirtarele
LCI	Load Commutated Inverter, kuormakommutoitu taajuusmuuttaja
LoM	Loss Of Mains, verkon jännitteen katoaminen tilanteessa, jossa generaattori voi jäädä yksin syöttämään saarekettä
Nordel	Pohjoismaisten kantaverkkojen yhteistyöjärjestö
PMSG	Permanent Magnet Synchronous Generator, kestopagneettigeneraattori
PSCAD	Sähköverkon transienttien eli nopeiden muutosilmiöiden simulointiin tarkoitettu työkalu.
p.u.	per unit, suhteellisuusarvo
PWM	Pulse Width Modulation, pulssinleveysmodulaatio
RC	Rogowski Coil, virtasensori
RMU	Ring Main Unit, rengassyöttökojeisto
ROCOF	Rate Of Change Of Frequency, taajuuden muutosnopeus
Sener	Sähköenergialiitto ry
SCIG	Squirrel Cage Induction Generator, häkkikäämitty oikosulkugeneraattori

SCR	Silicon Controlled Rectifier, tyristori
TDH	Total Harmonic Distortion, harmonisten kokonaissärö
$U_0 >$	nollajänniterele
VAM 4C	Vamp Oy:n valokaarisuojausjärjestelmän keskitin
VAMP 221	Vamp Oy:n valokaarisuojausjärjestelmä
VAMP 50	Vamp Oy:n ylivirta- ja maasulkurele
VS	Vector Shift, vektorihyppy
VSI	Voltage Source Inverter, jännitevälipiirillinen taajuusmuuttaja
VTT	Valtion teknillinen tutkimuskeskus
WRIG	Wound Rotor Induction Generator, liukurengasepätahtigeneraattori
WRSG	Wound Rotor Synchronous Generator, liukurengastahtigeneraattori
WWEA	World Wind Energy Association
$3U <>$	kolmivaiheinen ali- ja ylijänniterele

# 1 JOHDANTO

## 1.1 Työn tausta ja tavoitteet

Tuulivoima on tällä hetkellä yksi maailmanlaajuisesti nopeimmin kasvavista energianlähteistä. Tuulivoima sekä muu hajautettu sähköntuotanto muuttavat nykyisen sähkövoimajärjestelmän luonnetta. Viime vuosina onkin julkaistu useita tutkimuksia hajautetun sähköntuotannon lisääntymisen vaikutuksista verkon suojaukseen sekä verkkoonliittymän suojaustarpeisiin. Näiden perusteella on selkeästi nähtävissä tarve erilaisille ratkaisuille mm. ylivirta-, yli- ja alijännite-, yli ja alitajuussuojauksessa sekä maasulkusuojauksessa ja saarekekäytön estosuojauksessa. Oman haasteensa suojareleiden toimintaan tuo myös vikasietoisuusvaatimukset, joiden mukaan tuotantoyksikön tulee sietää määrättyjä verkossa olevia tai tapahtuvia epälinearisuuksia. Lisäksi tarvitaan uusia ratkaisuja tuulivoimalan sisäiseen suojaukseen.

Vamp Oy:llä on olemassa jo joitakin tuotteita vastaamaan tuulivoimaloiden tarpeita. Tässä opinnäytetyssä on tarkoitus selvittää tuulivoiman verkkoonliittämää ja suojaukseen liittyviä haasteita ja sitä kautta lisätä tuulivoimatietämystä Vamp Oy:ssä. Lisäksi pohditaan millaisia muutostarpeita tuulivoimaloiden tekniikan kehitys tuo tullessaan. Tästä esimerkkinä käsitellään muuttuvanopeuksista täysohjattua eli täystehomuokkaimen kautta sähköverkkoon liitettyä tuulivoimalaa, jossa generaattorina on kestopagneeteilla varustettu tahtigeneraattori. Generaattoria käytetään suoravetoisena, jolloin sen pyörimisnopeus muuttuu tuulennopeuden mukaan. Generaattorin syöttämän matalataajuisen jännitteen ja virran mittaaminen asettaa suojareleelle uudenlaisia haasteita, joille tässä työssä pyritään löytämään ratkaisuja.

Työ jakaantuu kahteen eri osa-alueeseen. Työn ensimmäisenä tavoitteena on perehdyttää lukija tuulivoiman perusteisiin, erilaisiin tuulivoimalakonsepteihin sekä tuulivoimalan suojauksen ja verkkoonliittymän keskeisiin kysymyksiin. Työn toisenä tavoitteena on määrittää matalataajuisen virran tunnistavan ylivirtasuojareleiden suojausfunktio algoritmin koodausta varten. Suojausfunktion toiminta testataan työssä määritellyissä olosuhteissa.

## 1.2 Vamp Oy

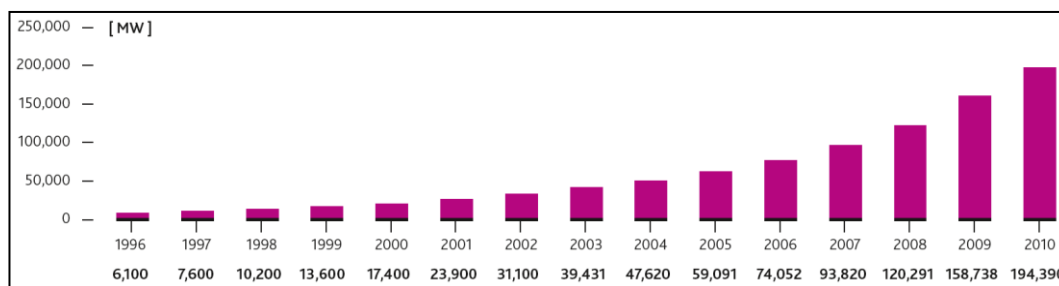
Vamp Oy on vuonna 1994 perustettu vaasalainen pien-, keskijännite- ja alueverkkojen suojaraleisiin, valokaarisuojauksiin ja mittaus- sekä valvontatekniikkaan erikoistunut yritys, jonka tuotteita käytetään lähes 80 maassa suojaamaan erilaisia kohteita voimantuotannosta ilmajohtolähtöihin, sähköasemiin ja teollisuuden järjestelmiin. Yhtiön tuotevalikoima käsittää valokaarisuojausjärjestelmien lisäksi laajan valikoiman muita suojaraleitä, yli- ja alijännitereleistä moottorin ja generaattorin suojaraleisiin sekä kennoterminaalit, jotka ovat yhdistettyjä suojaraleitä, mittareita ja sähkönjakelujärjestelmien ohjauslaitteita. Vamp Oy tarjoaa myös asiantuntijapalveluita, jotka käsittävät valokaarisuojaukseen ja relesuojaukseen liittyvän konsultoinnin, koulutuksen, suojaraleiden esiasettelut ja sähkönjakelujärjestelmäsimuloinnit.

Vamp Oy:n liikevaihto oli 15 M€ vuonna 2010 ja henkilöstöä yrityksessä on 40. Yrityksen liiketoiminnan kasvu on ollut viime vuosina voimakasta. Yhtiö panostaa voimakkaasti tuotekehitykseen. Vamp Oy on osa Schneider Electric-konsernia, joka on kansainvälinen energiatehokkuuden ja -hallinnan asiantuntija. Vamp Oy:n pääkonttori, jossa toimii yrityksen hallinto, markkinointi sekä tuotekehitys, sijaitsee Vaasassa. Kotimaan myynnin lisäksi Vamp Oy:n tuotteita myydään myyntiverkoston kautta yli neljässä kymmenessä maassa. /20/, /50/

## 2 YLEISTÄ TUULIVOMASTA

### 2.1 Tuulivoiman kehitys ja nykytila

Tuulivoimaa on hyödynnetty ihmisen tarpeisiin ainakin 3000 vuoden ajan. Ennen 1900-lukua tuulivoimaa käytettiin pääasiassa suoraan mekaanisen työn tekemiseen, kuten viljan jauhamiseen tai veden pumppaamiseen. Ensimmäisen sähköenergiaa tuottavan tuuliturbiinin, teholtaan 18 kW, kehitti Poul LaCour jo vuonna 1891, mutta vasta 1970-luvun öljykriisi sai aikaan tuulivoiman merkittävän kehityksen sähköenergian tuotannossa. 1990-luvun loppuun mennessä siitä onkin tullut yksi merkittävimmistä uusiutuvista energiamuodoista. Kuvasta 1 nähdään kuinka sähköntuotantoon tarkoitettu tuulivoimakapasiteetti on kasvanut viime vuosikymmeninä ja lähes kaksinkertaistunut noin kolmen vuoden välein. Vuoden 2010 loppuun mennessä oli maailmassa tuulivoimaa asennettuna jo lähes 195 GW. /1/, /14/

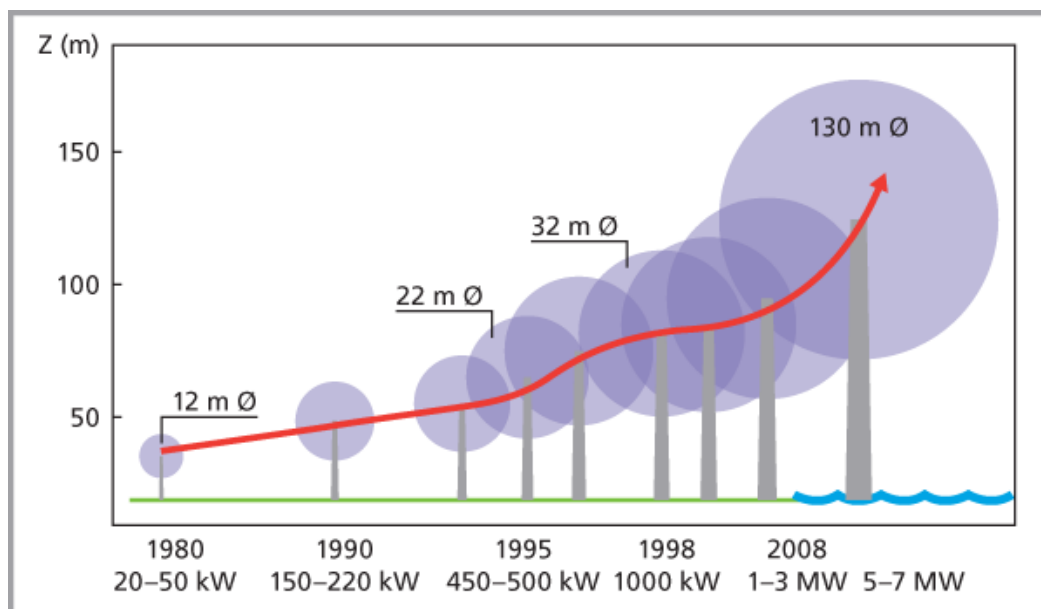


Kuva 1. Kumulatiivinen tuulivoimakapasiteetti maailmassa (1996–2010) /14/

Tuulivoimateollisuuden tavoitteena on edelleen kaksinkertaistaa nykyinen kapasiteetti vuoteen 2014 mennessä. WWEA:n arvion mukaan tuulivoimalla katetaan vuonna 2020 vähintään 12 % maailman sähköntarpeesta, jolloin maailmanlaajuisen asennettu tuulivoimakapasiteetti ylittäisi 1 900 GW. /53/

Tuulivoimateknologia on kehittynyt huimasti 1980-luvulta, mikä näkyy tuulivoimaloiden tehojen ja fyysisten mittojen kasvuna. Tuuliturbiinin teho on suoraan verrannollinen tuuliturbiinin roottorin halkaisijaan. Kun vuonna 1981 tuulivoimalan roottorin halkaisija oli 15 m, oli se kasvanut vuoteen 2009 mennessä 6,7 kertaiseksi. Uusien 5 MW tuulivoimaloiden roottorin halkaisija on jopa 130 m. Myös

tornin korkeutta on kasvatettu 22 metristä 100 metriin. Tuulivoimalasta saatava teho on kasvanut samassa ajassa 55 kW:sta 3 MW:iin ja vuosituotto on yli sata-kertaistunut. Tuuliturbiinien tehon kasvua sekä roottorin halkaisijan ja tornin korkeuden kehittymistä on havainnollistettu kuvassa 2. /32/



Kuva 2. Tuulivoimaloiden koon kehitys 1980-luvulta lähtien /Mot2009/

Taulukossa 1 listataan Vuoden 2010 lopulla kehitteillä olevia tai lähes sarjavalmistuskypsyyden saavuttaneita tuuliturbiineja. Suurin turbiini on teholtaan 7,5 MW ja sen valmistajana on Enercon. Pääosa turbiineista on kuitenkin kooltaan 2,5–3,0 MW.

Taulukko 1. Vuoden 2010 lopulla kehitteillä olevia tuuliturbiineja /52/

Valmistaja	Teho (MW)	Roottorin halkaisija (m)	Tyyppi	Prototyyppi	Sarjavalmistus
Enercon	7,5	127	DD	2009	2010
Gamesa	4,5	128	MSG, PMG	2008	2010
GE Wind	4,0	110	DD, PMG	2010	2012
Repower	3,4	104	FSG, DFIG	2009	2010
Siemens	3,0	101	DD, PMG	2009	2011
Vestas	3,0	112	FSG, PMG	2010	2011
Dongfang	2,5	-	FSG	2010	2010
Nordex	2,5	90/100	FSG, DFIG	2009	2010

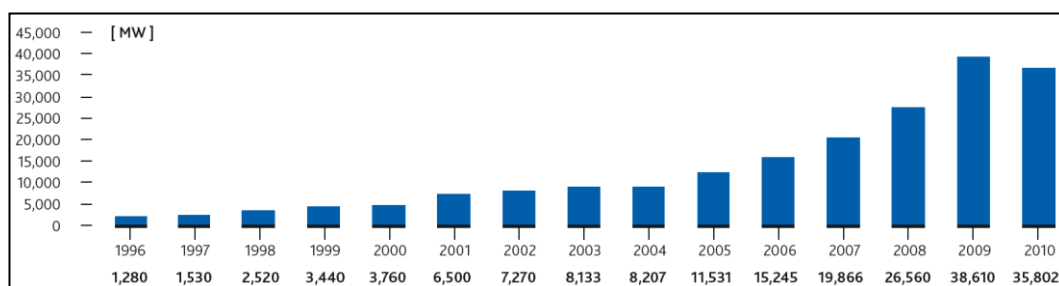
DD = Direct Drive, MSG = Medium-Speed Geared, FSG = Fast-Speed Geared, PMG = Permanent Magnet Generator, DFIG = Double Fed Induction Generator

Tuuliturbiinin valmistuskustannukset ovat laskeneet noin 20 %:ia kun tuotettujen turbiinien määrä on kaksinkertaistunut. Yleinen talousnäkökohtien vertailu on kuitenkin vaikeaa, sillä tuotantokustannukset vaihtelevat maittain erilaisten tuuliolosuhteiden ja verojärjestelmien takia. Esimerkiksi keskimääräisesti 10 % suuremmalla tuulennopeudella saadaan 30 % suurempi energian tuotanto. /1/

Tuulivoiman perinteisiä markkina-alueita ovat olleet Eurooppa, eritoten Saksa, Espanja ja Tanska sekä Pohjois-Amerikka, joissa merkittävänä kehitystä ajavina tekijöinä ovat olleet tuulivoiman kiinteät syöttötariffit, verohelpotukset sekä myöhemmin ympäristövaatimukset. /1/

EU:n 2008 hyväksymän ilmasto- ja energiapaketin tavoitteena on lisätä uusiutuvien energialähteiden osuus keskimäärin 20 prosenttiin EU:n energian loppukulutuksesta vuoteen 2020 mennessä. Suomen kansallinen pitkän aikavälin ilmastostrategia määrittää puolestaan tavoitteen, jonka perusteella Suomen tulee kattaa 38 % energian loppukulutuksesta uusiutuvalla energialla vuoteen 2020 mennessä. Tämä tarkoittaa 6 TWh tuulivoimalla tuotettua energiaa, joka vastaa noin 6 %:ia kokonaissähkönkulutuksesta. Kuuden terawattitunnin tuottamiseen tarvitaan noin 2 000–3 000 MW rakennettua tuulivoimakapasiteettia paikasta riippuen. /32/

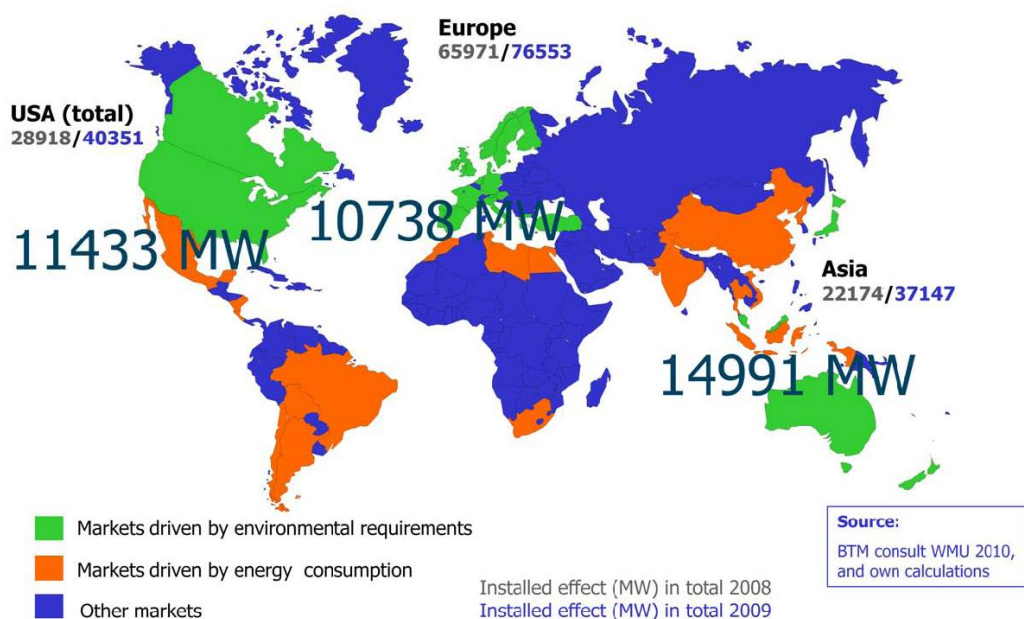
Vielä vuonna 2009 tuulivoimakapasiteetin kasvu oli huimaa, mutta maailman taloudellisesta tilanteesta johtuen, markkinat laskivat vuonna 2010 noin 8 % verrattuna vuoteen 2009. Kuvasta 3 nähdään tarkemmin vuosittaiset uuden tuulivoimakapasiteetin asennukset vuodesta 1996 lähtien. /14/



Kuva 3. Vuosittainen tuulivoimakapasiteetin asennus maailmassa /14/

Tuulivoiman rakentaminen keskittyy edelleen kolmeen pääalueeseen, jotka ovat Eurooppa, USA ja Kiina, käsittäen noin 80 % tuulivoimakapasiteetin lisäyksestä.

Suurin kasvava markkina-alue on Aasia, jossa pelkästään Kiinassa tehtiin uusia asennuksia 16 500 MW. Tämä vastaa yli 126 % kasvua vuoteen 2009 verrattuna. Kiinan kasvaneista investoinneista huolimatta on Euroopassa edelleen eniten asennettua tuulivoimaa eli lähes 50 % koko maailman tuulivoimakapasiteetista. Kuvassa 4 on esitetty tuulivoimakapasiteetin jakautuminen eri markkina-alueille vuonna 2009. /14/



Kuva 4. Tuulivoimakapasiteetti vuonna 2009 /3/

Huolimatta tuulivoiman suhteellisen suuresta tuotantokapasiteetista on tuulivoiman osuus sähköntuotannossa yleisesti ottaen melko pieni. Esimerkiksi Tanskassa, joka on suhteellisesti suurin tuulivoiman tuottaja kokonaissähköön verrattuna, 20 % tuotetusta sähköenergiasta tuotetaan tuulivoimalla. Koko maailman vuoden 2009 sähkönkulutuksesta tuotettiin tuulivoimalla vain noin 2 %. /14/, /53/

## 2.2 Tuulivoima Suomessa

Suomen ensimmäinen verkkoon kytketty tuulivoimala pystytettiin vuonna 1986 Inkooseen Imatran Voima Oy:n toimesta. Vuoden 1991 lopulla rakennettiin ensimmäinen tuulipuisto, kooltaan 4 200 kW, Korsnäsiin lähelle Vaasaa. Ensimmäiset yli 1 MW tuulivoimalat rakennettiin vuonna 1999 ja WinWind toimitti en-



simmäisen suomalaisvoimin toteutetun 1 MW tuulivoimalaitoksen Oulun Vihreäsaareen kesällä 2001. /26/

Vuoden 2010 lopussa Suomessa oli toiminnassa 130 tuulivoimalaa, joiden yhteenlaskettu teho on 197 MW ja julkaistuja tuulivoimahankkeita oli yli 10 000 MW:n edestä. /48/

### **2.3 Tuulivoiman työllisyysvaikutukset**

Tuulivoima on maailmanlaajuisesti voimakkaasti kasvava teollisuudenala, joka vuonna 2008 työllisti EU-maissa suoraan 108 000 henkeä, joista 74 % Saksassa, Tanskassa ja Espanjassa. Samaan aikaan Suomessa tuulivoiman parissa työskenteli noin 3000 henkilöä liikevaihdon ollen noin 1 miljardi euroa, joka vastaa noin 3 prosenttia maailmanmarkkinoista. /32/

Tuulivoiman työllisyysvaikutukset muodostuvat tuulivoimaloissa käytettävien komponenttien, materiaalien ja tuulivoimaloiden teollisesta valmistamisesta sekä käyttö- ja kunnossapidosta. Suomalaisella teollisuudella on jo pitkä kokemus tuulivoimaloiden komponenttien ja materiaalien toimittajana sillä suomalaiset yritykset ovat jo pitkään toimineet maailman johtavien tuulivoimalavalmistajien alihankkijoina, toimittana generaattoreita ja taajuusmuuttajia, vaihdelaatikoita sekä lapa- ja tornimateriaaleja. Mikäli kasvavien kotimarkkinoiden myötä saavutetaan 7 %:n osuus maailmanmarkkinoista, voi tuulivoimateollisuus työllistää Suomessa jopa 30 000 henkilöä vuonna 2020. /32/

### **2.4 Tuulivoimalavalmistajat**

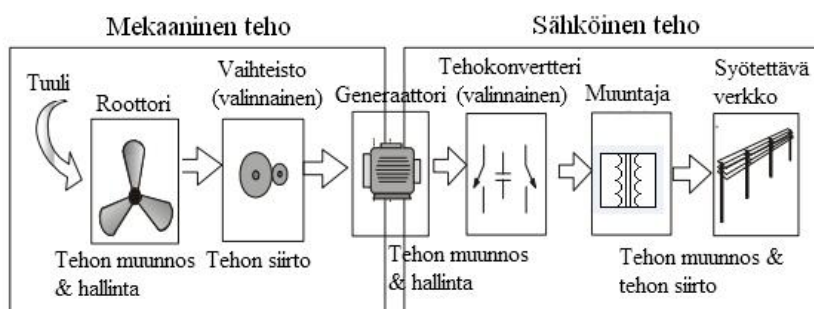
Tuulivoimalavalmistajia löytyy maailmalta lukuisia ja jo pelkästään Kiinan markkinoilla on yli 60 valmistajaa. Taulukossa 3 on listattuna 15 suurinta tuulivoimalavalmistajaa, joista kärjessä on tanskalainen Vestas 24,8 % osuudellaan asennetusta kokonaiskapasiteetista. Vestaksen markkinaosuus vuonna 2009 oli vain hieman suurempi kuin toiseksi sijoittuneen amerikkalaisen GE Windin. Suurimman viiden joukkoon mahtuvat myös kiinalaiset Sinovel ja Goldwind sekä saksalainen Enercon. Suomalaisia tuulivoimalavalmistajia kuten WinWind ja Mervento ei listata löydy. /3/

Taulukko 2. 15 suurinta tuulivoimalavalmistajaa vuonna 2009 /3/

<b>Valmistaja</b>	<b>Kumulatiivinen kapasiteetti 2008 (MW)</b>	<b>Toimitus 2009 (MW)</b>	<b>Osuus 2009 (%)</b>	<b>Kumulatiivinen kapasiteetti 2009 (MW)</b>	<b>Kumulatiivinen osuus (%)</b>
Vestas	34 939	4 766	12,5	39 705	24,8
GE Wind	18 220	4 741	12,4	22 961	14,3
Sinovel	2 148	3 510	9,2	5 658	3,5
Enercon	16 576	3 221	8,5	19 798	12,4
Goldwind	2 589	2 727	7,2	5 315	3,3
Gamesa	16 679	2 546	6,7	19 225	12,0
Dongfang	1 290	2 475	6,5	3 765	2,4
Suzlon	7 250	2 421	6,4	9 671	6,0
Siemens	8 949	2 265	5,9	11 213	7,0
Repower	3 597	1 297	3,4	4 898	3,1
Nordex	5 045	1 060	2,8	6 105	3,8
United Power	24	768	2,0	792	0,5
Clipper	303	595	1,6	898	0,6
Mitsubishi	2	583	1,5	3 253	2,0
Mingyang	174	573	1,5	747	0,5
Muut	11 190	3 455	9,1	14 645	9,1

### 3 TUULIVOIMAN PERUSTEITA

Tuulivoimala on laitteisto, joka muuntaa tuulen eli ilman virtauksen liike-energiaa sähköenergiaksi. Tyypillisin tapa on käyttää vaaka-akselista tuuliturbiinia ja siihen suoraan tai vaihteiston välityksellä kytkettyä generaattoria. Tuulen liike-energian roottorin lavoille aikaansaama nostevoima saa roottorin pyörimään. Tämä mekaaninen pyörimisenergia välitetään generaattorille, joka puolestaan muuntaa sen sähköiseksi energiaksi. Generaattorin tuottama sähköenergia syötetään verkkoon tarpeellisten katkaisijoiden ja suojalaitteiden kautta ja muunnetaan sopivalle jännitetasolle sen siirtoa varten. Generaattorin ja muuntajan välissä voi olla myös taajuusmuuttaja, jolla voidaan vaikuttaa verkkoon syötettävän sähkön ominaisuuksiin. Kuvassa 5 on esitetty kuinka tuulesta saatu energia muutetaan sähköenergiaksi.



Kuva 5. Tuulen tehon muuttaminen käytettävään muotoon /36/

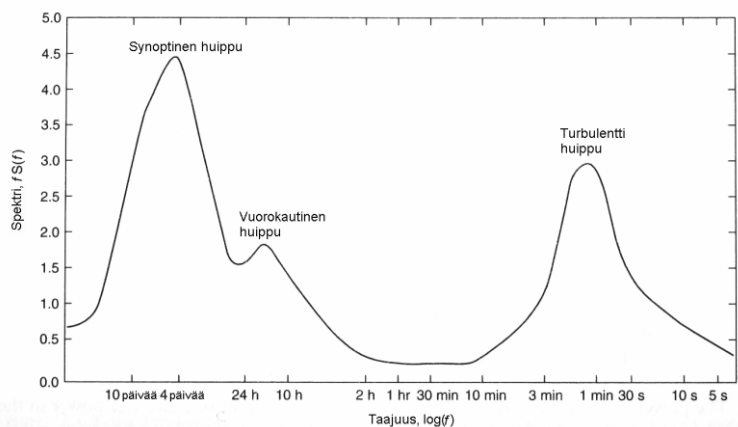
#### 3.1 Tuulen luonne

Tuuli on seurausta ilmassojen välisistä lämpötilaeroista. Tuuli energianlähteenä on vaihteleva ja sen ennustaminen on vaikeaa. Tuulivoimalan tuottama sähköenergia on verrannollinen tuulen nopeuden kuutioon, jolloin voimalaitoksen sijaintipaikan tuuliolosuhteilla on erittäin suuri merkitys. /2/

Tuuli itsessään voi olla globaali, alueellinen tai paikallinen ilmiö ja se vaihtelee jatkuvasti ajan ja korkeuden funktiona. Tuulennopeuden ajalliset vaihtelut ulottuvat nopeista, muutaman sekunnin mittaisista, aina vuorokausi- ja vuodenaikavaihteluihin asti. Tuulien keskinopeus voi vaihdella huomattavasti eri vuosien välillä, vaihtelun ollessa jopa 30–40 %. Kuvan 6 esittämässä tuulen spektrissä nähdään

tuulennopeuden suurimpien vaihtelujen tapahtuvan keskimäärin neljän päivän, kahdentoista tunnin sekä parin minuutin välein. Tuulennopeuden synoptinen huippu on seurausta säärintamien eli matala- ja korkeapaineiden liikkeistä. Aurin-  
gon lämmittävästä vaikutuksesta syntyvät meri- ja maatuulet aiheuttavat puoles-  
taan tuulennopeuden vuorokautisen huipun. Turbulenttihuipun aiheuttaa pääasiassa  
tuulen puuskaisuus. /2/

Myös tuulivoimalan tornin korkeus vaikuttaa tuuliturbiinin tuottaman energian  
määrään. Tuulennopeuden korkeusprofiili riippuu muun muassa maaston peittei-  
syydestä ja ympäröivän maaston pinnanmuodosta. Maan pintakerroksessa, joka  
päätyy 100–200 m korkeudelle maanpinnasta, tuulennopeutta hidastaa myös kas-  
villisuuden, rakennusten, ym. aiheuttama kitkavaikutus. Näin ollen keskituulen-  
nopeus kasvaa mitä korkeammalle mennään maanpinnasta. Tuuli on kuitenkin  
turbulenttista sillä korkeudella, jolla tuuliturbiinit sitä hyödyntävät. /2/



Kuva 6. Tuulennopeuden spektri /2/

### 3.2 Tuulen teho

Tuulen kokonaisteho roottorin pyyhkäisy-pinta-alan läpi saadaan yhtälöllä 1. /12/

$$P_{tuuli} = \frac{1}{2} \rho A v^3 [W] \quad (1)$$

Missä  $\rho$  = ilman tiheys [ $\text{kg/m}^3$ ]

$A$  = roottorin pyyhkäisy-pinta-ala [ $\text{m}^2$ ]

$v$  = tuulen nopeus [ $\text{m/s}$ ]

Ilman tiheys ei ole vakio vaan se vaihtelee ilmanpaineen ja lämpötilan mukaan. Laskelmissa käytetään yleensä likiarvoa  $1,225 \text{ kg/m}^3$ , joka vastaa ilman tiheyttä standardi-ilmakehässä merenpinnan tasossa kun ilman lämpötila on  $15 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Tuuliturbiini ei pysty hyödyntämään kaikkea tuulen liike-energiaa. Mikäli tämä olisi mahdollista, pysähtyisi ilmamassa roottorin pyyhkäisyypinta-alalle, joka puolestaan aiheuttaisi ilmamassojen kasaantumisen. Näin ollen ilmamassan nopeuden on hidastuttava lähellä roottoria.

Vuonna 1926 Albert Betz osoitti, että teoreettinen maksimi tuulesta saatavalle teholle on 59 %. Tällöin vaaka-akselisen tuuliturbiinin antama teoreettinen maksimiteho saadaan yhtälöllä 2. /1/

$$P_{Betz} = C_{P\ Betz} \cdot P_{tuuli} = \frac{16}{27} \cdot P_{tuuli} = 0,59 \cdot P_{tuuli} \quad [\text{W}] \quad (2)$$

$C_{P\ Betz}$  voidaan saavuttaa vain tietyllä lavan huipun pyörimisnopeuden suhteella tulevan tuulen nopeuteen. Tätä kutsutaan kärkinopeussuhteeksi ja se lasketaan yhtälöllä 3. /12/

$$\lambda = \frac{\omega r}{v} \quad (3)$$

Missä  $\omega$  = pyörimistaajuus [1/s]

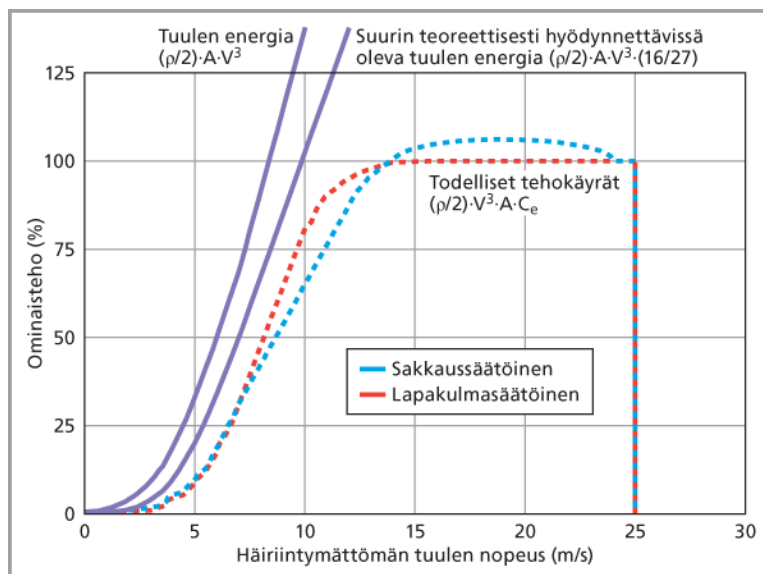
$r$  = roottorin säde [m]

$v$  = tuulen nopeus [m/s]

Sekä  $\lambda$  että  $C_p$  ovat laaduttomia, joten niillä voidaan kuvata minkä tahansa kokoluokan tuuliturbiinin suorituskykyä.

### 3.3 Tuulivoimalan tehontuotanto ja toiminta-alue

Kuten kaavasta 1 nähdään, tuotetun tehon määrä vaihtelee tuulennopeuden kuutiossa, jolloin 10 % muutos tuulennopeudessa saa aikaan noin 30 % muutoksen tuotettuun tehoon. Kuvassa 7 on kuvattu kahden erityyppisen tuulivoimalan tehon tuotannon muuttumista tuulennopeuden funktiona.



Kuva 7. Tuulen tehon ja tuuliturbiinin teoreettisen maksimaalisen tehon sekä tyypillisen kiinteälapaisen ja lapasäätöisen tuulivoimalan tehokäyrät /47/

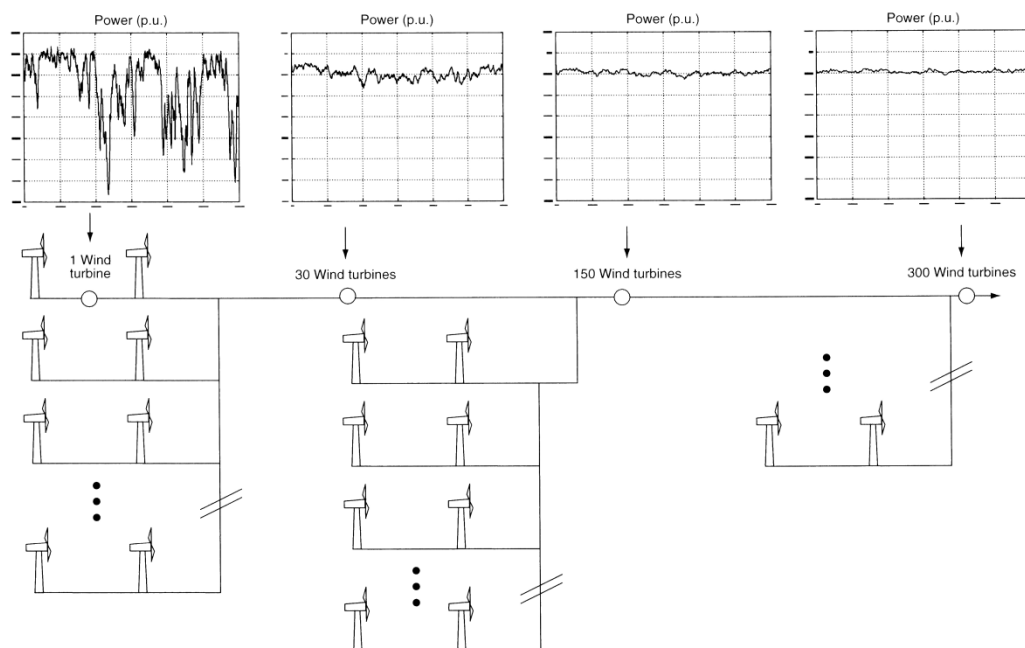
Tuuliturbiinin tehontuotanto alkaa tuulennopeuden ylittäessä voimalan käynnistymistuulennopeuden (*cut-in wind speed*), joka on luokkaa 3 m/s. Tällöin tuuliturbiini tuottaa tehoa suurimmalla hyötysuhteella. Tuulivoimalan nimellisteho saavutetaan tyypillisesti noin 12–16 m/s tuulennopeudella. Tuulennopeuden edelleen kasvaessa pyritään tuulivoimalan tehontuotantoa rajoittamaan pitäen se nimellisenä. Tuulennopeuden ylittäessä voimalan pysäytystuulennopeuden (*cut-out speed*) tuulivoimala ajetaan alas automaattisesti, jotta sen komponentit eivät rikkoutuisi. Tämä nopeus on tyypillisesti luokkaa 20–25 m/s. Tuuliturbiinin uudelleenkäynnistäminen vaatii yleensä tuulennopeuden pienenemistä 3–4 m/s alle pysäytystuulennopeuden. Kun keskituulennopeus on luokkaa 6–8 m/s, tuottaa tuulivoimala vuodessa energiaa roottorinpinta-alaa kohden noin 750–1300 kWh/m<sup>2</sup>,a. /1/

### 3.4 Tuulipuiston vaikutus sähkön laatuun

Hetkittäinen tuulennopeuden vaihtelu voi johtaa tuulivoimalan tuotantotehon merkittävään vaihteluun, joka voi olla jopa 20 %:sta 100 %:iin useita kertoja 10 minuutin aikana. Tämä puolestaan aiheuttaa jännitteen vaihtelua. /26/

Tuulipuistoilla on positiivisia vaikutuksia sähköverkkojen toimintaan ja tuotetun sähkön laatuun verrattuna yksittäiseen tuulivoimalaan. Kuvassa 8 on havainnollis-

tettu peruseriaatetta tehon tasoittumisesta, kun yhdistettyjen yksiköiden määrän kasvaa. /1/



Kuva 8. Tuulivoimaloiden yhdistämisen vaikutuksia tehontuotantoon /1/

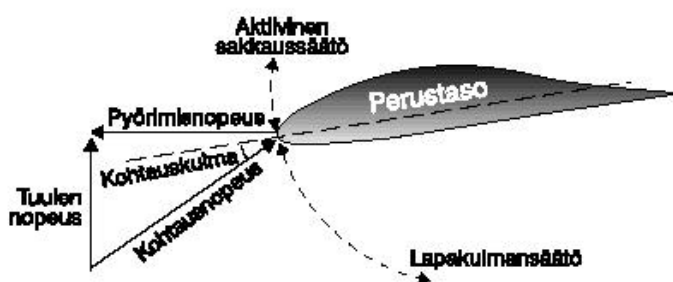
Tuulipuiston positiivinen vaikutus sähkön laatuun perustuu kahteen asiaan. Ensiksi yksiköiden määrän lisääminen tuulipuistossa pienentää tuulenpuuskien vaikutusta, koska puuska ei tuolloin vaikuta yhtä aikaa kaikkiin yksiköihin. Toiseksi tuulipuiston jakaantuminen laajalle maantieteelliselle alueelle pienentää merkittävästi päivittäisten tuuliolosuhteiden sekä muuttuvien säätilojen vaikutuksia. Ideallisessa tilanteessa tuulipuiston ulostulotehon vaihtelu prosenteissa pienenee kaavan  $\sqrt{n}$ , mukaisesti, jossa n on tuulivoimaloiden määrä tuulipuistossa. /1/

### 3.5 Tuuliturbiinin aerodynamiikasta ja tehonsäätelystä

Tuuliturbiinin roottorin pyörimisliike on seurausta paine-erosta roottorin lavan pintojen välillä. Tämä paine-ero saa aikaan nosteen, joka saa roottorin pyörimään. Tuulivoimala on mitoitettu tietylle nimellisteholle ja tuulennopeutta, jolla nimellisteho saavutetaan, sanotaan nimellistehotuulennopeudeksi. Nimellistuulennopeuden ylittyessä tuulivoimalan tuottamaa tehoa rajoitetaan säätämällä tuuliturbiinin kykyä muuttaa tuulen liike-energiaa mekaaniseksi energiaksi. Tehonsäätelyn

tavoitteina on rajoittaa tuulivoimalan rasituksia ja vakauttaa tehon tuotanto nimellistehotasolle. /26/

Tehoa voidaan rajoittaa kolmella eri tavalla: sakkaussäädöllä, lapakulman säädöllä tai aktiivisella sakkaussäädöllä ja kaikki rajoitustavat perustuvat roottorin lavan ja tuulen välisen kohtauskulman muuttamiseen. Lavan ja tuulen kohtauskulmaa sekä lavan kallistusta eri säätömenetelmissä on havainnollistettu kuvan 9 avulla. Tehonsäätömenetelmät on kuvattu tarkemmin luvussa 4. /26/



Kuva 9. Lavan ja tuulen kohtauskulma /26/

Kun tuuliturbiinin roottorin lavat käännetään kokonaan pois tuulesta, toimivat ne lapakulmasäätöisen ja aktiivisakkaussäätöisen tuulivoimalan pysäytysmekanismi-  
na. Sakkaussäätöiset tuulivoimalat pysäytetään lavan kärkijarrujen avulla. /26/

Megawattikokoluokan laitoksessa roottorin halkaisijan on kooltaan noin 60 m. Tällöin lavan kärkinopeus yli 200 km/h. Lapojen geometrisella kierrolla pyritään pitämään kuvan 9 kohtauskulma mahdollisimman optimaalisena siten, että lavan tyvessä perustaso on lähes tuulen suuntainen kääntyen kärkeä kohti yhä enemmän pyörimissuuntaan. /26/

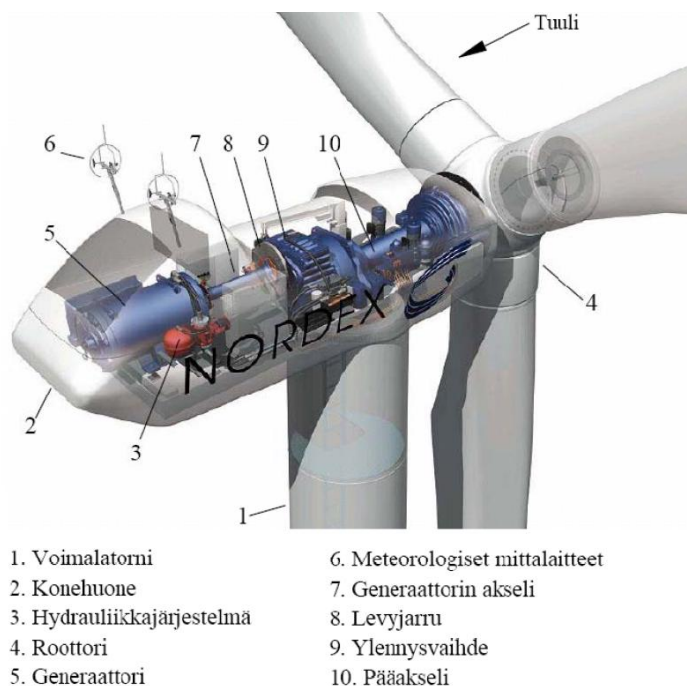


## 4 TUULIVOIMALAITOKSET

### 4.1 Tuulivoimalan rakenne

Tuulivoimaloita on ollut niiden historian aikana monenlaista eri tyyppiä, yksilapaisesta monilapaisiin sekä pysty- että vaaka-akselilla toimivia. Nykyiset sähköntuotantoon tarkoitettut tuulivoimalaitokset ovat pääsääntöisesti vaaka-akselisia ja niiden roottorit ovat kolmilapaisia. Tuuliturbiinit voivat pyöriä yhdellä, kahdella tai vaihtelevalla kierrosnopeudella.

Tuuliturbiinille on ominaista suuri momentti ja matala pyörimisnopeus perinteisiin sähkökoneisiin verrattuna. Pyörimisnopeus on luokkaa 10–25 r/min ja sitä nostetaan tarvittaessa vaihteiston avulla generaattorille sopivaksi eli noin 70–90 kertaiseksi. Tuulivoimalan tehoa säädetään roottorien lapojen lapakulmaa säätämällä, sakkaussäädöllä tai niiden yhdistelmällä ja roottorin lavat käännetään tuulen suuntaan suuntamoottoreiden avulla. Tuulivoimalat poikkeavat perinteisistä sähkökonekäytöistä siten, että ne mitoitetaan toimimaan suurimman osan ajasta osakuormilla. Kuvassa 10 on esitetty vaaka-akselisen kolmilapaisen tuulivoimalan pääkomponentit. /26/



Kuva 10. Periaatekuva tuulivoimalan pääkomponenteista /30/

## 4.2 Tuulivoimalatyypit

Tuulivoimalat jaotellaan eri tyypeihin seuraavien ominaisuuden mukaan:

- tehonsäätömekanismi
- tuuliturbiinin pyörimisnopeus
- voimansiirtomekanismi.

Jokainen tuulivoimala on varustettu jonkinlaisella tehonsäätömekanismilla, jonka tarkoituksena on rajoittaa turbiinin tehoa suurilla tuulennopeuksilla. Tehonsäädön tarkoituksena on pyrkiä välttämään mekaanisten rasitusten aiheuttama turbiinin rikkoutuminen ja rajoittamaan generaattorin teho nimellistehoon. Tehonsäädön päätyypit ovat sakkaukseen perustuva tehonsäätö ja lapakulman säätöön perustuva tehonsäätö. Lisäksi käytössä on näiden yhdistelmä, aktiivinen sakkaussäätö, jossa on pyritty yhdistämään molempien päätyyppien hyvät puolet.

Tuuliturbiinit voivat pyöriä joko yhdellä, kahdella tai muuttuvalla nopeudella ja ne jaotellaan turbiinin pyörimisnopeuden perusteella joko vakionopeuksisiin tai muuttuvanopeuksisiin tuulivoimaloihin. Vakionopeuksisiin lasketaan mukaan sekä yksi- että kaksinopeuksiset tuuliturbiinit.

Voimansiirtomekanismina tuulivoimalassa on käytössä joko vaihteellinen tai vaihteeton ratkaisu. Vaihteettomassa tuulivoimalassa generaattorin roottori pyörii samalla nopeudella kuin tuuliturbiinin roottori.

Tuulivoimalan teknisillä ominaisuuksilla on suuri merkitys turbiinin dynaamiseen käyttäytymiseen ja tuulivoimalan tuottaman sähkön laatuun.

### 4.2.1 Sakkaussäätö

Passiivinen sakkaussäätö (*stall control*) on vanhin käytetty tuuliturbiinin tehonsäätömenetelmä, joka on käytössä kiinteälapaisissa tuulivoimaloissa. Tuulennopeuden kasvaessa ja lavan pyörimisnopeuden pysyessä vakiona, kasvaa tuulen kohtauskulma pyörivään roottorin lapaan nähden. Tietyn tuulennopeuden ylittyessä roottorin aerodynaaminen hyötysuhde alkaa heiketä sakkauksen johdosta ja teho putoaa tuulennopeuden kasvaessa tiettyyn rajaansaakka. Tämän jälkeen lavan

taakse syntyvät pyörteet eivät pysty rajoittamaan tehon kasvua ja teho kääntyy jyrkkään nousuun, jolloin tuulivoimalla pysäytetään automaattisesti vaurioiden estämiseksi.

Sakkaussäädön hyviä puolia ovat yksinkertainen ja halpa rakenne sekä alhainen vikaantumisherkyys. Riskitekijänä voidaan listata mm. itseään vahvistavat värähtelyt sekä sakkausominaisuuksien muuttuminen sääolosuhteen mukaan. Sakkaussäädön hyötysuhde on huono pienillä tuulennopeuksilla. /1/, /2/, /26/

#### **4.2.2 Lapakulmansäätö**

Lapakulmasäätöinen (*pitch control*) tehonsäätö perustuu tuuliturbiinin tuottaman tehon seurantaan siten, että lapojen ja tuulen kohtauskulma pyritään pitämään optimaalisena. Lapakulmaa käännetään tuulivoimalan napaan asennetuilla mootto-reilla ja sitä voidaan säätää kaikissa lavoissa yhtäaikaisesti tai jokaisessa lavassa erikseen. Tuulennopeuden kasvaessa, nimellistehotuulennopeutta suuremmaksi, kääntyy lapa tuuleen päin, jolloin kohtauskulma pienenee ja lavan hyötysuhde laskee. Näin tuuliturbiinin teho pystytään pitämään lähellä generaattorin nimellistehoa myös suurilla tuulennopeuksilla. Kun tuulennopeus kasvaa yli pysäytystuulennopeuden, laitos pysähtyy automaattisesti kääntämällä lavat tuulen suuntaiseksi.

Lapakulmasäätöisen tuulivoimalan hyötysuhde pienillä tuulennopeuksilla on parempi kuin sakkaussäätöisen voimalan. Menetelmän haittana on sen hitaus tuulen muutosnopeuksiin nähden, jolloin nimellisteholla toimittaessa tuulen puuskaisuus aiheuttaa pientä vaihtelua generaattorin tuottamassa tehon tasossa. Lapakulmansäätö sopii hyvin muuttuvanopeuksisille tuuliturbiineille. /1/, /2/, /26/

#### **4.2.3 Aktiivinen sakkaussäätö**

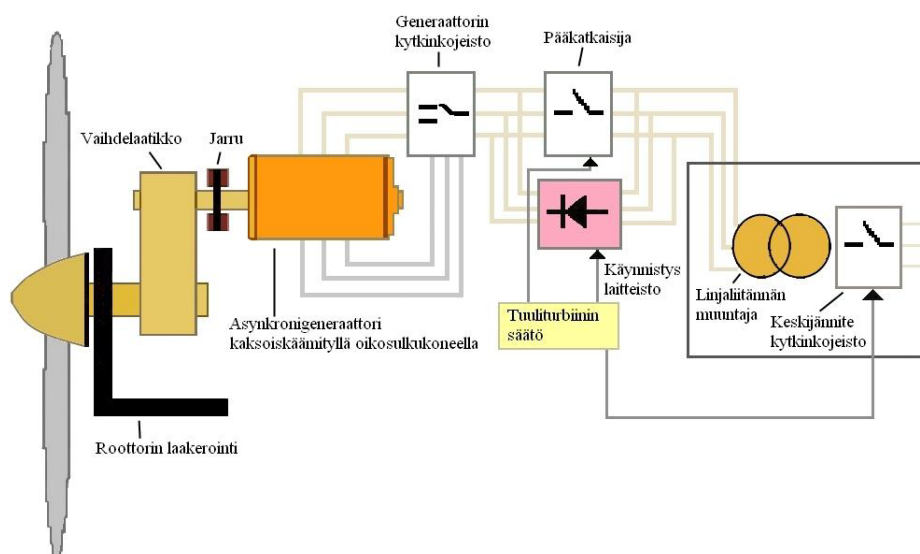
Aktiivisella sakkaussäädöllä (*active stall control*) roottorin lavan sakkaustaipumusta säädetään lapakulmaa aktiivisesti säätämällä. Alle nimellistehotuulennopeudella aktiivisakkaussäätöinen tuulivoimalla toimii samoin kuin lapakulmasäätöinen voimalla. Lapakulmaa optimoimalla saavutetaan korkeampi hyötysuhde kiinteälapakulmaiseen tuuliturbiiniin verrattuna. Tuulennopeuden ylittäessä ni-

mellistehotuulennonopeuden lapa alkaa sakata, kuten passiivisessa sakkaussäädössä, mutta samalla lavan kulmaa säätämällä säädellään sakkauksen määrää. Tällöin tuulivoimala toimii koko ajan lähellä nimellistehoä. Suurilla nopeuksilla lavat ohjataan syvempään sakkaukseen kääntämällä niitä päinvastaiseen suuntaan tuuleen nähden kuin lapakulmansäädössä. Kun tuulennonopeus kasvaa yli pysäytystuulennonopeuden, laitos pysäytetään automaattisesti kääntämällä lavat tuulen suuntaiseksi.

Aktiivisakkaussäätöinen tuulivoimala vaatii pienempiä lapakulman muutoksia kuin lapakulmasäätöinen tuulivoimala, jolloin se on nopeampi reagoimaan tuulen nopeuden muutoksiin kuin lapakulmasäätö ja tehonvaihtelut ovat pienempiä. Aktiivisessa sakkaussäädössä esiintyy myös itseään vahvistavia värähtelyjä huomattavasti vähemmän kuin perinteisessä passiivisakkaussäädössä. /1/, /2/, /26/

#### **4.2.4 Tyyppi A: Vakionopeuksinen suoraan verkkoon kytketty tuulivoimala**

Vakionopeuksisen (*fixed speed*) tuuliturbiinin roottorin pyörimisnopeus on vakio riippumatta tuulennonopeudesta. Pyörimisnopeus määräytyy verkon taajuuden sekä vaihteiston välityssuhteiden ja generaattorin napapariluvun perusteella ja se voi käytännössä vaihdella generaattorin jättämän verran, joka on muutaman prosentin luokkaa. Generaattorina käytetään pehmokäynnistimillä varustettua oikosulku-generaattoria (*SCIG, Squirrel Cage Induction Generator*), joka on kytketty suoraan verkkoon muuntajan välityksellä. Jos epätahtigeneraattorin magnetointia ei toteuteta liukurenkaiden avulla roottorin puolelta, ottaa generaattori magnetointiin tarvitsemansa loistehon staattorin kautta syöttävästä verkosta. Tarvittavaa loistehoa kompensoidaan yleensä kondensaattoriparistolla. Generaattorin tarvitsema loisteho riippuu pyörimisnopeudesta ja generaattorin tuottamasta pätötehosta. Koska tuuliturbiinin pyörimisnopeus on alhaisempi kuin generaattorin roottorin pyörimisnopeus, tarvitaan akseleiden väliin vaihteisto. Vakionopeuksisen tuulivoimalan periaatekuva on esitetty kuvassa 11. /1/, /26/



Kuva 11. Vakionopeuksinen tuuliturbiini kytkettynä muuntajan välityksellä suoraan verkkoon /36/

Tuuliturbiinin vakionopeutta ylläpidetään tuulennopeuden muuttuessa lapojen tehonsäädöllä ja generaattorin magnetoinnilla. Tuulennopeuden kasvaessa magnetointia kasvatetaan, jolloin generaattori jarruttaa roottoria suuremmalla voimalla ja generaattorista saatava teho kasvaa. Tuulennopeuden ollessa yli nimellisenopeuden, rajoitetaan tuulen roottorin lapoihin kohdistuvaa voimaa tehonsäätelyllä./26/

Vakionopeuksisen tuuliturbiinin etuina ovat yksinkertainen, kestävä ja luotettava rakenne sekä alhaisemmat kustannukset verrattuna muuttuvanopeuksiseen tuulivoimalaan. Vakionopeuksisen tuuliturbiinin haittapuolena on se, että se toimii maksimihyötysuhteella vain yhdellä tietyllä tuulennopeudella ja tällöin hyötysuhde jää pienemmäksi kuin muuttuvanopeuksisen tuuliturbiinin. Tästä syystä osa vakionopeuksisten tuulivoimaloiden generaattoreista on toteutettu kaksoiskäämityksellä sijoittamalla käämit staattoriuraan päällekkäin, jolloin saadaan kaksi eri naparivivaihtoehtoa ja generaattorin tahtinopeus voidaan valita kahdesta eri vaihtoehdosta. Vakionopeuksisen tuulivoimalan generaattorin staattorissa on tyypillisesti 2–3 napaparia, josta seuraa 1500–1000 r/min tahtinopeus kun verkon taajuus on 50 Hz. /1/, /26/

Vakionopeuksisen tuulivoimalan ongelmana ovat nopeista tuulenopeuden vaihteluista aiheutuva nopeat mekaanisen tehon vaihtelut, jotka näkyvät tehonsyötön vaihteluina. Vakionopeuksinen tuulivoimala saa aikaan heikossa verkossa jännitteen vaihteluita, jotka aiheuttavat verkkoon välkyntää. Tämä voi myös rajoittaa tuulipuiston kytkemistä tiettyyn verkon pisteeseen, mutta ongelma voidaan ratkaista käynnistämällä tuulivoimalat portaittaisesti tai käyttämällä muuttuvanopeuksisia tuulivoimaloita. /1/

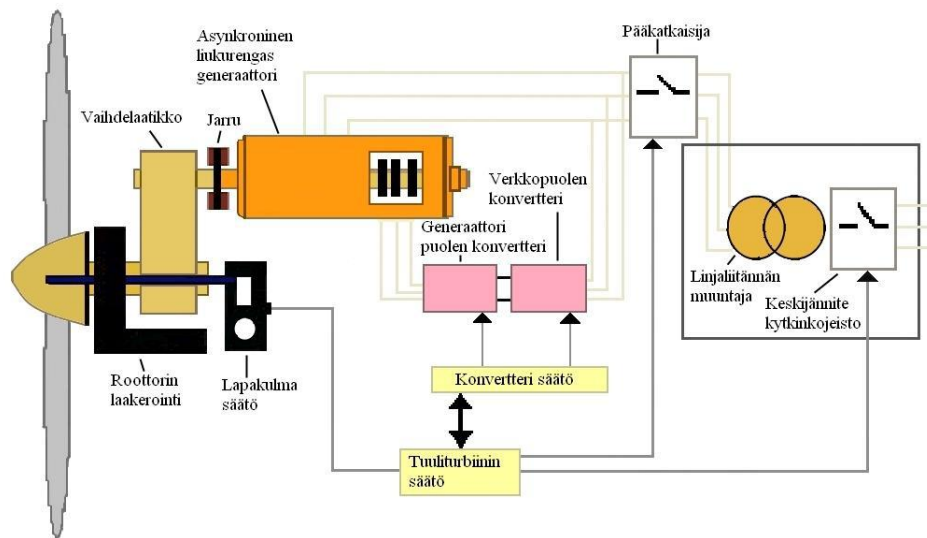
Vakionopeuksinen tuulivoimala edustaa jo vanhempaa tekniikkaa, mutta vielä 2000-luvun alkupuolella suurin osa kaupallisista tuulivoimaloista oli yksi- tai kaksoisnopeuksisia.

#### **4.2.5 Tyyppi B: Rajoitetusti muuttuvanopeuksinen tuulivoimala**

Kun tyyppin A tuulivoimalan generaattoriksi vaihdetaan liukurengas-epätahtigeneraattori (*WRIG, Wound Rotor Induction Generator*) voidaan roottorijännitettä ohjata joko ulkoisella suuntaajalla, jolla ohjataan roottoriresistanssia tai sisäisellä suuntaajalla jolla ohjataan roottoriin sijoitettua muunneltavissa olevaa resistanssia. Roottorin resistanssia muuttamalla voidaan säädellä generaattorin jättämää ja pyörimisnopeutta  $\pm 10$  %. Tämä parantaa sähkön laatua ja pienentää laitteiston mekaanista rasitusta. Tanskalaisen Vestas Wind Systemsin kehittämä optinen ohjausmenetelmä poistaa liukurengaskäytön tarpeen ja vähentää näin ollen generaattorin huollon tarvetta liukurengasgeneraattoriin verrattuna. /1/

#### **4.2.6 Tyyppi C: Muuttuvanopeuksinen kaksoissyötetty tuulivoimala**

Toinen muuttuvanopeuksisen tuulivoimalan toteutustapa on ns. kaksoissyötetty epätahtigeneraattori (*DFIG, Doubly-Fed Induction Generator*), joka sallii generaattorin pyörimisnopeuden vaihtelun tuulenopeuden mukaan. Generaattorina käytetään liukurengasgeneraattoria, jonka staattori on kytketty suoraan verkkoon ja roottori on kytketty taajuusmuuttajan välityksellä verkkoon. Tämä mahdollistaa jopa pyörimisnopeuden muutoksen  $\pm 30$  %:iin synkronisen pyörimisnopeuden ympärillä. Turbiinin ja generaattorin välissä on aina vaihteisto. Kaksoissyöttökytkentäisen tuulivoimalan periaatekuva on esitetty kuvassa 12. /1/



Kuva 12. Kaksoissyötetty epätahtigeneraattori /36/

Tuotetusta sähkötehosta syötetään verkkoon noin 30 % taajuusmuuttajan kautta, jolloin taajuusmuuttaja voidaan mitoittaa vain kolmasosalle käytön kokonaistehosta. Generaattorin toimiessa alle synkroninopeuden virtaa osa sähkötehosta taajuusmuuttajan kautta verkosta roottorikäimitykseen ja sieltä edelleen staattorikäimitykseen ja verkkoon. Ylisynkroninopeudella osa sähkötehosta virtaa puolestaan roottorikäimityksestä taajuusmuuttajan kautta verkkoon päin. Osan suuruus määräytyy jättämän perusteella. /1/, /26/

Taajuusmuuttaja tuottaa myös magnetointiin tarvittavan loistehon. Myös tässä kytkennässä saatu sähköteho on taajuusmuuttajan ansiosta huomattavasti tasaisempaa kuin vakionopeuksisilla tuulivoimaloilla. Koska kaksoissyötetyn tuulivoimalan tehokerroin on vapaasti aseteltavissa, voidaan sitä käyttää heikon verkon kompensointiin. Yleensä tehokerroin pyritään pitämään mahdollisimman lähellä yhtä tuotannon ja tehonsiirron häviöiden minimoimiseksi. /1/

Tällä hetkellä käyttöönotettavat tuuliturbiinit ovat pääasiassa muuttuvanopeuksisia. Niiden etuja ovat mm. suurempi kyky hyödyntää tuulen energiaa verrattuna kiinteänopeuksiseen tuuliturbiiniin, parantunut tuotetun sähkön laatu sekä pienemmät mekaaniset rasitukset rakenteissa. Taajuusmuuttaja kompensoi loisvirran, joten sitä ei tarvitse ottaa sähköverkosta. Toisaalta muuttuvanopeuksisten tuuliturbiinien käyttöönotto on lisännyt käyttökelpoisten generaattorityyppien määrää

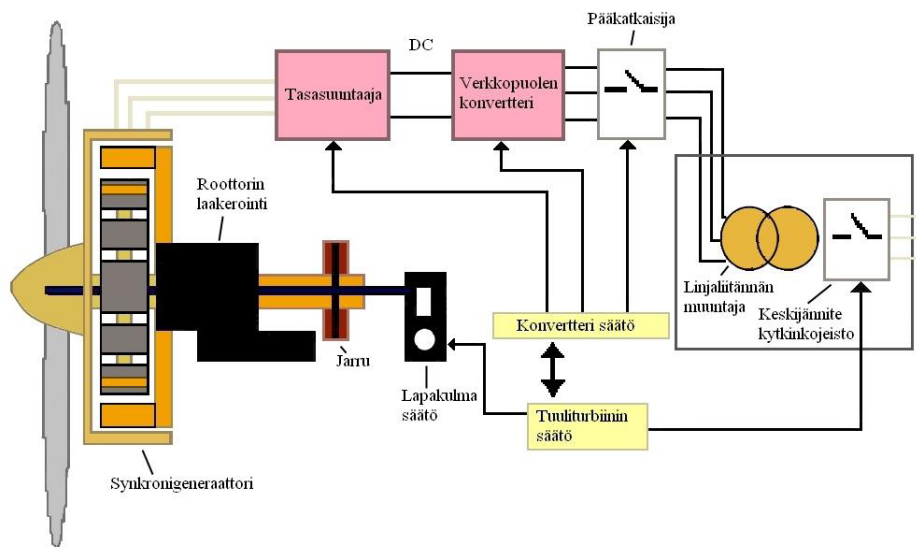
sekä mahdollisuutta yhdistellä eri generaattori- ja taajuusmuuttajatyyppejä. Haittapuolena muuttuvanopeuksisessa kaksoissyötetyssä tuulivoimalassa on huoltoon vaativat osat, kuten vaihteisto, liukurenkaat ja harjat sekä taajuusmuuttajan verkon vikatilanteita vastaan tarvittava suojaus. Kaksoissyötöstä johtuen, staattoriin kautta voi generaattoriin indusoida ylivirtoja, jotka voivat rikkoa taajuusmuuttajan. Tehoelektroniikan käyttö aiheuttaa lähäviötä ja lisää tuulivoimalan komponenttien määrää ja sitä kautta tuulivoimalan rakenne monimutkaistuu ja kustannukset kasvavat. /1/, /1/, /26/

#### 4.2.7 Tyypin D: Muuttuvanopeuksinen täysohjattu tuulivoimala

Muuttuvanopeuksisten (*variable speed*) tuuliturbiinien roottorin pyörimisnopeus vaihtelee tuulen nopeudesta riippuen. Turbiinin roottorin pyörimisnopeuden annetaan kasvaa tuulen nopeuden kasvaessa kunnes saavutetaan tuuliturbiinin nimellisteho. Muuttuvanopeuksinen tuulivoimala pyrkii pitämään generaattorin akselilla vakiomomenttia ja tuulen muutokset pyritään tasaamaan generaattorin pyörimisnopeutta ja siten myös turbiinin pyörimisnopeutta muuttamalla. Tuuliturbiinin roottori toimii lähellä maksimihyötysuhdetta tuulen nopeudesta riippumatta kun kärkinopeussuhde pidetään jatkuvasti lähellä optimaalista. /1/

Muuttuvanopeuksisten tuuliturbiinien sähköjärjestelmät ovat vakionopeuksiin tuuliturbiineihin verrattuna usein huomattavasti monimutkaisempia. Generaattorina käytetään joko vierasmagnetoituja tahtigeneraattoreita (*WRSG, Wound Rotor Synchronous Generator*) tai kestopagneettitahtigeneraattoreita (*PMSG, Permanent Magnet Synchronous Generator*). PMSG:llä on hyvä hyötysuhde ja se pystyy magnetoimaan itsensä kestopagneettien avulla. Se on kuitenkin kallis ja magnetointi on aina vakio. Generaattori kytketään verkkoon nimellisteholle mitoitettun täystehotaajuusmuuttajan kautta, jossa tuotettu vaihtovirta tasasuunnataan, jonka jälkeen se uudelleen vaihtosuunnataan taajuusmuuttajalla verkkotaajuiseksi virraksi. Tämän ansiosta tuulivoimalan pyörimisnopeutta pystytään säätämään vapaasti. Mikäli käytetään suuria moninapaisia generaattoreita, voidaan tuulivoimalasta tehdä suoravetoinen (*direct drive*), jolloin ei tarvita vaihteistoa turbiinin ja generaattorin välissä. Muuttuvanopeuksisen tuulivoimalan periaatekuva on esitetty kuvassa 13. /1/





Kuva 13. Täystehotaajuusmuuttajan kautta verkkoon kytketty kestopäätetty tahtigeneraattori /36/

Generaattorin kytkemisellä verkkoon epäsuorasti taajuusmuuttajan välityksellä on monia etuja. Mekaaniset tehonvaihtelut eivät heijastu verkkoon ja saatu sähköteho on huomattavasti tasaisempaa kuin vakionopeuksisilla tuulivoimaloilla. Lisäksi taajuusmuuttajat suodattavat verkossa tapahtuvien ilmiöiden etenemistä tuulivoimalaan. Turbiinien pyörimisnopeutta voidaan myös säädellä vapaasti optimaalisen hyötysuhteen saavuttamiseksi, ja saavuttaa aidosti muuttuvanopeuksinen ratkaisu. Tehokerroin on vapaasti säädeltävissä, jolloin tuulivoimala voi toimia aktiivisena komponenttina sähköverkossa. Muuttuvanopeuksinen täystehotaajuusmuuttajalla varustettu tahtigeneraattori onkin yleistynyt ratkaisu tuuliturbiinien generaattorikonsepteissa. Haittapuolina täystehotaajuusmuuttajalla varustetussa tuulivoimalassa ovat mm. tehoelektronikan aiheuttamat häviöt ja verkon vikatilanteissa mahdolliset muuntajan rikkoutumiset. Tahtigeneraattorit ovat monimutkaisempia rakenteeltaan ja usein kalliimpia toteuttaa kuin vastaavan kokoiset epätahtigeneraattorit. /1/

### 4.3 Tuulivoimaloiden taajuusmuuttajaratkaisut

Muuttuvanopeuksiset tuulivoimalat vaativat toimiakseen tehoelektronikkalaitteiston, jolla generaattorin tuottama vaihtovirta voidaan muokata verkkotaajuiseksi. Monet tuulivoimalat on nykyään kytketty joko kokonaan tai osittain tehoelektronikan välityksellä verkkoon. Tehoelektronikka tuo mukanaan paljon etuja

ja joitain haittoja verrattuna vaihtoihin ratkaisuihin. Taulukossa 3 on esitelty tehoelektroniikan tuomat edut ja haitat tuulivoimaloissa.

Taulukko 3. Tehoelektroniikan tuomat edut ja haitat tuulivoimaloissa /1/

	<b>Edut</b>	<b>Haitat</b>
Tärkeää tuuliturbiinin kannalta	<ul style="list-style-type: none"> <li>- hyötysuhteen kannalta optimoitu toiminta</li> <li>- vähemmän mekaanisia rasituksia</li> <li>- kuorman hallinta</li> <li>- vaihteeton mahdollisuus</li> <li>- vähemmän melua</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- lisäkustannukset</li> <li>- lisähäviöt</li> </ul>
Tärkeää sähköverkon kannalta	<ul style="list-style-type: none"> <li>- päto- ja loistehon kontrollointi</li> <li>- paikallinen loistehon lähde</li> <li>- syöttävän verkon tukeminen</li> <li>- sähkönlaatu (välkyntäilmiön pieneneminen, matalataajuisien harmonisten virtojen suodatus ja rajoitettu oikosulkuteho)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- korkeataajuiset harmoniset virrat</li> </ul>

Taajuusmuuttajan toimiessa kahden eritaajuisen verkon rajapintana voidaan generaattorin pyörimisnopeus valita vapaasti ja saavuttaa generaattorin paras hyötysuhde ilman, että se vaikuttaa verkkoon syötettävän jännitteen laatuun. Tuulivoimalaan kohdistuvat mekaaniset rasitukset vähenevät kun generaattorin pyörimisnopeuden on mahdollista muuttua tuulennopeuden mukana. Täystehotaajuusmuuttajaa käytettäessä yhdessä useampinapaisten tahtigeneraattoreiden kanssa, on mahdollista päästä eroon vaihteistosta, joka vikaantuu helposti. Haittapuolena ovat tehoelektroniikan aiheuttamat lisähäviöt ja kustannukset. /1/

Verkkoonliittymän kannalta katsottuna, taajuusmuuttaja mahdollistaa tuulivoimalan toimimisen aktiivisena osana verkkoa, jolloin verkon jännitettä voidaan tukea kompensoimalla loistehoa tehokerrointa säätämällä. Haittana ovat suuntaajaan aiheuttamat kytkentätaajuiset harmoniset virtakomponentit. /1/

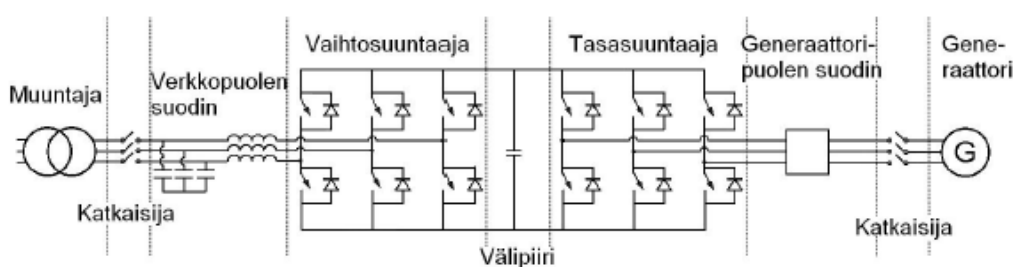
#### 4.3.1 Taajuusmuuttajatyypit

Taajuusmuuttajat voidaan jakaa välipiirittömiin ja välipiirillisiin muuttajiin. Välipiirittömissä taajuusmuuttajissa vaihtosähköstä muodostetaan suoraan uutta vaihtosähköä ilman tasasuuntausta. Välipiirittömiä muuttajia ei ole yleisesti käytetty tuulivoimasovelluksissa. Välipiirillisissä taajuusmuuttajissa vaihtosähköstä muodostetaan ensin joko tasavirtaa tai tasajännitettä, joka muutetaan halutun suurui-

seksi ja taajuiseksi vaihtojännitteeksi. Välipiirilliset muuttajat jaetaan toimintansa perusteella joko virta- tai jännitevälipiirillisiin muuttajiin. /7/

Virtavälipiirillinen taajuusmuuttaja (*CSI, current source inverter*) koostuu tasa- ja vaihtosuuntausyksiköstä sekä välipiirin kuristimesta, jonka tarkoitus on toimia energiavarastona pitäen välipiirin virta tasaisena. Virtavälipiirillisiä taajuusmuuttajia käytetään nopeakäyntisten tahtimoottoreiden ohjaukseen, jolloin kyseessä on kuormakommutoitu taajuusmuuttaja (*LCI, Load Commutated Inverter*). Näiden kytkinkomponentteina käytetään tyypillisesti tyristöreita (*SCR, Silicon Controlled Rectifier*). Koska tyristorisilta tarvitsee ohjausloistehoa ja epätahtigeneraattori tarvitsee loistehoa magnetointiin, tyristöreita ei voida käyttää epätahtigeneraattorin puoleisen sillan kytkinkomponentteina vaan generaattorin puoleinen silta on korvattava pakko-ohjatuilla kytkimillä (*IGBT, Insulated Gate Bipolar Transistor*), jotka pystyvät tuottamaan koneen tarvitseman loistehon. Tuulivoimalassa virtavälipiirilliset taajuusmuuttajat eivät ole yleisesti käytössä. /7/

Jännitevälipiirillinen taajuusmuuttaja (*VSI, voltage source inverter*) koostuu tasa- ja vaihtosuuntausyksiköstä sekä välipiirin kondensaattorista, jonka tarkoitus on pitää tasajännitteen suuruus vakaana. Lisäksi taajuusmuuttajassa voi olla suodatinkuristin, jarrukatkoja ja siihen liittyvä vastus. Kuvassa 14 on esitetty erään täystehotaajuusmuuttajalla varustetun tuulivoimalan periaatekuva. /7/



Kuva 14. Täystehotaajuusmuuttajalla varustetun tuulivoimalan piirikaavio /36/

Generaattoripuolen suotimilla suodatetaan vaihevirroista ja -jännitteistä PWM-modulointitaajuinen särö, ja verkkopuolen suotimen tarkoituksena on vaimentaa verkkosillan tuottamien vaihevirtojen PWM-moduloinnista aiheutuvat yliaallot. Välipiirissä voidaan käyttää suotimia, joiden tehtävänä on vaimentaa välipiirin virran yliaaltoja. Taajuusmuuttajassa on ohjausyksikkö, joka huolehtii taajuus-

muuttajan toiminnasta. Verkkovirran säädön toimimiseksi tulee välipiirin jännite nostaa korkeammalle tasolle kuin verkon pääjännite. /1/, /36/

Jännitevälipiirilliset taajuusmuuttajat jaetaan käytettyjen tasajännitteiden lukumäärän mukaan ja tyypillisin ratkaisu tuulivoimalakäytössä on kaksitasoinen taajuusmuuttaja. Tätä ratkaisua käyttävät käytännössä kaikki suuret tuulivoimala-valmistajat. Yli 500 kVA nimellistehoisissa tuulivoimaloissa käytetään yleensä rinnakkaisia taajuusmuuttajamoduuleja kun kaksoissyötetyissä tuulivoimaloissa riittää 1–5 MW tehotasolla yksi kaksitasoinen taajuusmuuttajamoduuli. Vaihtosuuntauspuolen kytkiminä käytetään tyypillisesti IGBT-komponentteja. Myös tasasuuntauspuolella käytetyt kytkimet ovat pääasiassa IGBT- komponentteja, mutta joissakin voimaloissa käytetään myös diodeja. /7/

Kolmi- tai useampitasoisia taajuusmuuttajia käytetään pääasiassa keskijännitteellä ja näissä kytkinkomponentteina tuulivoimasovelluksissa käytetään esimerkiksi IGCT- komponentteja (*IGCT, Integrated Gate Commutated Thyristor*). /7/

Tuulivoimalan generaattori ja tasasuuntaaja on aina valittava kokonaisuutena. Esimerkiksi PMSG mahdollistaa diodi- tai tyristoritasasuuntaajan käytön, koska se ei vaadi ulkoista magnetointivirtaa. Kaksoissyötetyn voimalan generaattorin sekä verkon puoleisen taajuusmuuttajan kytkinkomponentit on oltava pakko-ohjattuja (GTO, IGBT), jotta generaattorin pystyy toiminaan ali- ja ylisynkronisella pyörimisnopeudella sekä kontrolloimaan verkkoon syötettyä pätö- ja loistehoa toisistaan riippumatta. Täystehotaajuusmuuttajalla varustetussa tuulivoimalassa tasasuuntaajassa voidaan käyttää ohjaamattomia tai ohjattuja kytkinkomponentteja, riippuen generaattorista ja vaihtosuuntaajassa tyristoreita, mutta käytännössä IGBT on käytetyin vaihtoehto. /7/

#### **4.4 Eri generaattorilaitteistot ja niiden toiminta vikatilanteissa**

Komponenttien oikosulkukestoisuuksien ja suojauksen toimivuuden kannalta on tärkeää tarkastella generaattoreiden käyttäytymistä oikosulkutilanteissa. Oikosulkukestoisuuksia tutkittaessa tarkastellaan kolmivaiheista oikosulkutilannetta, tehon ollessa suurin mahdollinen. Suojauksen toimivuutta tarkasteltaessa tarkastel-

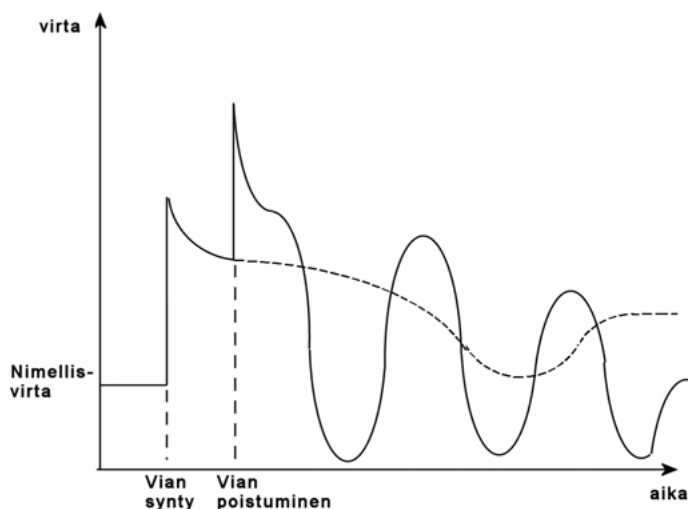
laan kaksivaiheista oikosulkua, jolloin voidaan tarkistaa suojauksen toimivuus pienillä vikavirroilla.

#### 4.4.1 Tahtigeneraattori

Tahtigeneraattorin magnetointia on mahdollista säätää erittäin nopeasti, minkä johdosta tehoa pystytään syöttämään verkkoon vaikka verkon jännite laskisikin äkillisesti. Toisaalta säätö vähentää generaattorin vaimennusta ja voi johtaa värähtelevään epästabiiliuteen. Tästä voi muodostua ongelma erityisesti heikkoon verkkoon liitetylle suuritehoiselle voimalalle. /33/

Tahtigeneraattorin käyttäytymistä muutostilanteessa mallinnetaan muutosreaktanssien avulla. Reaktanssien suuruuteen vaikuttaa generaattorin rakenne, mm. magnetointi- ja vaimennuskäämitykset ja ne kasvavat vian jatkuessa. Samaan aikaan oikosulkuvirran arvo pienenee. Ilmiötä on tarkasteltu tarkemmin kappaleessa 7.2.

Tahtigeneraattorin alkuoikosulkuvirta on tyypillisesti 5,5–7,3 kertaa nimellisvirta ja muutosoikosulkuvirta 3,7–4,4 kertaa nimellisvirta. Vian aikana generaattorin pyörimisnopeus sekä generaattorin ja verkon jännitteiden välinen vaihe-ero kasvavat ja nämä yhdessä aiheuttavat voimakkaan, jopa 10-kertaisen virtapiikin vian verkosta irrottamisen hetkellä. Tämän jälkeen generaattorin syöttämä virta värähtelee rajusti kun generaattorin napajännite palautuu verkkojännitteen tasolle. Mikäli vikaa ei eroteta, pienenee oikosulkuvirta kohti nimellisvirtaa. Oikosulkumagnetoinnilla vikavirtaa voidaan kasvattaa nimellisvirtaa suuremmaksi, jota generaattori jää syöttämään. Kuvassa 15 on esitetty tahtigeneraattorin periaatteellinen käyttäytyminen vikatilanteessa. Katkoviivalla on esitetty tilanne, jossa vika jää pysyvästi verkkoon. /33/



Kuva 15. Tahtigeneraattorin syöttämän vikavirran periaatteellinen käyttäytyminen vikatilanteessa /33/

Koska tahtigeneraattorin vikavirran syöttökykyyn ei oikosulkutilanteessa voida välttämättä luottaa, on verkon suojaus järkevää toteuttaa myös muulla tavoin kuin pelkästään oikosulkuvirran perusteella.

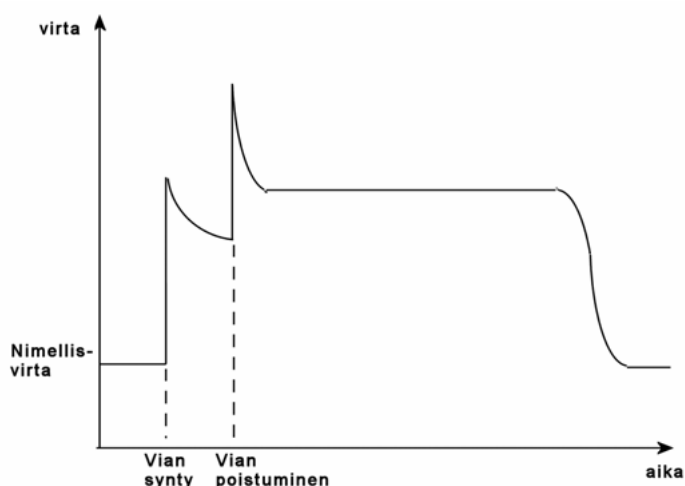
Kestomagneettigeneraattorin oikosulku muistuttaa käyrämuodoltaan vierasmagneetoidun tahtigeneraattorin oikosulkuja ja alkuoikosulkuvirta on tyypillisesti 2–4 kertaa nimellisvirta. /38/

#### 4.4.2 Epätahtigeneraattori

Epätahtigeneraattorin toiminta verkon vikatilanteessa poikkeaa tahtikoneen toiminnasta. Generaattorin syöttämä vikavirta vaimenee nopeasti, sillä kolmivaiheinen vika estää generaattorin magnetointiin tarvittavan loistehon saannin verkosta. Tästä syystä verkon suojaus on toteutettava muuten kuin ylivirtasuojauksella, esimerkiksi liittymispisteen jännitteen tai taajuuden muutoksen avulla. Epäsymmetrisen vian tapauksessa epätahtigeneraattori pystyy kuitenkin syöttämään myös pysyvää vikavirtaa. /33/

Epätahtigeneraattorin verkkoon syöttämä alkutilan vikavirta on noin 3–8 kertaa nimellisvirta. Verkon jännitteen laskiessa, muutostilan virta pienenee 2–6-kertaiseksi nimellisvirtaan verrattuna ja laskee nopeasti kohti generaattorin nimel-

lisvirran suuruutta. Suojauksen erottaessa vian verkosta, syntyy voimakas, huippuarvoltaan jopa 10-kertainen kytkentätilannetta muistuttava virtapiikki. Verkköjännitteen palautumisen myötä virta laskee muutamassa sekunnissa alkuperäiselle tasolle. Kuvassa 16 on esitetty epätahtigeneraattorin periaatteellinen käyttäytyminen vikatilanteessa. /33/



Kuva 16. Epätahtigeneraattorin syöttämän vikavirran periaatteellinen käyttäytyminen /33/

#### 4.4.3 Taajuusmuuttajaratkaisut

Taajuusmuuttajan syöttämä vikavirta on pieni suhteessa sen nimellisvirtaan. Ne pysyvät parhaimmillaankin tuottamaan vikavirtaa vain noin kaksi kertaa nimellisvirtansa verran. Tämä on otettava huomioon suojauksen toteutuksessa eli suojaus on toteutettava samoin kuin epätahtigeneraattorin tapauksessa. /25/

Täysehotaajuusmuuttajassa on sisäinen suojaus eri vikatilanteiden varalta. Näitä ovat ylivirrat generaattorissa, muuttajan välipiirissä tai verkon syöttöpisteessä, verkkojännitteiden muutokset tai epäsymmetria, ylijännite sekä muuttajan kytkinkomponenttien ylikuormitus. Ylivirran esiintyessä kaikki kytkinkomponentit ohjataan ei-johtavaan tilaan ja komponentteihin varastoitunut energia kulutetaan varistorissa. Tämän vuoksi taajuusmuuttaja on varustettava myös ylijännitesuojalla. /33/

## 5 TUULIVOIMALAN VERKKOONLIITÄNTÄ

Tuulivoimalan verkkoonliitännällä tarkoitetaan voimalan kytkemistä sähköverkkoon. Tässä luvussa käsitellään verkkoonliitännän perustana olevia teknisiä vaatimuksia sekä tarkastellaan niitä kestromagneettigeneraattorilla ja täystehotaajuusmuuttajalla verkkoon liitetyn tuulivoimalan kannalta. Lisäksi käydään läpi Suomessa käytössä olevia verkkoonliittymisehtoja tuulivoimalan tai tuulipuiston liityessä jakeluverkkoon tai kantaverkkoon. Tuulivoimalan ja verkon suojauskysymyksiä tarkastellaan lähemmin luvussa 6.

Verkkoonliittymisehdot eli verkkomääräykset (*grid code, verkkokoodi*) määrittävät standardit ja vaatimukset, jotka luovat puitteet verkkojen haltijoiden ja verkossa toimivien osapuolien välille ja niiden tavoitteena on varmistaa voimajärjestelmän turvallinen käyttö ja luotettavuus. Tässä työssä verkkomääräyksillä käsitellään määräyksiä, jotka määrittävät ensisijaisesti tuulivoiman sekä muun hajautetun tuotannon verkkoon liittymisen tekniset vähimmäisvaatimukset, jotka uusien tuulivoimaloiden on täytettävä verkon liityntäpisteessä. Verkkomääräykset määrittävät myös toimintarajat verkon normaaleille ja poikkeuksellisille tilanteille.

Hajautetulla tuotannolla tarkoitetaan sähkön tuotantolaitoksia, joita ei suunnitella keskitetysti ja joita ohjataan paikallisesti. Hajautettuun tuotantoon lasketaan mukaan niin yksittäiset jakeluverkkoon liittyvät tuulivoimalat kuin isot siirtoverkkoon liittyvät tuulipuistot, jolloin tuotantolaitos voi olla kooltaan jopa 200 MW.

Pienimuotoiselle hajautetulle tuotannolle ei ole selkeää yleisesti käytettyä määritelmää, mutta se voidaan tehdä perustuen esimerkiksi voimalan nimellis- tai maksimitehoon. Sähkömarkkinalain mukaan ”*pienimuotoisella sähköntuotannolla tarkoitetaan sähköntuotantolaitosta tai usean sähköntuotantolaitoksen muodostamaa kokonaisuutta, joka liittyy nimellisjännitteeltään 20 kilovoltin sähköverkkoon ja jonka teho on enintään kaksi megavolttiampeeria*”/46/. Tämän määritelmän mukaan lähes kaikkia yksittäisiä kaupallisia tuulivoimaloita voidaan pitää pienimuotoisena sähköntuotantolaitoksena.



## 5.1 Sähkönsiirron jännitteistä

Voimalan liittymän jännitetaso ja sen tekninen toteutus päätetään teknistaloudellisin perustein. Verkonhaltija määrää tekniset reunaehdot voimaloille ja päättää minkä kokoisia voimaloita sen verkon eri kohtiin voidaan liittää ja minkälaisin ehdoin. Kantaverkon toimintavarmuuden ja tehokkuuden varmistamiseksi pienitehoiset tuulivoimalat tulee liittää jakelu- tai alueverkkoon, mikäli liittymän toteuttaminen ei ole teknisesti tai taloudellisesti kohtuutonta. /8/

Tuulivoimalan nimellisteho vaikuttaa siihen, millä jännitteellä sähköä kannattaa siirtää. Yksittäisen pienen tuulivoimalan, teholtaan noin 20 kW:iin asti, tuottama teho siirtyy 400/230 V pienjänniteverkossa, mutta megawattiluokan tuulivoimala vaatii liitännän 20 kV:in keskijänniteverkkoon. 5 MW tuulivoimalan tuottama tehon siirto 20 kV:n kolmivaiheverkossa vastaa noin 145 A vaihevirtaa. Generaattorin pienjännitetasolla (690 V) vastaava vaihevirta olisi noin 4180 A, joka edellyttäisi poikkipinta-alaltaan erittäin suurien johtojen käyttöä. /7/

Tuulivoimapuistot voivat olla kokonaisteholtaan kymmeniä tai jopa satoja megawatteja. Siirrettäessä 600 MW tuulipuiston tuottama teho 110 kV:n kolmivaiheverkossa on vaihevirta 3150 A ja 400 kV:n verkossa vastaava virta noin 870 A. Suurten tehojen siirrossa joudutaankin tarkastelemaan tekniikan mahdollistamia johtojen luonnollisia tehoja. /7/

## 5.2 Suositukset ja standardit

Hajautetun tuotannon verkkoon liittämisestä ei ole olemassa laajoja kansainvälisiä standardeja. Maailmalta löytyy kuitenkin suuri määrä erilaisia tuulivoiman ja muun hajautetun tuotannon verkkoonliittämistä koskevia suosituksia ja vaatimuksia. Nämä verkkomääräykset ovat usein maakohtaisia, alueellisia tai jopa sähköyhtiökohtaisia. Standardien puuttuessa voi syntyä vaatimusten tulkintaeroja ja sitä kautta sähkön laatu ja verkon turvallisuus voi vaihdella eri alueiden välillä.

Suomessa hajautetun tuotannon jakeluverkkoon liittämisestä on käytettävissä Sennerin suositus ”*Pienvoimaloiden liittäminen jakeluverkkoon*”. Suositus jakaa pienvoimalat käyttötapojen ja syöttöjärjestelyjen mukaisesti neljään eri luokkaan,

jossa tuulivoimalat sijoittuvat luokkaan 4. Tässä luokassa ovat voimalat, jotka toimivat rinnan yleisen jakeluverkon kanssa niin, että tuotettu sähkö voidaan siirtää osin tai kokonaan yleiseen jakeluverkkoon. /43/

Paikallisten jakeluverkkoyhtiöiden verkkoonliitäntäehdot voivat sisältää tarkempia vaatimuksia. Yksityiskohtaisempaa ohjeistusta löytyy esimerkiksi Helsingin Energian laatimista ohjeista ”*Ohjeet sähköä tuottavan laitteiston liittämiseksi Helsingin Energian sähkönjakeluverkkoon*”. Lisäksi jakeluverkossa siirrettävän sähkön on täytettävä sähkön laatua koskevan standardin ”*SFS-EN 50160 Yleisen jakelujännitteen ominaisuudet*” vaatimukset. Sener kuitenkin suosittelee, että standardia käytettäisiin vain referenssinä, koska nykyaikaisten laitteistojen täytyy pystyä saavuttamaan standardia parempi jännitteen laatutaso. /16/, /43/, /45/

Suomessa kantaverkkoon liittämistä säätelee Fingrid Oyj, joka on julkaissut voimassa olevat yleiset liittymisehdot ”*YLE*” ja voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset ”*VJV*”. Nämä ohjeet perustuvat Nordelin julkaisemaan ”*Nordic Grid Codeen*”, joka on Pohjoismaiden yhteinen liittymissäädös voimaloiden liittämiseksi. Alueverkkoon verkkoonliittämistä säätelevät alueverkkoyhtiöt noudattavat usein Fingrid Oyj:n ehtoja. /8/, /9/, /35/

### **5.3 Verkkoonliittämisen tekniset vaatimukset**

Sähköverkon turvallinen käyttö, luotettavuus, taloudellisuus ja sen eri komponentit luovat tarpeen erilaisille verkkomääräyksille. Jotta sähköverkko toimisi suunnitellulla tavalla, on verkkoon liitettyjen komponenttien sähköisten ominaisuuksien oltava tietyissä rajoissa, siten ettei järjestelmän toiminta häiriinny. Seuraavaksi käsitellään mitä nämä sähköiset ominaisuudet tarkoittavat.

#### **5.3.1 Verkon jännitteen taso, loistehotasapaino ja tehokerroin**

Sähkölaitteet valmistetaan yleensä tietyille nimellisjännitteelle ja niiden käyttöominaisuudet muuttuvat jos käyttöjännite poikkeaa nimellisjännitteestä. Lisäksi alijännitteet aiheuttavat laitteiden epästabiilia toimintaa ja ylijännitteet komponenttien rasituksia. Verkon jännitteensäädön tarkoitus on estää ali- ja ylijännittei-

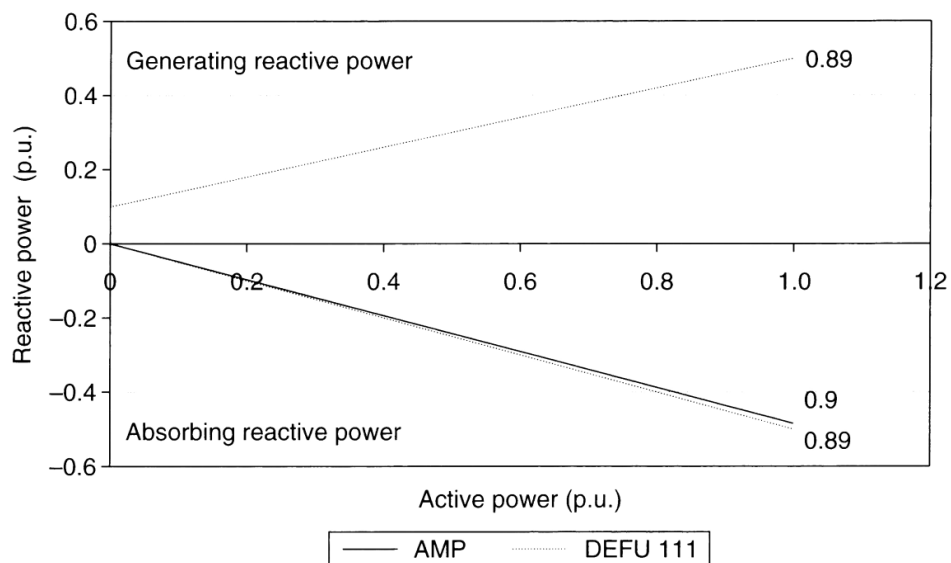
den syntyminen verkossa, minimoida siirtohäviöitä sekä varmistaa, että verkon jännite on kulutus pisteessä sallituissa rajoissa. /5/

Siirtoverkon jännitetaso pidetään teknistaloudellisesti optimaalisella tasolla sää-  
tämällä järjestelmässä kulutettua ja tuotettua loistehoa lähinnä voimaloiden sekä  
kondensaattoreiden ja kuristimien avulla. Jakeluverkossa keskijänniteverkon eri  
jännitetasojen välistä suhdetta voidaan säätää muuntajan käännytyksen avulla.  
Pienjänniteverkossa ei käytännössä ole jännitetason säätöä. /1/

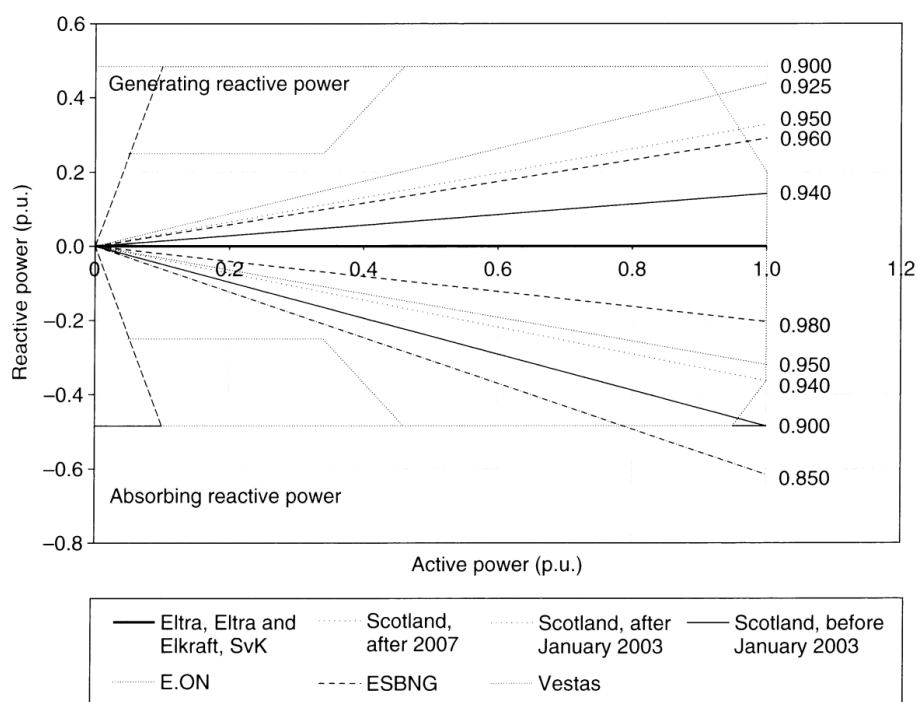
EN 50160 määrittää jakelujännitteen tehollisarvoksi 230 V, mitattuna vaiheen ja  
nollan välistä 4-johdinjärjestelmässä ja vaiheiden välistä 3-johdinjärjestelmässä.  
Standardin mukaan viikon tarkastelujaksolla normaaleissa käyttöolosuhteissa tu-  
lee 95 % jakelujännitteen tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvo olla välillä  $\pm 10$   
% nimellisjännitteestä. /45/

Monet sähköverkossa olevat laitteet, kuten moottorit ja generaattorit tarvitsevat  
toimiakseen loistehoa. Tämä koskee myös tuulivoimaloita. Generaattorityypistä  
riippuen ne voivat tuottaa tai kuluttaa loistehoa. Nykyisin markkinoilla olevat  
täystehotaajuusmuuttajalla verkkoon kytketyt tuulivoimalat voivat olla myös ku-  
luttamatta ja tuottamatta loistehoa. Laitteiden on mahdollista ottaa tarvitsemansa  
loistehon sähköverkosta. Loisteho on kuitenkin järkevämpää tuottaa laitteen lähei-  
syydessä kompensoinnilla, sillä loistehon siirto sähköverkossa aiheuttaa jännite-  
ja tehohäviöitä ja vähentää pätötehon siirtokykyä. Täystehotaajuusmuuttajalla va-  
rustetut voimalaitokset voivat säätää loistehoa tehokerrointa muuttamalla kun  
muissa tuulivoimalatyypeissä loistehotasapainoa ylläpidetään muun muassa kon-  
densaattoreilla ja keloilla. /1/

Loistehon kompensointi voidaan määritellä tehokertoimen vaihteluvälinä. Kuvassa  
17 on esitetty verkkoyhtiöiden vaatimuksia jakeluverkon loistehon kompen-  
soinnille ja kuvassa 18 siirtoverkon loistehon kompensoinnille.



Kuva 17. Loistehon kompensointi jakeluverkossa /1/



Kuva 18. Loistehon kompensointi siirtoverkossa /1/

Loistehon säädöllä voidaan säätää myös jännitettä voimalan liityntäpisteessä. Jos liityntäpisteen jännite on liian alhaalla, voidaan jännitettä nostaa syöttämällä verkkoon loistehoa. Vastaavasti jännitteen ollessa liian korkealla, voi voimala alkaa kuluttamaan loistehoa ja laskea jännitettä liityntäpisteessä. /1/

### 5.3.2 Verkon taajuus ja pätötehotasapaino

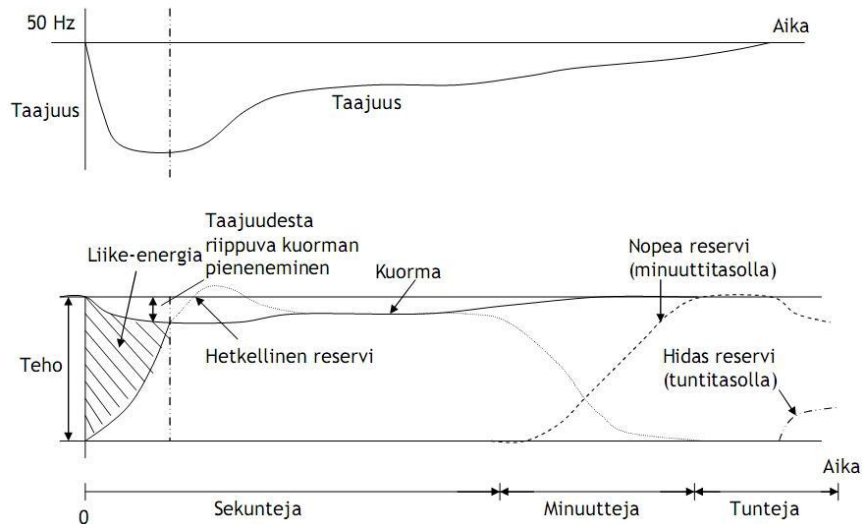
Sähkölaitteet on suunniteltu toimimaan tietyllä taajuudella, joten taajuuden on pysyttävä tietyissä rajoissa. Taajuuden muutokset aiheuttavat sähkölaitteille ei-toivottua käyttäytymistä ja mahdollisia rikkoutumisia. Taajuuden muutokset aiheuttavat ongelmia myös voimalalle, aiheuttaen esimerkiksi termisiä ja mekaanisia rasituksia. /33/

Sähköverkon taajuus pyritään pitämään mahdollisimman lähellä sovittua tasoa, joka eurooppalaisissa sähköverkoissa on  $50 \pm 1$  Hz. Taajuus pysyy lähellä nimellistaajuutta kun järjestelmän pätötehon tuotanto ja kulutus vastaavat toisiaan, eli taajuus kuvaa sähköntuotannon- ja kulutuksen tasapainoa. Kulutuksen noustessa tuotantoa suuremmaksi, alkaa taajuus laskea kun taas tuotannon ollessa kulutusta suurempi, alkaa taajuus nousta. Suuria taajuusmuutoksia syntyy esimerkiksi suuren tuotantolaitoksen irrotessa verkosta tai verkkojen välisten yhdysjohtojen lauetessa raskaasti kuormitettuina. /1/, /5/

Tuotantolaitosten taajuuden säädön tehtävänä on pitää järjestelmän taajuus sallituissa rajoissa pienentämällä tai kasvattamalla tehon tuotantoa. Tämä vaatimus koskee myös tuulipuistoja. Tuulipuiston ulostuloteho voi vaihdella normaalitilanteessa noin 15 % asennetusta kapasiteetista 15 minuutin aikana, joka aiheuttaa lisää epätasapainoa tuotannon ja kulutuksen välillä. Vaikka tuulivoimalla on haastavaa vaikuttaa taajuudensäätöön, ovat jotkin verkkoyhtiöt alkaneet vaatia 3–5 % säätövaraa taajuuden hetkelliseen ohjukseen. Tämä johtaa siihen, että tuulivoimalla ei oteta tuulesta saatavissa olevaa maksimitehoa vaan hukataan tehoa säätövaran ylläpitämiseksi. Ylitaajuuden varalta tulee olla valmius sammuttaa tuulipuiston voimaloiden toiminta tai pienentää ulostulotehoa. /1/

Verkon tuotannon ja kulutuksen epätasapainoa korjataan hetkellisen, nopean tai pitkän aikavälin säädöllä käyttäen reservikapasiteettia. Hetkellisessä säädössä käytetään ensisijaista reservikapasiteettia eli ns. häiriöreserviä, joka aktivoituu automaattisesti 1–30 sekunnissa äkillisestä taajuuden muutoksesta. Tämän lisäksi järjestelmässä on käytössä toissijainen reservi sekä pitkän aikavälin reservi, jota käytetään porrastettuna tasaamaan järjestelmän todellisen ja ennustetun kulutuk-

sen erotusta. Nopea toissijainen reservi korvaa ensisijaisen 10–15 minuutin kuluttua taajuuspoikkeamasta kunnes pitkän aikavälin reservi otetaan käyttöön. Kuvassa 19 on esitetty sähköverkon taajuuden ja taajuudensäädön käyttäytyminen suuren sähköntuotantolaitoksen irrotessa nopeasti verkosta. /1/



Kuva 19. Verkon taajuus ja taajuussäädön aktivointi ajan funktiona kun suuri sähköntuotantolaitos irtoaa verkosta /1/

EN 50160 mukaan jännitteen nimellistaajuuden tulee olla 50 Hz. Taajuuden vaihtelun tulee pysyä yhden sekunnin aikaväliltä mitattuna  $\pm 1$  % nimellistaajuudesta, 99,5 % vuodesta ja koko ajan  $-6$  % ja  $+4$  % välillä nimellistaajuudesta. /45/

### 5.3.3 Jännitetason pysyvä muutos

Jännitetason muutokseen suuruuteen vaikuttaa verkon liittymispisteen oikosulku-tehon ja liitettävän tuotannon tehon suhde yhtälön 5 mukaisesti: /25/

$$S_{grid} \geq \left( \frac{1}{u_{max}} S_{gen} \right) \cdot 100 \% \quad (5)$$

missä  $u_{max}$  on suurin sallittu jännitteen nousu [%]

$S_{grid}$  on verkon oikosulkuteho liittymispisteessä [VA]

$S_{gen}$  on kaikkien liittymispisteeseen liitettyjen tuotantoyksiköiden yhteenlaskettu nimellisteho [VA]

Käytännössä liittymispisteen oikosulkutehon tulee olla tarpeeksi suuri liitettävään tehoon nähden ja mitä jäykempi verkko, sitä vähemmän jännite muuttuu. Esimerkiksi verkon oikosulkutehon tulee olla vähintään 25-kertainen liittymispisteeseen liitettyyn tuotantotehoon verrattuna, mikäli jännitteeseen sallitaan 4 % muutos. /25/

### 5.3.4 Nopeat jännitevaihtelut ja välkyntä

Nopealla jännitemuutoksella tarkoitetaan jännitteen tehollisarvon nopeaa muutosta tasolta toiselle. Tyypillisesti jännitteen muutos ei ylitä 5 %:a nimellisjännitteestä. Kun jännite laskee yli 10 % nimellisjännitteestä katsotaan sen olevan jännitekuoppa. /45/

Hetkelliset jänniteheilahdukset aiheutuvat esimerkiksi tuotantolaitteistojen kytkennöistä. Suurin hetkellinen jännitteen muutos voidaan laskea yhtälöllä 4: /25/

$$d_{c \max} = \left( \frac{S_{gen} I_{start\_gen}}{S_{grid} I_{n\_gen}} \right) \cdot 100 \% \quad [%] \quad (4)$$

missä  $S_{grid}$  on liittymispisteen oikosulkuteho [VA]

$S_{gen}$  on tuotantolaitteiston nimellisteho [VA]

$I_{start\_gen}$  on tuotantolaitteiston käynnistysvirta [A]

$I_{n\_gen}$  on tuotantolaitteiston nimellisvirta [A]

$d_{c \max}$  suurin sallittu jännitteenmuutos [%]

Edellä esitetty jännitteen nousun maksimiarvo  $u_{\max} = 4 \%$  aiheuttaa sen, että suhde  $S_{grid}/S_{gen}$  tulee olla minimissään 25. Jos jännitteen muutokseksi  $d_{c \max}$  sallittaisiin enintään 5 %, saisi tuotantolaitteiston käynnistysvirta suhteessa sen nimellisvirtaan olla enintään 1,25-kertainen. /25/

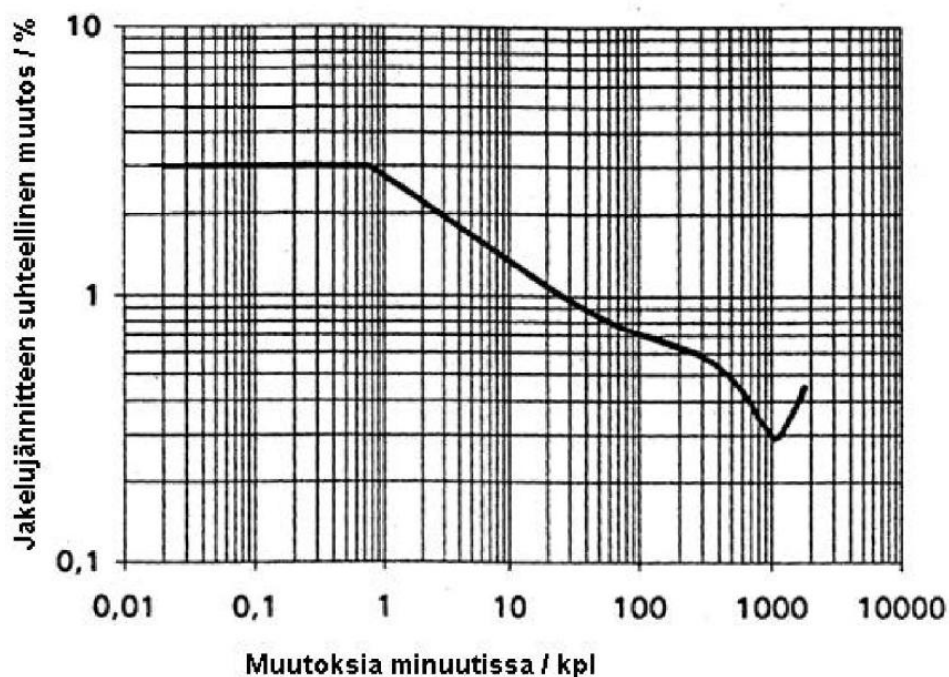
Standardi EN 50160 ei määritä tarkkoja arvoja yksittäisille nopeille jännitteen muutoksille. Kuormitusmuutokset tai verkkoon kytkeytyminen normaaliolosuhteissa ei saa aiheuttaa yli 5 % jännitteenmuutosta pienjänniteverkossa eikä 4 % muutosta keskijänniteverkossa. /45/

Peräkkäiset nopeat jännitetason vaihtelut voivat aiheuttaa välkyntää. Välkyynnällä tarkoitetaan valonlähteen luminanssin tai spektrijakautuman muutosten aiheuttamaa näköaistimuksen epävakaisuutta, jonka ihminen havaitsee häiritsevänä lampujen välkyntänä. Tuuliturbiinien on havaittu aiheuttavan välkyntää ja jännitevaihteluita verkkoon. Tämä johtuu pääasiassa generaattorin lyhyistä tehonvaihteluista sekä päälle- ja poislykyntästä. Generaattorin tehonvaihtelut aiheutuvat tuulivoimalan roottorin epätasaisesta pyörimisestä, mikä puolestaan johtuu tuulennopeuden hetkellisistä muutoksista ja tornin aiheuttamasta varjosta, joka saa aikaan pyörimisnopeuden hetkellisen hidastumisen lavan ollessa tornin kanssa yhdensuuntainen. Ilmiö toistuu pyörähdyksen aikana kolme kertaa, joten tehonvaihtelut tapahtuvat noin 1 Hz välein. /1/, /2/.

Välkyntänsärsyttävyyttä tarkastellaan lyhytaikaisella häiritsevyyssindeksillä ja siitä johdetulla häiritsevyyssindeksillä. Lyhytaikainen häiritsevyyssindeksi mitataan kymmenen minuutin aikaväliltä ja pitkäaikainen häiritsevyyssindeksi lasketaan kahdestoista kahden tunnin mittausaikaväliltä saadusta lyhytaikaisesta häiritsevyyssindeksin arvosta. EN 50160 esittää jakelujännitteen välkyntälle rajan, jonka mukaan viikon mittausajalla pien- ja keskijänniteverkoissa 95 % pitkäaikaisen häiritsevyyssindeksin arvoista tulisi olla alle 1. /45/

Kuva 20 esittää jakelujännitteen suositeltua suhteellista muutosta muutostaajuuden funktiona. Käyrän mukaan harvoin toistuva muutos saa olla enintään noin 3 %. Voimalan käynnistyksistä aiheutuvat jännitteenmuutokset ovat hyväksyttävää 5 %:iin asti edellyttäen, että käynnistys tapahtuu 2–3 kertaa tunnissa.





Kuva 20. Jakelujännitteen suurin suhteellinen muutos muutostaajuuden funktiona.  
/43/

### 5.3.5 Yli- ja alijännitteet ja lyhyet keskeytykset

Yli- ja alijännitteet ovat äkillisiä muutoksia jännitetasossa, jotka kestävät tietyn ajan. Näitä tarkastellaan jännitekuoppasietoisuusvaatimuksilla (*FRT, Fault Ride Through*), jolla tarkoitetaan viansietokykyä eli kykyä pysyä verkossa tietyn ajan, vaikka jännite poikkeaisikin normaaliarvojen ulkopuolelle.

Jännitekuopalla tarkoitetaan jännitteen äkillistä alenemista 1–90 % nimellisjännitteestä, jota seuraa jännitteen palautuminen normaalitasolle. Jännitekuopan kesto on 10 ms:sta 1 minuuttiin ja jännitekuopan suuruus määritellään vertaamalla jännitteen alinta tehollisarvoa sopimuksen mukaiseen jakelujännitteeseen. Jännitekuopat johtuvat yleensä verkossa tapahtuvista vioista, mutta myös suurempien kuormien kytkennät voivat aiheuttaa jännitekuopan. Tavanomainen jännitekuoppa on suuruudeltaan 10–15 % nimellisjännitteestä. /45/

Jännitekuopan syntyessä on tärkeää yrittää palauttaa jännite nimellistasolle mahdollisimman nopeasti, jotta verkko pysyisi stabiilina. Voimalaitosten ja siirtoverk-

kotasolle kytketyiden tuulivoimaloiden ja tuulipuistojen irtoaminen verkosta pahentaa jännitekuoppaa ja heikentää verkon stabiilisuutta. Tämän vuoksi verkkomääräyksissä edellytetään voimaloiden tukevan sähköverkkoa häiriötilanteissa vaikka jännite putoaisi hyvinkin alas. FRT -vaatimus määrittää jännitekuopan taason ja keston, jonka aikana voimalaitoksen on pysyttävä verkossa.

Jakeluverkkotasolla on tyypillisempää vaatia nopeaa eroonkytkentää kuin edellyttää jännitekuopansietokykyä. /25/

### 5.3.6 Harmoniset ja epäharmoniset yliaallot

Vaihtosähkölaitteet on suunniteltu toimimaan sinimuotoisella virralla ja jännitteellä. Todellisissa sähköjärjestelmissä jännitteen ja virran muodot poikkeavat kuitenkin sinimuodosta muun muassa harmonisten yliaaltojen takia. Harmoninen yliaaltojännite on sinimuotoinen jännite, jonka taajuus on nimellisjännitteen perusaallon taajuus kokonaisluvulla kerrottuna. Harmonisia yliaaltoja aiheuttavat epälineaariset kuormitukset ja kuormitukset, jotka ottavat verkosta muuta kuin sinimuotoista virtaa. Yliaaltoja aiheuttavia laitteita ovat mm. hakkuriteholähteet, tasasuuntaajat, taajuusmuuttajat ja tyristorit. Yliaallot aiheuttavat häviöiden kasvua verkossa, muuntajien ylikuormittumista, laitteiden kuormitettavuuden alenemista, mittareiden virhenäyttämiä, suoja-areiden virhetoimintoja sekä nollajohtimen ylikuormittumista. Yliaallot ilmenevät jännitemuodon säröytymisenä. /26/

Yksittäisen harmonisen yliaaltojännitteen suuruutta kuvataan vertaamalla sen amplitudia perustaajuiseen komponenttiin. Harmonisia yliaaltoja kuvataan harmonisella kokonaissäröllä eli THD-arvolla, joka lasketaan yhtälöllä 6:

$$THD = \sqrt{\sum_{k=2}^{40} (u_k)^2} \quad (6)$$

missä  $u_k$  on yksittäinen yliaaltojännite

Standardi EN 50160 antaa raja-arvot viikon tarkastelujaksolla yksittäisten harmonisten yliaaltojännitteiden 10 minuutin tehollisarvoille, lisäksi annetaan raja harmoniselle kokonaissärölle, joka saa liittymiskohdassa olla maksimissaan 8 %.

Harmonisten yliaaltojen rajat on esitelty taulukossa 4. Rajat ovat pienjänniteverkolla prosentteina nimellisjännitteestä  $U_n$  ja keskijänniteverkolla prosentteina sopimuksen mukaisesta jakelujännitteestä  $U_c$ . Käytännössä pienvoimaloille tulisi asettaa suunnittelun lähtötavoite tiukemmaksi kuin standardi. /43/, /45/

Taulukko 4. Harmonisten yliaaltojännitteiden arvot liittämiskohdassa järjestyslu-  
kuun 25 saakka. /45/

Parittomat yliaallot, kolmella jaottomat		Parittomat yliaallot, kolmella jaolliset		Parilliset yliaallot	
Järjestys- luku n	Yliaalto- jännite %	Järjestys- luku n	Yliaalto- jännite %	Järjestys- luku n	Yliaalto- jännite %
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,5	6 ... 24	0,5
13	3	21	0,5		
17	2				
19	1,5				
23	1,5				
25	1,5				
Kokonaissärö	THD 8 %				

Epäharmonisen yliaaltojännitteen taajuus on harmonisten yliaaltojen välissä. Epäharmoniset yliaallot voivat esiintyä yksittäin tai laajakaistaisena spektrinä. Standardissa EN 50160 ei ole määritetty nykyisen tietotason perusteella epäharmonisille ylijännitteille vaatimustasoa. /45/

Jännitteen yliaallon suuruus riippuu aina verkon impedanssista Ohmin lain mukaan. Tästä syystä suurimmat sallitut yliaaltokomponentit tulee määrittää virralle. Tuulivoimaloissa käytetyt tehoelektroniikkalaitteet aiheuttavat yliaaltoja kilohertsi-luokan kytkentätaajuuksien läheisyyteen, joten myös suuren järjestysluvun yliaallot on huomioitava. /25/

Tuulivoimalan aiheuttamat sallitut yliaaltojen määrät on annettu myös virtoina, koska verkon jännitteen säröytyminen riippuu yliaaltovirroista. Nämä on esitetty taulukossa 5. Senerin suosituksen mukaan suurin sallittu kokonaissärö, 5 %, on hyvä suunnittelun lähtökohta. /43/

Taulukko 5. Tuulivoimalalle sallittavat yksittäiset yliaaltovirrat prosentteina liittymän referenssivirrasta /43/

Yliaallon järjestysluku (n)	Parittomat yliaaltovirrat $I_h$ , prosentteina $I_R$ :sta	Parilliset yliaaltovirrat $I_h$ , prosentteina $I_R$ :sta
$n < 11$	4,0	1,0
$11 \leq n < 17$	2,0	0,5
$17 \leq n < 23$	1,5	0,4
$23 \leq n < 35$	0,6	0,2
$35 \leq n < 50$	0,3	0,1

Lisäksi liittymispisteelle voi olla annettu tietty maksimiarvo, joita ei saa ylittää. Tällöin generaattoreiden määrän kasvaessa, yksittäisen generaattorin sallitut päästörajat tiukentuvat. /25/

### 5.3.7 Jännitteen epäsymmetria

Epäsymmetria on tilanne, jossa vaihejännitteiden tehollisarvot tai niiden väliset kulmat eivät ole yhtä suuria. Epäsymmetrian takana voi olla esimerkiksi maasulku tai yhden vaiheen palaminen. Pienjänniteverkossa vaiheet kuormittuvat epäsymmetrisesti aina jossain määrin yksivaiheisten sähkölaitteiden takia. Myös 1-vaiheisen tuotantoyksikön liittäminen 3-vaiheverkkoon aiheuttaa jännitteen epäsymmetrian. Tällöin tulee varmistua siitä, ettei jännitteen epäsymmetria kasva liian suureksi.

Epäsymmetria määritellään jännitteen vastakomponentin suhteena jännitteen myötäkomponenttiin. Standardin EN 50160 mukaan viikon tarkastelujaksolla normaaleissa käyttöolosuhteissa 95 % jakelujännitteen vastakomponentin 10 minuutin tehollisarvon keskiarvoista tulee olla välillä 0–2 % myötäkomponentista. /45/

### 5.3.8 Jälleenkytkentä

Jälleenkytkennällä pyritään poistamaan mahdollinen vika jakeluverkosta katkaisemalla sähkönsyöttö vikapaikkaan hetkeksi ja kytkemällä syöttö uudelleen päälle. Hajautettu tuotanto aiheuttaa yleensä jälleenkytkennän epäonnistumisen ja aiheuttaa ongelman jakeluverkon suojaukselle. Kun verkossa on hajautettua tuotantoa, on mahdollista, että hajautettu tuotanto jää yksin ylläpitämään jännitettä jäl-

leenkytkennän jännitteettömäksi tarkoitetun väliajan ajaksi. Tällöin vikapaikassa oleva valokaari ei pysty sammumaan ja vika jää pysyväksi ja jälleenkytkentä epäonnistuu. Jälleenkytkennän toiminnan kannalta on tärkeää, että voimalaitos irtoaa verkosta jälleenkytkennän jännitteettömänä aikana. Nopea irtikykytyminen on myös tärkeää voimalan kannalta, sillä tuulivoimalan voimansiirto-osat voivat vaurioitua tahdistamattoman verkkoon kytkeytymisen seurauksena. Mikäli onnistunut jälleenkytkentä on poistanut vian verkosta, voidaan voimalaitos liittää takaisin verkkoon mahdollisesti tarvittavan tahdistuksen jälkeen. /33/

### **5.3.9 Saarekekäyttö**

Verkon vioittunut osa pyritään irrottamaan mahdollisimman nopeasti vahinkojen estämiseksi. Jos vioittunut osa sisältää hajautettua sähköntuotantoa, on mahdollista, että voimala jää vikatilanteessa syöttämään muusta verkosta irti kytkettyä verkon osaa, jossa vika voi jatkua tai se voi olla poistunut. Mikäli tuotanto ja kulutus vastaavat suunnilleen toisiaan voi voimala jäädä saarekekäyttöön.

Saarekekäyttöön liittyy aina turvallisuusongelma, sillä maasulkupaikkaan voi syntyä vaarallisia kosketus- tai askeljännitteitä. Hajautettua tuotantolaitosta ei yleensä ole suunniteltu toimimaan saarekkeessa, jolloin saarekkeessa tuotetun sähkön laatua ei voida taata. Sähkön laadunvaihtelut voivat vaurioittaa verkon sekä kuluttajan laitteistoja. Epätahdissa tapahtuva uudelleenkäynnistys verkkoon voi johtaa vastaaviin ongelmiin kuin epäonnistunut jälleenkytkentä. Saarekekäytön toinen ongelmatilanne on generaattorin itsemagnetointi. Epätahtigeneraattori tarvitsee toimiakseen magnetointiin loisvirtaa, jonka se ottaa sähköverkosta. Mikäli loisvirtaa ei ole saatavilla ja tuotanto on kulutusta suurempi, syntyy resonanssitilanne, jolloin tuulivoimalan roottorin pyörimisnopeus ja taajuus kasvaa. /2/, /25/

### **5.3.10 Virran DC-komponentti**

Virran DC-komponentti aiheuttaa mm. muuntajien kyllästymistä, mikä heikentää muuntajan kuormitettavuutta. Tämän vuoksi tuotantoyksikön ulostulovirran DC-komponentille täytyy antaa raja-arvo. /25/

### 5.3.11 Tuulivoimalan kytkeminen verkkoon ja tahdistaminen

Verkkoon kytkemisestä aiheutuva jännitteenmuutos voidaan laskea yhtälöllä 6: /43/

$$\Delta U = i_{suhde} \cdot \frac{S_n}{S_k} \cdot U_v \quad [\text{V}] \quad (6)$$

missä  $i_{suhde}$  pienvoimalan kytkentävirran suhde nimellisvirtaan

$S_k$  on verkon oikosulkuteho ensimmäisessä muun kuluttajan kanssa olevassa verkon pisteessä [VA]

$S_n$  on pienvoimalan nimellisteho [VA]

$U_v$  on verkon vaihejännite [V]

Pienvoimalan verkkoon kytkeminen saa standardin EN 50160 mukaan aiheuttaa 5 %:n suuruisen jännitteenmuutoksen. Sener kuitenkin suosittaa käyttämään pienempää 4 %:in arvoa. Yhtälöstä 6 saadaan johdettua oikosulkutehon  $S_k$  yhtälö: /43/

$$S_k \geq 25 \cdot i_{suhde} \cdot S_n \quad [\text{VA}] \quad (7)$$

Suorassa verkkoon kytkennässä esim. epätahtigeneraattoreilla kytkentävirta on 3–8 kertaa nimellisvirta. Kytkentävirtaa voidaan rajoittaa käyttämällä virtaa rajoittavia pehmökäynnistimiä. /43/

Tahdistaminen voidaan tehdä manuaalisesti tai automaattisesti. Automaattinen tahdistus on luonnollisesti suositeltavampi vaihtoehto. /43/

## 5.4 Verkkomääräysten soveltaminen täysohjatuille tuulivoimalalle

Täystehotaajuusmuuttajalla varustettu tuulivoimala voi säätää verkkoon syöttämäänsä jännitetasoa. Säätö voidaan tehdä täystehotaajuusmuuttajassa tai tuulivoimalan muuntajassa, jolloin jänniteensäätö tapahtuu muuntajan käämikytkimellä. Täystehotaajuusmuuttajan välipiirin jännitettä voidaan maltillisesti nostaa tai laskea jolloin verkkoon syötetty jännite muuttuu sen mukaisesti. Korkein jännitteen taso riippuu komponenttien jännitekestoisuudesta ja alin taso muodostuu välipiirin virran mukaan, joka ei saa ylittää virtakestoisuutta. /7/

Verkon taajuuden vaihtelu ei juuri vaikuta tuulivoimalan toimintaan. Voimala voi säätää verkkoon syöttämänsä sähkön taajuutta pätötehoa säätämällä tuulesta saadun tehon ja laitteiston rajoissa. /36/

Pätötehoa voidaan syöttää verkkoon aina kun tuulesta saadaan energiaa. Pätötehon vähentäminen on aina mahdollista, mutta lisääminen on hyvin rajoitettua ja riippuu käytännössä tuulivoimakkuudesta. Pätötehon syöttöä verkkoon voitaisiin lisätä, mikäli voimalaa ajettaisiin osateholla. Ongelma tässäkin on tuulennopeuden äkilliset muutokset. Tuulivoimalasta voi saada enemmän pätötehoa perustuen hitausmomenttiin, mutta tällöinkään tehoa ei voi nostaa kuin hetkellisesti, jonka jälkeen on roottorin annettava kiihtyä uudelleen. /36/

Täystehotaajuusmuuttaja voi säätää verkkoon syöttämäänsä tai sieltä ottamaansa loistehoa. Voimala voi loistehon säädöllä kompensoida loistehon tarvetta tai kuluttaa sitä tarvittaessa sekä säätää liityntäpisteen jännitettä. Loistehosäädön vaikutus jännitteeseen riippuu sähköverkon rakenteesta ja jäykkyydestä. /7/

Korkeat ylijännitteet ovat haasteellisia tuulivoimalan täystehotaajuusmuuttajalle, sillä jännitetason noustessa nousee myös muokkaimen välipiirin jännite. Mikäli jännitetaso nousee liikaa, on voimala irrotettava verkosta. Voimalan muuntajan käämikytkimen salliessa, voidaan saada lisää marginaalia välipiirin jännitteelle. /7/

Jännitteen pudotessa verkossa nopeasti, on tuulivoimalan syötettävä teho muualle kuin sähköverkkoon. Täystehotaajuusmuuttajan välipiiriin voidaan sijoittaa suuria sähkövastuksia, joihin teho voidaan ajaa tarvittaessa. Ne lämpenevät nopeasti syötettäessä niihin energiaa, ja jotteivät ne rikkoontuisi, on niiden annettava välillä jäähtyä. Ylimääräinen teho voidaan myös kuluttaa generaattorissa, kierrättämällä virta taajuusmuuttajan kautta ja ajamalla generaattoria moottorina, mutta tämä tapa kuluttaa ja rasittaa voimalan voimansiirtoa todella paljon.

Roottorin pyörimisen hitausmomentti ja epätahtikoneen pyörimisnopeuden vaihtelu lieventävät tuulivoimalaan liittyviä jännitevaihteluja. Myös epätahtigeneraattorin ottama loisteho kasvaa tuotetun pätötehon kasvaessa pienentäen jännitteen nousua. Loisteho vastaavasti pienenee pätötehon tuotannon laskiessa hidastaen jännitteen laskua. Lisäksi useampi samalle alueelle sijoitettu tuulivoimala tasaa tuotantoa kun tuu-

livoimalat eivät yhdessä aiheuta sähköverkkoon paljon jännitevaihteluita tai välkyntää. Tuulivoimalan aiheuttamia nopeita jännitevaihteluita voidaan tasata välipiirin jännitteellä, joka pienentää entisestään verkkoon heijastuvaa välkyntää. /1/, /36/

Täyستهotaajuusmuuttajalla varustettu tuulivoimala tuottaa verkkoon yliaaltoja, jotka aiheuttavat verkkoon häiriöitä sekä häviöitä. Yliaaltojen alkuperän selvitys on haastavaa; mitkä yliaallot johtuvat voimalasta ja mitkä sähköverkosta. Yliaallot riippuvat myös verkon liityntäpisteestä. Yliaaltoihin voidaan vaikuttaa voimalan muuntajan valinnalla ja taajuusmuuttajan säädöillä. Yliaaltoja voidaan vähentää myös suodattimilla. /7/, /36/

Täyستهotaajuusmuuttaja havainnoi yksinsyöttöä ja mahdollista saareketta jännitettä ja taajuutta tarkkailemalla. Muokkaimessa algoritmin ehtojen täytyessä taajuusmuuttaja päättelee voimalan syöttävän verkkoa saarekkeessa ja siten irrottautuu verkosta. Se ei kuitenkaan ole täysin varma tapa todentaa verkon tiloja. /36/

## 5.5 Verkkomääräykset Suomessa

### 5.5.1 Liittyminen jakeluverkkoon

Tuulivoimalan liitääntää jakeluverkkoon tarkastellaan tässä yhteydessä Helsingin Energian liittymisehtojen kannalta. Helsingin Energia laskee ohjeistuksessaan jakeluverkoiksi kaikki alle 110 kV:n sähköyhtiön hallinnassa olevat sähköjakeluun tarkoitetut verkot. Ohjeistus käyttää Senerin pienvoimaloiden luokitusta, jonka perusteella tuulivoimalat sijoittuvat luokkaan 4. /16/

Tuotantolaitteiston ja verkon yhteensopivuuden takaamiseksi voimalaitoksen tulee käyttää automaattitahdistinta. Tahtigeneraattoreiden tahdistusehtoina ovat:

- $\Delta U < \pm 8 \% U_N$
- $\Delta f < \pm 0,5 \text{ Hz}$
- $\Delta \varphi < \pm 10^\circ$ .

Epätahtigeneraattoreille sekä taajuusmuuttajan kautta verkkoon kytketyille tuulivoimaloille on pääsääntöisesti voimassa samat ehdot kuin tahtigeneraattoreille. Tahdistamaton verkkoonkytkentä on kuitenkin sallittu jos epätahtigeneraattorin



kierroslukuero on pienempi kuin  $\pm 5\%$   $n_N$ . Taajuusmuuttajan kautta kytketty tuulivoimala voidaan kytkeä verkkoon ilman erillistä tahdistinta, jos verkkosuuntaaja synkronoituu automaattisesti eikä kytkeminen aiheuta haitallista käynnistysvir-tasysäystä. /16/

Tuulivoimalan liityntäpisteen oikosulkuteho on oltava vähintään 25-kertainen tuulivoimalan nimellistehoon verrattuna ja suurin sallittu jännitemuutos saa olla 5 %. Helsingin Energia edellyttää tuotetun sähkön täyttävän standardin EN 50610 ja alan suositusten mukaiset vaatimukset. /16/

Sallitut yliaaltovirrat ovat taulukoiden 6 ja 7 mukaiset. Liittymän referenssivirta on sulakepohjaisessa liittymässä pääsulakkeen nimellisvirta ja tehopohjaisessa liittymässä liittymissopimuksen tehosta laskettu virta. Lisäksi tuulivoimalan tulee toimia suuremmalla tehokertoimella kuin  $\cos\phi = 0,95$  (ind. tai kap.). /16/

Taulukko 6. Pienjänniteverkkoon liitetyn laitteiston aiheuttamat sallitut yliaaltopi-toisuudet komponenteittain /17/

Referenssivirta	Suositeltava raja	
$\leq 25$ A	Saa käyttää laitestandardin mukaisia laitteita	
25 A ... 200 A	Vian harmoninen kokonaissärö saa olla enintään 10 %	
> 200 A	Vian harmoninen kokonaissärö saa olla enintään 8 % referenssivirrasta, mutta kuitenkin vähintään 20 A sallitaan. Lisäksi yksittäisten yliaaltojen osalta sallitaan:	
	< 11	7,0 %
	11 - 16	3,5 %
	17 - 22	2,5 %
	23 - 34	1,0 %
	> 34	0,5 %

Taulukko 7. Keskijänniteverkkoon liitetyn laitteiston aiheuttamat sallitut yliaalto-pitoisuudet komponenteittain /17/

Referenssivirta	Suositeltava raja	
Kaikki	Vian harmoninen kokonaissärö saa olla enintään 8 % referenssivirrasta. Lisäksi yksittäisten yliaaltojen osalta sallitaan:	
	< 11	7,0 %
	11 - 16	3,5 %
	17 - 22	2,5 %
	23 - 34	1,0 %
	> 34	0,5 %

Helsingin energian liittämisehdot määrittävät vaatimukset myös verkon toiminnalle häiriötilanteissa sekä yksinsyötön estosuojaukselle. Näiden mukaan tuulivoimala on varustettava suojalaitteilla, jotka kytkevät voimalan syöttämän saarekkeen irti yleisestä verkosta jos verkkosyöttö katkeaa, jännite tai taajuus laitteiston liitännänoissa poikkeaa verkon normaaleista arvoista. Suojareleiden asetteluarvot on esitetty kappaleessa 6.4.1. /16/

Tuulivoimalan laitteiston tulee sietää rikkoutumatta yleisen jakeluverkon käyttöhäiriöt, kuten oikosulut, maasulut pikajälleenkytkentöineen, jännitekuopat ja taajuushäiriöt. Tuulivoimala ei saa kytkeytyä jakeluverkkoon, ellei jakeluverkon jännite ja taajuus pysy vaadittujen suojalaitteiden asettelurajojen sisäpuolella.

### **5.5.2 Liittyminen kantaverkkoon**

Kantaverkkoon liittymän ohjeistuksesta vastaa Fingrid, joka asettaa lähtökohtaisesti samat liittymävaatimukset tuulivoimalalle kuin muillekin sähköntuotantolaitoksille. Yleiset vaatimukset on määritelty pohjoismaisissa tuulivoimaloiden liittymisehdoissa ja niitä on täsmennetty yleisissä liittymisehdoissa sekä voimalaitosten järjestelmäteknisissä vaatimuksissa.

Tuulivoimaloille on asetettu lisävaatimuksia, jotka liittyvät lähinnä tuulivoimalan tehon- ja jännitteensäätöön sekä voimalan pysäytykseen. Vaatimukset ovat voimassa vain yli 10 MVA tuulipuistoille tai useammille yksittäisille tuulivoimaloille, joiden yhteenlaskettu teho liittymäpisteessä ylittää 10 MVA. /9/, /11/

Tuulivoimala voidaan liittää Fingridin, alueverkkoyhtiön tai voimalan omaan kytkinlaitokseen tai haarajohtona Fingridin tai alueverkkoyhtiön johtoon. Fingridin sähköverkkoon liityttäessä otetaan huomioon liittymän tarve ja tekniset reunaehdot. Pienitehoiset tuulivoimalat tulee liittää pääsääntöisesti jakelu- tai alueverkkoon. Tällä varmistetaan kantaverkon toimintavarmuus ja tehokkuus. /8/, /11/

400 kV ja 220 kV liittymä toteutetaan katkaisijakentällä kytkinlaitokseen ja 110 kV liittymä kytkinlaitteella johtoon tai kytkinlaitokseen. Yli 250 MVA tuulipuisto on ensisijaisesti liitettävä 400 kV verkkoon, mutta tätä pienemmät tuulipuistot voidaan liittää myös 110 kV verkkoon. Voimajohdon varrelle liitetyssä voimalas-

sa tulee olla eroonkytkentäreleistys, joka mahdollistaa runkojohdon pikajälleenkytkennän ja erottaa voimalaitoksen verkosta jos runkojohdolle syntyy vika. /8/, /11/

Verkon siirtokyvyn riittävyys on tarkistettava ja kantaverkkoon liitettävien tuuli-voimaloiden tulee sijaita voimajärjestelmän kannalta riittävästi maantieteellisesti hajautettuna. Samalle runkojohdolle haarana liitettävien voimaloiden määrä riippuu vikasuojauksen toteutettavuudesta. Haarajohdon pituus saa olla korkeintaan puolet etäisyydestä lähimpään runkojohdon suojaavaan katkaisijaan tai jos haaralla on suojaava katkaisija, haaran pituus voi olla yhtä suuri kuin etäisyys lähimpään runkojohdon suojaavaan katkaisijaan. /8/, /11/

Tuulivoimalan ja kantaverkon suojauksen on toimittava yhdenmukaisesti ja selektiivisesti, jotta verkon käyttövarmuus säilyy. 400 kV verkon vian laukaisuaika saa olla korkeintaan 0,1 s suuriresistanssisia maasulkuja lukuun ottamatta. Lisäksi pääsuojan tulee olla kahdennettu ja täydennetty viestiyhteydellä sekä suuriresistanssisia maasulkuja varten tulee olla suojaus. /8/

110 kV:n sähköverkossa pääsuojan tulee toimia enintään 0,1 sekunnissa ja varasuojan enintään 0,5 sekunnissa. Sähköaseman kiskovian toiminta-aika saa olla enintään 0,5 s ja varasuojauksen 0,8 s. Silmukoiduissa 110 kV:n taajamaverkossa suojauksen on toimittava enintään 0,1 sekunnissa. Suuriresistanssisten maasulkujen suojauksen toiminta-aika tulee porrastaa 1–4 s välille sekä sovittaa kantaverkon suojaukseen. /8/

Kantaverkon suojaus on suunniteltu toimimaan ensisijaisesti vain kantaverkon johtovioissa, mutta käytännössä suojaus saadaan usein aseteltua toimimaan luotettavasti myös lyhyehköjen haarajohtojen vioissa. /8/

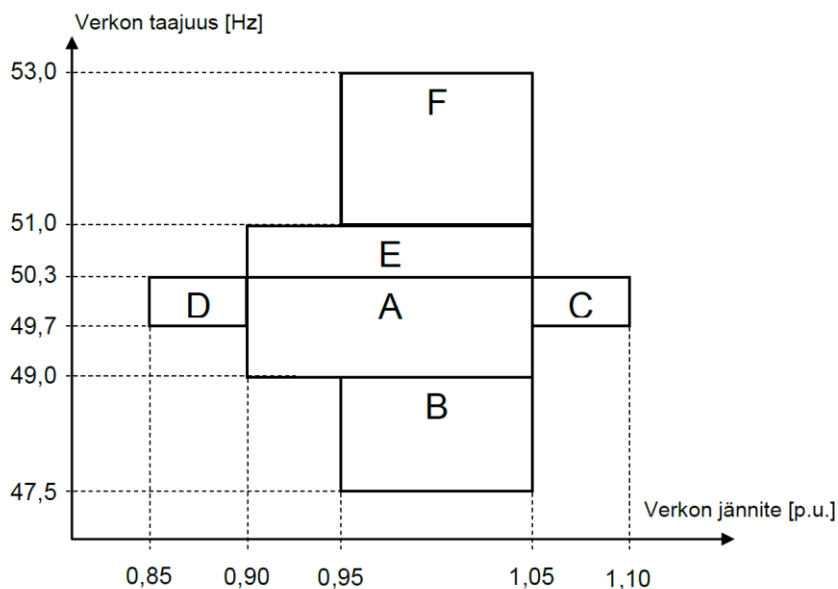
Poikkeuksellinen jännite, taajuus tai jännitteen häviäminen eivät saa aiheuttaa vahinkoa tuulivoimalalle tai verkolle. Suojauksen voi toteuttaa esimerkiksi yli- ja alijännitesuojauksella sekä taajuussuojauksella. /8/

Tuulipuiston on pystyttävä säätämään pätötehoa kauko-ohjauksella. Pätötehon 10 minuutin keskiarvo ei saa ylittää määriteltyä tasoa ja yläraja on voitava asettaa  $\pm 5$

% tarkkuudella alueella 20–100 % tuulipuiston nimellistehosta. Voimalan pätötehon nosto- ja laskunopeutta on pystyttävä rajoittamaan 10 % nimellistehosta minuutissa. Alaspäin tapahtuvaa pätötehon ohjausta koskevaa vaatimusta ei tarvitse noudattaa mikäli tuulen voimakkuus heikkenee nopeasti. /10/

Tuulipuiston on pystyttävä tarvittaessa nopeaan alassäätöön, jolloin pätötehoa on pystyttävä säätämään alaspäin 100 prosentista 20 prosenttiin nimellistehosta alle 5 sekunnissa. Tuulivoimalan pätötehon tuotantoa on pystyttävä säätämään myös järjestelmätaajuuden mukaan ja säädön on toimittava verrannollisesti taajuuspoikkeamaan. Tuulipuiston voimaloiden pysäytyksen tulee olla porrastettu. /10/

Tuulipuiston loistehotuotantoa on pystyttävä säätämään, joko säätämällä loistehon siirtoa siirtoverkkoon tai loistehon tuotantoa liittymispisteen jännitteen mukaan. Tuulipuistolla tulee olla riittävä loistehokapasiteetti, jotta sitä voidaan käyttää nolaloisteholla jännitteen ja taajuuden ollessa kuvan 21 ja taulukon 8 toiminta-alueilla. Tuulipuiston tulee kyetä toimimaan nimellispätötehoilla tehokertoimella  $0,95_{ind}$ , kun verkkojännite on alueella 90–100 % ja  $0,95_{kap}$ , kun verkkojännite on alueella 100–105 %. /9/, /10/

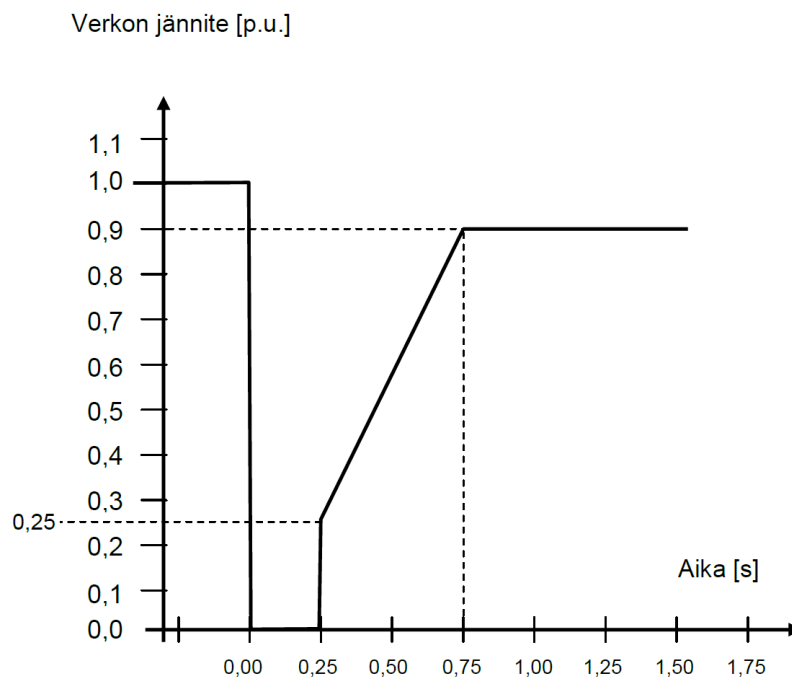


Kuva 21. Toiminta poikkeavalla jännitteellä. Verkon jännite 100 % vastaa 400 kV:n verkossa 400 kV:n, 220 kV:n verkossa 233 kV:n ja 110 kV:n verkossa 118 kV:n jännitettä. /10/

Taulukko 8. Kuvan 21 alueisiin liittyvät vaatimukset. /10/

Alue	Vaatus
A	Normaali jatkuva käyttö. Voimajärjestelmän jännitteestä ja taajuudesta johtuvaa pätötehon tai loistehon tuotantokyvyn alenemista ei sallita.
B	Vähintään 30 minuutin keskeytymätön käyttö. Pätötehon tuotannon sallitaan alenevan taajuuden lineaarisena funktiona 0 % alenemasta taajuudella 49,0 Hz 15 % alenemaan taajuudella 47,5 Hz.
C	Vähintään 60 minuutin keskeytymätön käyttö. Pätötehon tuotanto voi alentua 10 %.
D	Vähintään 60 minuutin keskeytymätön käyttö. Pätötehon tuotanto voi alentua 10 %.
E	Vähintään 30 minuutin keskeytymätön käyttö. Mahdollinen pätötehon tuotanto voi laskea vähän. (Tällaisten käyttöolosuhteiden kokonaiskesto on normaalisti enintään 10 tuntia vuodessa.)
F	Vähintään 3 minuutin keskeytymätön käyttö. Pätötehon tuotanto voi laskea, mutta voimaloiden tulee pysyä kytkettynä voimajärjestelmään.

Tuulipuiston tulee tukea verkkoa mahdollisimman pitkään suurten jännitehäiriöiden aikana. Tuulipuiston on pysyttävä kytkettynä voimajärjestelmään ja jatkaamaan toimintaansa vikojen aikana ja niiden jälkeen kuvan 22 jännitekuoppavaatimuksen mukaisesti. Vika-aika, jonka aikana liittymispisteen jännite voi olla nol-la, on 250 millisekuntia. /9/, /10/



Kuva 22. Vian aiheuttama jännitekuoppa, jonka tuulipuiston tulee kestää irtoamatta verkosta /10/

## 6 SUOJAUS

### 6.1 Yleistä relesuojauksesta

Relesuojauksen tavoitteena on riittävän hyvänlaatuisen sähkön toimittaminen kulluttajille. Suojauksella pyritään vähentämään käyttökeskeytyksiä ja rajoittamaan vika-alue mahdollisimman pieneksi. Häiriön aiheuttaa useimmiten satunnainen ulkopuolinen häiriölähde, joka aiheuttaa järjestelmään joko ohimenevän tai pysyvän vian. Relesuojausta käytetään jakeluverkossa ja siirtoverkossa. /39/

Nykyaikaiset releet ovat elektronisia ja mikroprosessoripohjaisia, joissa hyödynnetään digitaalista signaalinkäsittelyä. Releet mahdollistavat suojaustoiminnan lisäksi erilaisia mittaus- ja ohjaustoimintoja. Sarjamuotoinen siirtoväylä mahdollistaa releen kommunikoinnin ylemmän tason automaatiojärjestelmän kanssa, jolloin järjestelmästä muodistuu älykäs ja tarvittava ihmistyö, virheet vähenevät ja sitä kautta saavutetaan parempi sähkön laatu. /39/

### 6.2 Relesuojauksen tavoitteet ja tehtävät

#### 6.2.1 Relesuojauksen perusvaatimukset

Relesuojaukselta edellytetään: /34/, /39/

- Suojauksen toiminnan on oltava selektiivistä, jolloin vian vaikutusalue rajataan mahdollisimman pienelle alueelle.
- Suojareleen on toimittava riittävän nopeasti, että vaurioiden määrää jäisi kohtuullisen pieniksi. Suojareleiden käyttö parantaa henkilö- ja paloturvallisuutta ja ylläpitää verkon stabiilisuutta. Toisaalta rele ei saa toimia liian nopeasti, sillä jotkut viat ovat ohimeneviä ja liian nopea suojaus voi toimia turhaan näissä vioissa aiheuttaen turhia jännitekatkoksia.
- Suojauksen on toimittava aukottomasti. Tällä tarkoitetaan, että jokainen verkon kohta kuuluu ainakin yhden releen suojausalueeseen. Jos releen suojausalueet menevät päällekkäin, saavutetaan tarvittava selektiivisyys aikaporrastuksella.
- Suojaus on voitava koestaa käyttöpaikalla.

- Suojauksen on oltava luotettava. Tällä tarkoitetaan yksinkertaista ja käytövarmaa järjestelmää. Tärkeät kohteet suojataan usein kahdella toisistaan riippumattomalla järjestelmällä.
- Suojauksen on oltava myös hankintakustannuksiltaan kohtuullinen.

### 6.2.2 Sähköturvallisuusvaatimuksia

Oikosulkusuojaus on pääsääntöisesti pakollinen. Suojauksen tulee olla niin nopea, ettei suojattava johto ehdi vahingoittua ja suojauksen osana toimivan katkaisijan tulee kyetä kytkemään ja katkaisemaan piirin suurin mahdollinen oikosulkuvirta.

Yksivaiheisen maasulun suojaus voi olla joko hälyttävä tai laukaiseva, mutta kaksoismaasulussa hyväksytään ainoastaan laukaiseva suojaus. Myös yksivaiheisen maasulun tapauksessa laukaisevaa suojausta pidetään ensisijaisena ja paremmin turvallisuusstandardin ”SFS 6001” mukaisena. Laukaisevan maasulkusuojauksen yhteydessä on sallittu maadoitusjännite tehty riippuvaiseksi maasulun kestoajasta, sillä sähköiskun vaarallisuus riippuu jännitteen kestoajasta. Näin lyhytaikaiselle jännitteelle voidaan sallia suurempia arvoja kuin pitempiaikaiselle, riskitason pysyessä samana. /39/

Yhdestä suunnasta tapahtuvan tehonsyötön muuttuminen monesta suunnasta tapahtuvaksi vähentää verkon selväpiirteisyyttä ja lisää tapaturmariskejä, jolloin työmaadoituksen merkitys korostuu.

### 6.3 Tuulivoimalan sisäinen suojaus

Tuulivoimalan suojaus käsittää monta näkökulmaa. Tuulivoimalan suojalaitteet varmistavat verkon turvallisen käytön vian sattuessa ja suojaavat myös voimalaa verkon vikoja vastaan. Lisäksi voimalan turbiinilla ja generaattorilla on omat suojauksensa ja tuulivoimala suojataan myös salamoilta.

Tuuliturbiini on varustettu suojalla, joka suojaa voimalaa mekaanisten voimien aiheuttamilta vaurioilta. Generaattorilaitteiston suojaus riippuu puolestaan generaattorin tyypistä. Tahtigeneraattorille on tarpeen ylivirta- ja maasulkusuojat, jota voidaan täydentää mm. käämi- ja kierrossulkusuojalla, epäsymmetria-, jännitteen-

nousu-, takateho-, epätahtisuojoilla sekä magnetoinnin valvontalaitteilla. Epätahti-generaattorille tarvittavien suojien määrä on vähäisempi, suojusta tärkeimmät ovat oikosulku-, ylikuormitus- ja alijännitesuojat. /26/, /33/

Kaksoissyötetyn tuulivoimalan staattoria ei pystytä irrottamaan vikatilanteessa verkosta, joten roottoripuolen taajuusmuuttajan ylivirtasuojaus tulee toteuttaa roottoriin ennen taajuusmuuttajaa sijoitetulla rinnakkaispiirillä (*crowbar*), joka oikosulkee liukurenkaat pienen impedanssin kautta. Taajuusmuuttajassa on sisäinen suojaus, mutta tämän lisäksi täystehotaajuusmuuttajan kautta verkkoon kytetyn tuulivoimalan generaattori on suojattava mekaanisilla jarruilla, jotka estävät sen kiihtymisen liian suureen nopeuteen verkon vikatilanteissa. /7/, /33/

Sisäisen suojauksen vaatimukset riippuvat pitkälti tuotantolaitteen tyypistä ja koosta ja ne katsotaan yleisesti laitteen omistajan tai valmistajan vastuulle kuuluviksi. Tuotantoyksiköillä on kuitenkin vaikutuksia verkon suojaukseen, mistä johtuen tuotantoyksikön suojaus on koordinoitava verkon suojauksen kanssa.

Tuulivoimalan sisäistä suojausesimerkkiä käsitellään luvussa 7.

#### **6.4 Suojauksen asettamat vaatimukset laitteistolle**

Sähkön tuotantolaitoksia koskevat monet standardit. Verkonhaltija asettaa laitteistolle vaatimuksia, jotka tuulivoimalan on täytettävä, jotta se voidaan turvallisesti ja riittävin teknisin edellytyksin liittää yleiseen verkkoon.

Verkkoon liitetyllä tuulivoimalla on vaikutus verkon sähkönlaatuun, joten sen tulee täyttää yleiset sähkönlaatuvaatimukset. Suomessa jakeluverkossa siirrettävän sähkön on täytettävä standardin EN 50160 vaatimukset. Verkon jäykkyys vaikuttaa liityntämahdollisuuksiin ja sähkön laatuun. Mitä kauempana ollaan sähköasemalta, sitä heikompi verkko on ja sitä enemmän tuulivoimala vaikuttaa jakeluverkon sähkönlaatuun. Vaatimukset koskevat jännitteen laatua liittämiskohdassa, jolla tarkoitetaan kohtaa, jossa sähkön käyttäjän verkko liittyy yleiseen jakeluverkkoon.



Vian sattuessa tuulivoimalassa tulee suojauksen erottaa voimala välittömästi muusta verkosta. Tuulivoimalan tulee irrota myös kaikissa verkon vioissa, joissa voimala voi vaikuttaa verkon osan toimintaan, esimerkiksi muuttamalla oikosulkuvirtoja. Suojauksen on erotettava voimala verkosta kun verkkoa ei syötetä muualta, kun verkon jännite katoaa tai jännite ja taajuus poikkeavat normaalista. Verkon uudelleensyöttäminen on voitava aloittaa ilman pienvoimalaan kohdistuvia toimenpiteitä. Voimala ei myöskään saa aiheuttaa jälleenkytkennän epäonnistumista. Myös turhia verkosta irtoamisia on vältettävä. /43/

Liittymän suojalaitteet voivat olla liitettynä tuulivoimalan laitteisiin tai ne voivat olla erillisiä laitteita ja niiden tulee täyttää standardin ”EN 60255-6 Electrical relays: Measuring relays and protection equipment” vaatimukset. /44/

#### 6.4.1 Liittymän yleissuojaus

Tuulivoimala ei saa haitata verkon toimintaa eikä alentaa verkon turvallisuutta. Toimivan suojauksen avulla mahdollistetaan tuulivoimalan käyttö jakeluverkossa siten, ettei siitä aiheudu häiriötä tai vaaraa verkolle, kuluttajille tai verkolla työskenteleville henkilöille./43/

Liittymän suojauksen tulee varmistaa, että tuulivoimala lakkaa syöttämästä verkkoon kun mikä tahansa parametri ylittää tai alittaa asetteluarvon ja tuotantolaitoksen tulee irrottautua kaikissa laitevioissa. Voimala ei saa alkaa syöttämään sähköä verkkoon, joka ei täytä asetteluarvojen vaatimuksia. Pienvoimalan perussuojauksessa vaadittavat suojat on esitetty taulukossa 9. /27/, /43/

Taulukko 9. Pienvoimalan perussuojauksessa vaadittavat suojatyypit /43/

Suojausta vaativa vikatilanne	3U <>	f <>	I >	U <sub>0</sub> >
Yksin/saarekesyötön esto	x	x		
Oikosulkusuoja verkon oikosulkuja vastaan			x	
Maasulkusuoja keskijänniteverkon maasulkuja vastaan				lisäsuoja
Oikosulkusuoja liittymispisteen takaisia viikoja vastaan			x	
Vajaanapainen kytkentä	x			
Laitteiden suojaus epänormaalilta jännitteeltä ja taajuudelta	x	x		

x = perussuoja, 3U <> = kolmivaiheinen ali- ja ylijänniterele, f <> = yksivaiheinen ali- ja ylitaa-juusrele, I > = ylivirtarele (tai sulake), U<sub>0</sub> > = nollajänniterele

Suojauksen perusvaatimuksena on varustaa jokainen vaihe ali- ja ylijännitereleellä epäsymmetristen syöttötilanteiden välttämiseksi sekä yksi vaihe ali- ja ylitaajuus-releellä. Releiden asetteluarvot tulee valita niin, että suojaus toimii jos jännitteen laatu kuluttajilla ei ole sallituissa rajoissa. Kaikkien releiden toiminta-ajat ja aika-hidastukset on valittava tapauskohtaisesti.

Keskijänniteverkkoon liitetyillä voimaloilla oikosulkusuojaukseen käytetään katkaisijoilla varustettuja vakioaikaylivirtareleitä ja pienjänniteverkkoon liitetyillä voimaloilla mahdollisesti sulakkeita. Ylivirtareleen asetteluarvot on myös valittava tapauskohtaisesti. Perussuojauksella ei voida kuitenkaan estää saarekekäyttöä kaikissa mahdollisissa tilanteissa. Näiden tilanteiden varalta tarvitaan lisäsuojaus. /43/

Verkkoyhtiöt määrittävät releille asetteluarvot. Esimerkkinä taulukon 10 asettelu-arvot Helsingin Energian luokkien 3 ja 4 tuotantolaitteistojen ja yleisen jakeluverkon rajapinnan suojarelleille. Mikäli suojauslaitteisto ei pysty toteuttamaan kaksia yli- ja alijänniterajoja tulee käyttää tiukempia arvoja. /18/

Taulukko 10. Liittymän suojauksen asetteluarvot /18/

Parametri	Kokonaisaika-hidastus, s	Laukaisun raja-arvot
Ylijännite (porras 1)	1,5	$U_n + 10 \%$
Ylijännite (porras 2)	0,15	$U_n + 15 \%$
Alijännite (porras 1)	5	$U_n - 15 \%$
Alijännite (porras 2)	0,15	$U_n - 50 \%$
Ylitaajuus	0,2	51,0 Hz
Alitaajuus	0,5	48,0 Hz
LoM	0,15	*)
*) Laukaisuraja-asettelut sovitaan jakeluverkon haltijan kanssa riippuen valitusta LoM - suojatyyppistä. Taulukon aikahidastus muodostuu releen ja katkaisijan yhteenlasketusta toiminta-ajasta. Releiden tulee olla 3-vaiheiset, paitsi taajuusreleiden, jotka voivat olla yksivaiheiset. Generaattorilaitteistoille joiden teho on $\geq 1$ MVA, edellytetään sähkölaitostyyppisiä releitä. Pienemmille laitteistoille hyväksytään teollisuusreleet.		

Tuulivoimalan tulee aina irrota verkon vioissa annettujen rajojen puitteissa eikä se saa koskaan syöttää sähköä jännitteettömään jakeluverkkoon. Suojauksen tulee taata, että tehon syöttö verkkoon alkaa vasta, kun jännite ja taajuus ovat olleet asetusten sallimissa rajoissa tietyn minimiajan, joka on generaattoreille 3 minuuttia ja taajuusmuuttajalla liitetyille järjestelmille 20 sekuntia. Synkronointi verkon kanssa tulee olla täy-

sin automatisoitua ja se olisi hyvä suorittaa porrastetusti, mikäli saman liityntäpisteen takana on useita voimaloita. /18/

Myös tuulivoimalan tarpeetonta laukeamista muualla verkossa tapahtuvissa oikosulkuvioissa tulisi välttää. Tämä edellyttää voimaloilta jännitekuoppasietoisuutta. Jakeluverkoissa esiintyvien jännitekuoppien ominaisuudet vaihtelevat kohteesta riippuen. Erityisesti kuopan kestoon vaikuttavat verkon suojarleiden toimintaajat, joten yhdet ja samat asetellut tuulivoimalan alijännitereleille eivät ole välttämättä parhaat mahdolliset kaikissa verkoissa. Vian sijainti verkossa on ratkaiseva ja alijännitesuojausta tulee tarkastella ottaen huomioon verkon oikosulkusuojauksen toiminta. /22/

#### **6.4.2 Erotuslaite**

Yleinen käytäntö on, että verkkoyhtiö edellyttää pienjänniteverkkoon kytketyltä hajautetulta tuotannolta erotuskytkintä, joka on aina verkkoyhtiön ympärivuorokautisesti käytettävissä, lukittavissa ja joka on verkkoyhtiön vaatimusten mukainen. /25/

#### **6.5 Verkon suojaus**

Sähköverkko on perinteisesti suunniteltu siten, että tuotanto tapahtuu keskitetysti suurissa laitoksissa, joista sähkö siirretään kulutuskohteisiin ja sähkön siirto tapahtuu korkeammalta jänniteportaalta matalammalle. Tuulivoimalan liityntäjännite riippuu laitoksen tehosta, joten niillä tuotetaan sähköä kaikilla jännitetasoilla ja sähkön siirto voi tapahtua myös matalammalta jännitetasolta korkeammalle. Laajasti käyttöön otettu hajautettu tuotanto muuttaa jakeluverkon aktiiviseksi monesta pisteestä syötetyksi. Tämä voi muuttaa oikosulkuvirtojen suuruuksia ja jopa niiden suuntaa ja huonontaa verkon suojauksen toimivuutta.

Suojauskoordinaatiosta huolehtiminen kuuluu verkkoyhtiön vastuulle. Verkon suojaus täytyy mukauttaa hajautetun tuotannon aiheuttamiin vaikutuksiin asettaen kuitenkin myös hajautetulle tuotannolle selkeästi määritellyt suojausvaatimukset. /25/

Seuraavissa kappaleissa käsitellään järjestelmän kannalta keskeisiä suojausvaatimuksia sekä hajautetun tuotannon vaikutuksia verkon suojaukseen ja sähköturvalisuuteen, pääasiassa jakeluverkkojen kannalta.

### **6.5.1 Oikosulkuvirtojen muutokset**

Hajautettu tuotanto voi syöttää verkkoon oikosulkuvirtoja ja nostaa verkon oikosulkuvirtatasoa. Tämä voi johtaa termisten rajojen ylittymiseen verkon komponenteissa. Ongelma voidaan poistaa vaihtamalla komponentteja parempiin tai pienentämällä oikosulkuvirtoja jakamalla verkko pienempiin osiin. Mikäli releasetteluja ei tarkasteta, voi muuttunut vikavirta johtaa verkon suojauksen herkkyysoongelmiin ja väärintoimimiseen. Merkittävä hajautetun tuotannon osuus voi johtaa myös oikosulkutason pienenemiseen, mikä voi vaarantaa ylivirtasuojauksen toiminnan. Lisäksi sillä on kielteisiä vaikutuksia sähkön laatuun. /25/, /43/

Voimalaitoksen verkkoonliitynnän perusedellytys on riittävän suuri liityntäpisteen oikosulkuteho jolloin voimala ei käynnistyessään aiheuta liian suurta jännitekuoppaa. Nykyisin tuulivoimaloissa käytössä oleva tekniikka mahdollistaa käynnistysvirran tehokkaan rajoittamisen, jolloin käynnistystilanne ei välttämättä johda suurimpaan jännitteenmuutokseen verkossa vaan suurin jännitteenmuutos syntyy tilanteessa, jossa voimalaitos pysäytetään täydestä tehosta. /22/

Kun voimalaitos liitetään riittävän suuren oikosulkutehon omaavaan verkkoon, saavutetaan myös muita etuja. Tuulivoimalan tuottaman harmonisen särön suhteelliset osuudet pienenevät ja verkon jänniteprofiilin hallinta helpottuu. Lisäksi oikosulkutilanteessa tuulivoimalan vikavirtaosuus on pienempi jolloin on sähköaseman suojauksen sokaistumisilmiö vähäisempi. Myös voimalan tarpeettomat laukeamiset muualla verkossa tapahtuvien oikosulkuvikojen seurauksena vähenevät, koska oikosulkuviat aiheuttavat vahvassa verkossa pienemmän jännitekuopan. /22/

### **6.5.2 Tuulivoimalan syöttämä vikavirta**

Tuulivoimalan syöttämä oikosulkuvirta riippuu laitoksen ominaisuuksista ja tuulivoimalat voidaan jakaa kolmeen eri ryhmään riippuen niiden tavasta syöttää säh-

köä verkkoon. Epätahtikoneet eivät pysty pitämään yllä merkittäviä vikavirtoja pitkiä aikoja, mutta voivat syöttää suuren määrän virtaa lyhyen transienttajan. Tahtikoneet voivat puolestaan ylläpitää vikavirtaa paljon pidempään kuin epätahtikoneet ja siksi suojauksen toimivuus on kriittistä. Täystehotaajuusmuuttajan välityksellä verkkoon liitetyn tuulivoimalan vikavirtaa rajoittavat puolestaan taaajuusmuuttajan ominaisuudet ja niiden syöttämä jatkuva pysyvän tilan vikavirta on yleensä vain vähän sen nimellisvirtaa suurempi.

### **6.5.3 Jänniteongelmat**

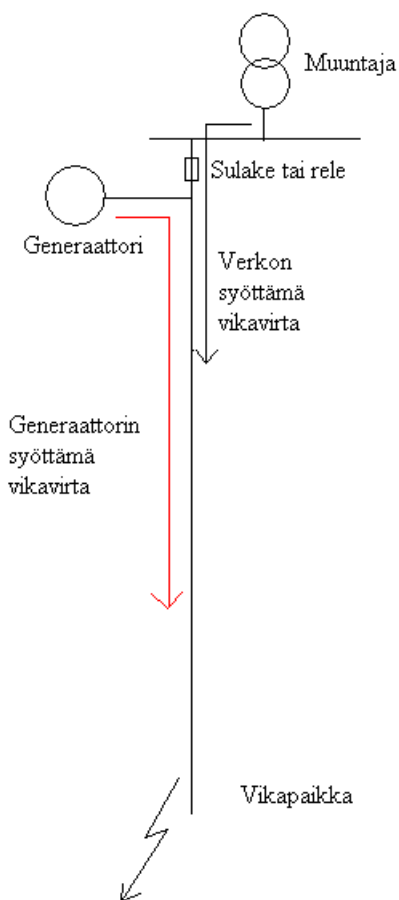
Hajautettu tuotanto lisää yleensä jännitteen vaihtelualuetta verkossa. Jos hajautetun tuotannon osuus on suuri, tuotannon irti kytkeytyminen saattaa johtaa laajoihin jänniteongelmiin, esimerkiksi jälleenkytkentöjen yhteydessä, kun tuotantoyksiköt kytkeytyvät irti verkosta jälleenkytkennän väliaikana. Ongelma on pahimmillaan verkon huippukuormituksen aikana, jolloin myös hajautettu tuotanto on todennäköisimmin toiminnassa. Tällaisen alijännitetilanteen välttäminen nähdään jopa merkittävimmäksi hajautetun tuotannon määrää rajoittavaksi tekijäksi. /25/

### **6.5.4 Suojauksen toiminnan estyminen tai hidastuminen**

Johtolähdölle kytketyn tuotantoyksiköt voivat pienentää johdon suojarleen näkemää vikavirtaa ja estää tällä tavoin suojauksen asianmukaisen toiminnan. /25/

### **6.5.5 Suojauksen sokaistuminen**

Suojauksen toiminta voi estyä lähtöreleen näkemän vikavirran pienenemisen seurauksena. Verkon suojaus voi sokaistua kun vika tapahtuu sellaisessa paikassa, jossa vikapaikan ja syötön väliin jää hajautettu tuotantolaitos. Kuvassa 23 on tilanne, jossa muuntaja syöttää oikosulkuvirtaa vikapaikkaan. Myös hajautettu tuotantolaitos syöttää vikavirtaa, jolloin muuntajan syöttämä vikavirta pienenee. Mikäli hajautettua tuotantoa on riittävästi, voi muuntajan syöttämä oikosulkuvirta laskea tasolle, jolloin muuntajan lähdon ylivirtasuojaus ei enää reagoi. /6/, /25/



Kuva 23. Suojauksen sokaistuminen /6/

Mikäli tuulivoimala on mahdollista kytkeä omalle lähdölleen, jossa ei ole kulutusta, voidaan tuulivoimala suojata suunnatulla suojalla, jonka virta-asettelu on erittäin pieni. Virta-asettelu voidaan määritellä normaaleissa käyttötilanteissa tuulivoimalan ottaman suurimman virran perusteella ja oikealla mitoituksella suojauksen sokaistumisilmiö tuulivoimalähdöllä on vältettävissä. /22/

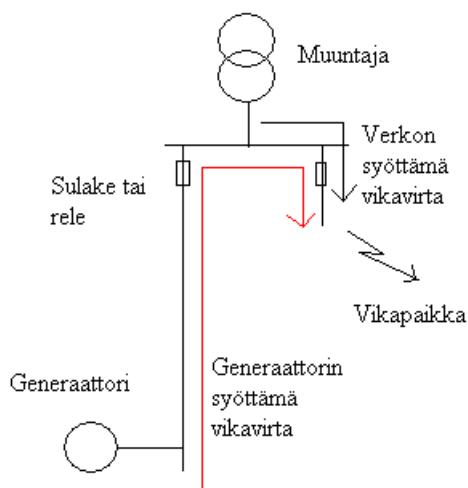
Jos releasettelujen muutoksella ei päästä tyydyttävään tulokseen, ongelma voidaan poistaa seuraavilla ratkaisuilla: /25/

- aliulottuman poistaminen välikatkaisijalla tai muulla keinolla, jolla keski-jännitelähtö jaetaan useampaan suojausalueeseen
- oikosulkuvirtojen rajoittaminen liittämällä tuotantoyksikkö verkkoon taajuusmuuttajan välityksellä
- distanssirele tai jännitesensori

- yksinkertaistamalla suojauksen toiminnan tarkistuslaskenta vikavirtaominaisuuksiltaan hankalimpaan tuotantolaitokseen (tahtigeneraattori).

### 6.5.6 Virhelaukaisut

Verkon suojaus voi lauetta tarpeettomasti jos viereisen johtolähdön viassa hajautetun tuotannon yksiköt syöttävät vikaan niin suuren vikavirran, että oma johtolähtö laukeaa ylivirrasta. Kuvassa 24 muuntaja syöttää vikavirtaa vikapaikkaan. Myös tuulivoimala osallistuu vikavirran syöttämiseen. Tällöin myös vasemman puoleisen ylivirtasuojan läpi kulkee vikavirtaa. Jos vikavirran suuruus ylittää ylivirtasuojan kapasiteetin, eikä suojaus tunnista vikavirran suuntaa, se toimii ja katkaisee syötön hajautetun tuotantolaitoksen puoleisesta verkon osasta. /6/, /25/



Kuva 24. Virhelaukaisu /6/

Johdon laukeaminen viereisen johtolähdön viassa hajautetun tuotannon syöttämän vikavirran vuoksi on estettävissä käyttämällä suunnattua ylivirtarelettä, jolloin suunnattu ylivirtarele laukaisee lähdön vain jos vikavirta kulkee lähdölle päin. /25/

Tuulivoimalat saattavat tarpeettomasti lauetta oman johtolähdön ulkopuolella tapahtuvien vikojen ja muiden muutostilanteiden, esimerkiksi jännitekuoppien seurauksena. Tarpeettoman alijännitelaukaisun todennäköisyyttä voidaan pienentää tuotantoyksikön alijännitesuojauksen aika-asettelua kasvattamalla. Samalla on

kuitenkin otettava huomioon eroonkytkentäsuojauksen vaatimukset. Selektiivinen eroonkytkentäsuojaus ei laukaise tuotantoyksikköä viereisen johtolähdön viassa. /22/, /25/

### 6.5.7 Saarekekäytön estosuojaus

Saarekekäytön estosuojaus eli eroonkytkentäsuojaus (*LoM, Loss Of Mains*) on keskeisin ratkaisematon suojausongelma, joka liittyy hajautettuun tuotantoon. Saarekekäyttö syntyy, kun hajautettu tuotanto jää syöttämään muusta verkosta irti kytkettyä verkon osaa. Saareke voi muodostua vian seurauksena missä tahansa kytkin- tai katkaisijatoiminnossa. Myös terve saareke on mahdollinen. Lyhyt- aikainenkin saarekekäyttö maasulkutilanteessa voi aiheuttaa turvallisuusongelman sillä maasulkupaikkaan voi syntyä vaarallisia kosketus- tai askeljännitteitä. Ilman saarekekäytön estävää suojausta tuotantoyksiköt voivat pitää maahan pudonneita johtimia jännitteisinä ja aiheuttaa hengenvaaran.

Hajautetun tuotantolaitoksen tulee aina irrota verkosta, kun verkon taajuus ja jännite eivät ole asetelluissa rajoissa, eikä se saa syöttää verkkoon silloin kun järjestelmän näkökulmasta verkko on jännitteetön eli tahaton saarekekäyttö tulee turvallisuussyistä aina estää. Toisaalta tuulivoimaloilta edellytetään jännitekuopasietoisuutta, koska niiden halutaan tukevan sähköverkkoa häiriötilanteissa. Tällöin tuulivoimalan tarpeetonta laukeamista muualla verkossa tapahtuvissa oikosulkuvioissa tulisi välttää.

Toimiva saarekekäytön estosuoja eliminoisi tuotantoyksiköiden tarpeettoman laukeamisen sekä jälleenkytkentöihin ja maasulkusuojaukseen liittyvät ongelmat. Saarekekäyttöä hallitaan jännite- ja taajuusreleillä, jotka sijaitsevat hajautetun tuotantolaitoksen liityntäpisteessä. Näiden menetelmien puutteina ovat katvealue tehotasapainotilanteessa sekä virheellinen laukaisu viereisten lähtöjen vikatilanteissa tai verkon muutostilanteissa. Tällöin voidaan suojautua esimerkiksi ROCOF-tyyppisten (*Rate Of Change Of Frequency*) releiden avulla. Kappaleessa 6.5.8 on esitelty tarkemmin muutamia saarekekäytön estosuojausmenetelmiä. /25/, /27/

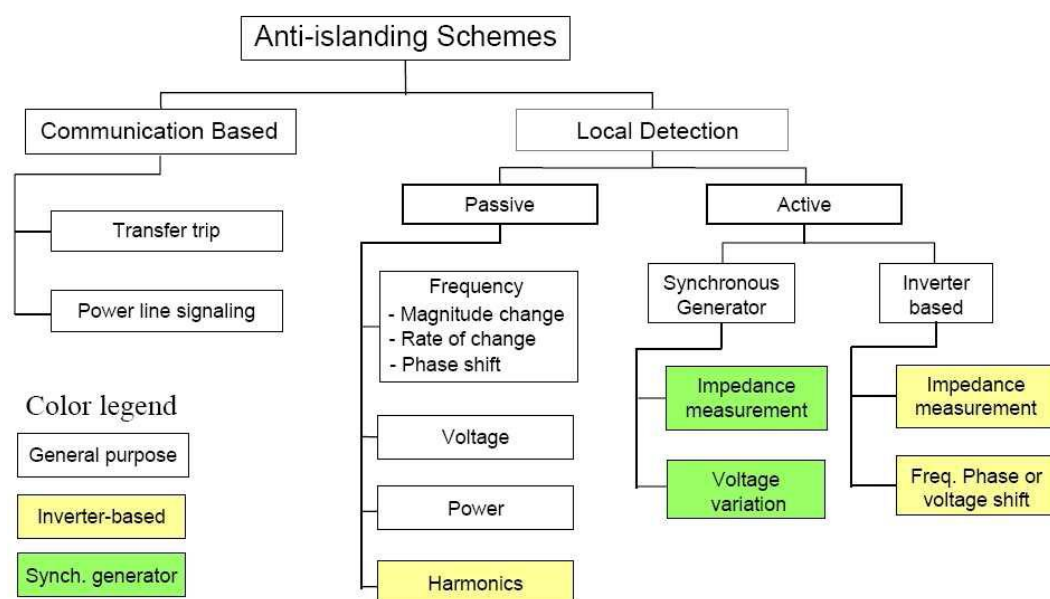


Mikäli tuulivoimala on kytkeytynyt omalle lähdölle, jossa ei ole kulutusta, jotta saareketilanne aina selvään tehoepätasapainoon ja voimaloiden jännite- ja taajuussuojaus toimii. Kun tuulivoimalat on siirretty omalle johtolähdölle, voidaan muilla lähdöillä käyttää jälleenkytkentöjä ongelmitta. /22/

### 6.5.8 LoM -suojausmenetelmiä

Merkittävä haaste LoM -suojaukselle on sellaisen saareketilanteen havaitseminen, jonka syntyessä saarekkeen kulutus ja tuotanto ovat sekä pätö- että loistehon suhteen tasapainossa ja jonka syntymiseen ei liity verkon vikaantumista.

LoM -suojausmenetelmät luokitellaan passiivisiin, aktiivisiin ja tietoliikennettä hyödyntäviin menetelmiin kuvan 25 mukaisesti.



Kuva 25. LoM -suojausmenetelmien luokittelu /54/

Passiivisissa menetelmissä suojalaite tarkkailee verkosta mitattuja suureita. Tehoihin, jännitteisiin tai virtoihin tai näiden johdannaisiin perustuvilla passiivisilla LoM-suojausmenetelmillä esiintyy katvealue aina tehotasapainotilanteessa. /25/

Taajuuden vaihtelua tarkkailevaa ROCOF-menetelmää on käytetty eroonkytkentäsuojan toimintaehtona ja ROCOF-releitä on pidetty standardiratkaisuna. Sen

heikkoutena on pidetty turhia laukaisuja heikoissa verkoissa, joissa taajuus heilah-telee. /25/

Jännitevektorin vaihesiirtymä (*VS, Vector Shift*) on toinen yleinen eroonkytkentä-ehto. Se on alun perin kehitetty vikojen nopeaan havaitsemiseen, ei niinkään saareketilanteen tunnistamiseen ja sitä pidetään alttiina muualla verkossa tapahtuvista vioista aiheutuville tarpeettomille laukaisuille. Myös epäherkkyys pienille muutoksille on todettu sen haittapuoleksi. /25/

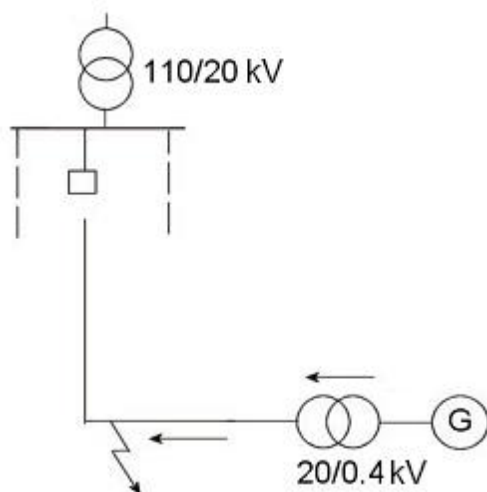
Sekä ROCOF että Vector Shift -menetelmä menettävät tehokkuutensa, mikäli tehoepätasapaino on pienempi kuin 15 %. Toinen ongelma on, että passiivisten eroonkytkentäsuojausmenetelmien epäselektiivisyydestä johtuen tuotantoyksiköt laukeavat tarpeettomasti tilanteissa, joissa niiden ei tulisi kytkeytyä irti. /25/

Aktiivisissa menetelmissä suojalaite tarkastelee järjestelmän vastetta laitteen itse aiheuttamaan muutokseen. Vaste on erilainen verkkoon kytkettynä ja saarekkeessa. Aktiivisessa menetelmässä tuotantoyksikkö esimerkiksi injektioi verkkoon pulssin, jonka vastetta tarkkailemalla yritetään päätellä, ollaanko kiinni pääverkossa vai saareketilassa. Tällainen aktiivinen menetelmä on monimutkainen passiivisiin menetelmiin verrattuna. Muina aktiivisen menetelmän mahdollisina haittapuolina pidetään sähkön laadun huononemista sekä useiden tuotantoyksiköiden aktiivisten eroonkytkentäsuojausmenetelmien ei-toivottua keskinäistä vuorovaikutusta. /25/

Tietoliikenteeseen perustuvia menetelmiä ovat siirtolaukaisun käyttö sekä signaalipohjainen LoM, jossa verkon jatkuvuuden ilmaisevaa signaalia käytetään saarekekäytön estämiseksi. Verkkoon sijoitetaan lähetin, joka syöttää jatkuvatoimisesti signaalia verkkoon. Tuotantoyksiköiden yhteyteen sijoitettavat vastaanottimet saavat tiedon verkkoyhteydestä signaalin kautta. Tuotantoverkko on jäänyt saarekkeeseen mikäli vastaanotin ei havaitse signaalia. Tällöin vastaanotin antaa tuotantoyksikön kytkinlaitteelle laukaisukäskyn. /25/

### 6.5.9 Jälleenkytkennän epäonnistuminen

Suomessa käytetään automaattista jälleenkytkentää jakeluverkoissa poistamaan väliaikaiset oikosulut ja maasulut. Pikajälleenkytkennän avulla suurin osa keskeytyksistä saadaan lyhennetyiksi ja arviolta 70–90 % vioista voidaan selvittää jälleenkytkennöillä. Mikäli hajautettu tuotantoyksikkö jatkaa virran syöttämistä viikaan jälleenkytkennän jännitteettömäksi tarkoitetun väliajan aikana, ei valokaari vikapaikassa pysty sammumaan ja vika jää pysyväksi. Epäonnistuneet jälleenkytkennät vähentävät verkon luotettavuutta pidempien käyttökeskeytyksien kautta. Lisäksi jännitekuoppien määrä kasvaa ja häiriöt muualla verkossa lisääntyvät. Palamaan jäänyt valokaari vaurioittaa myös johtoja ja laitteita. Kuvassa 26 on kuvattu tilanne jossa generaattori on jäänyt syöttämään vikapaikkaan vikavirtaa, joka ylläpitää valokaarta jälleenkytkennän jännitteettömänä aikana. /25/



Kuva 26. Jälleenkytkennän epäonnistuminen /33/

Jotta jälleenkytkentä onnistuisi, tulisi hajautetun tuotantolaitoksen kytkeytyä irti verkosta automaattisten jälleenkytkentöjen ajaksi, joko alkuperäisen vian seurauksena tai viimeistään LoM -suojauksella. Jotta valokaaren sammumiselle ja ionisoituneen valokaarikanavan poistumiselle jäisi riittävästi aikaa, tulisi jälleenkytkennän jännitteettöntä aikaa pidentää LoM -suojauksen asetteluajan verran sellaisissa verkon osissa, joissa on hajautettua tuotantoa ja käytössä on pikajälleenkytkentöjä. Toisaalta kiristyvät sähkön laatuvaatimukset puolestaan asettavat tarpeen lyhentää jännitteettömiä väliaikoja. /25/, /27/

### 6.5.10 Tahdistamaton jälleenkytkentä

Takaisin verkkoon kytkeytyminen on toteutettava tahdistetusti. Jos tuotantoyksiköt eivät ole kytkeytyneet irti verkosta ennen jälleenkytkentää, ne voivat olla ajautuneet epätahtiin, pahimmassa tapauksessa vaiheoppositioon, pääverkon kanssa. Riski on erityisesti silloin, kun johtolähdön tuotanto ja kulutus eivät ole lähellä tasapainoa. Tahdistamaton kytkentä on haitallinen, vaikkei se tapahtuisikaan vaiheoppositiossa. Se voi aiheuttaa virta-, jännite- ja vääntömomenttitransientteja, jotka rasittavat generaattoria ja voivat aiheuttaa rasituksia myös verkon muille komponenteille. /25/

Tahdistamaton jälleenkytkentä voidaan estää varustamalla katkaisija jännitteisen verkon tunnistuksella ja tahtikäynnin tunnistuksella. Synchronism check-rele asetellaan sallimaan pikajälleenkytkentä vain jos pääverkko ja johtolähtö ovat tahdisissa tai jos lähtö on jännitteetön. Tämän menettelyn huonona puolena on se, että se tavallaan antaa hajautetun tuotannon yksiköille mahdollisuuden jatkaa toimintaansa saarekkeessa ja estää jälleenkytkennän onnistumisen. /25/

Jos sallitaan sähkön laadun heikkeneminen hajautetun tuotannon verkkoon kytkemisen seurauksena, voidaan jälleenkytkennän ongelmat ratkaista väliajan pidentämisellä yhdessä synchronism check -releiden sekä generaattoreiden eroonkytkentäsuojien kanssa. Sähkön toimitusvarmuuteen kohdistuu kuitenkin aikaisempaa suurempia odotuksia, jolloin hyväksyttävämpi ratkaisu on tehokas eroonkytkentäsuojaus, joka kytkee tuotantoyksiköt nopeasti pois verkosta verkon katkaisijan lauettua tai jopa jo ennen sitä. /25/

### 6.5.11 Maasulkujen havaitseminen

Keskijänniteverkon maasulkua on erittäin vaikea havaita pienjännitepuolelta, jolloin hajautettu tuotantoyksikkö voi ylläpitää vikavalokaarta pääverkon suojalaitteen toiminnan jälkeen. Hajautettu tuotantolaitos ei välttämättä havaitse maasulkua vaan jää syöttämään vikaa kunnes LoM -suojaus irrottaa tuotantolaitoksen.

Jos hajautettu tuotanto pystyy pitämään jännitetä yllä seuraa useita ongelmia: /25/

- mahdollisen maasulkuvalokaaren sammuminen vaarantuu, vian kesto aika voi pitkittyä ja kaksoismaasulun riski kasvaa
- epätahdissa tapahtuva jälleenkytkentä on mahdollinen
- keskijänniteverkon terveiden vaiheiden ylijännite pitkittyy
- laukaiseva maasulkusuojaus ei toteudu keskijänniteverkon suojauksen mukaisessa laukaisuajassa, joten kosketusjännitesuojaus vaarantuu.

Ongelmia saattaa aiheutua myös siitä, että sammutetuissa verkossa tai resistanssin kautta maadoitetussa verkossa saarekkeeksi lähtökatkaisijan toiminnan seurauksena kytkeytyneen verkon osan maadoitustapa muuttuu maasta erotetuksi. Tällöin esimerkiksi kompensoidussa verkossa maasulkuvirta saattaa lähdön laukaisun jälkeen jopa kasvaa, koska kompensointi kytkeytyy pois. Resistanssin kautta maadoitetussa verkossa saarekkeen syntymiseen liittyy riski maakontaktin menettämisestä, joka voi aiheuttaa turvallisuusriskin. /25/

Tuulivoimalalähdön maasulkusuojaus voidaan toteuttaa käyttämällä tuulivoimalan muuntajan keskijännitepuolella nollajänniterelettä. Selektiivisyyden saavuttamiseksi on eri suojien toiminta-ajat porrastettava, jonka haittana on maasulun pidentyminen ja kosketusjännitevaatimuksen mahdollinen täyttämättä jääminen. Viereisen lähdön viassa tuulivoimalan turha verkosta irtoaminen vältetään asettamalla tuulivoimalan nollajännitereleen aikahidastus sopivan aikaporrastuksen verran suuremmaksi kuin johtolähtöjen suunnattujen maasulkureleiden aikahidastus, mutta koko sähköaseman laukeamisen estämiseksi tulee tuulivoimalan nollajännitereleen aikahidastuksen olla lyhyempi kuin varasuojana toimivan sähköaseman syöttökennon nollajännitereleen. Viereisen lähdön viassa ko. lähdön rele ehtii nyt toimia ennen tuulivoimalan nollajänniterelettä. Tuulivoimalalähdön viassa toimii ensin lähdön rele ja sitten aikaportaan verran myöhemmin tuulivoimalan rele, joka pidentää jonkin verran maasulun kestoja. Pikajälleenkytkentää käytettäessä on huomattava, että jännitteetön aika alkaa vasta siitä kun tuulivoimaloiden releet ovat toimineet. /22/

## 6.6 Verkkoonliitynnän suojaussuositukset

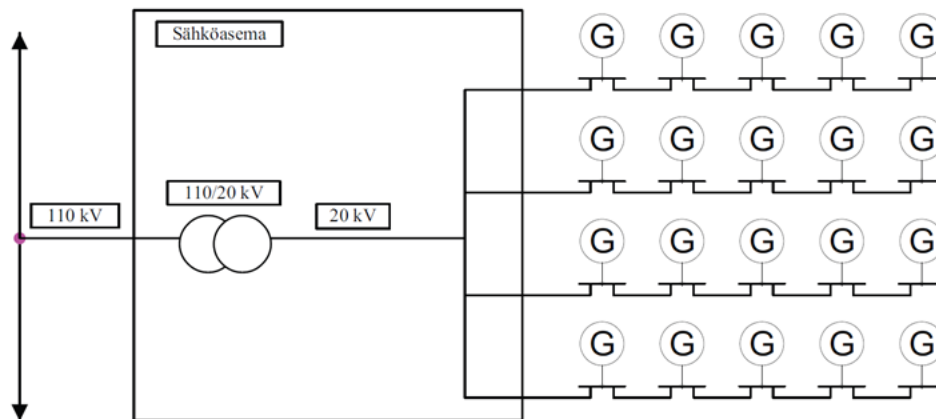
Edellisessä kappaleessa käsitellyjä suojauskysymyksiä on tutkittu useissa eri yhteyksissä ja mm. Vaasan Yliopisto yhdessä VTT:n kanssa on julkaissut tutkimusraportin, jossa annetaan suosituksia verkkoonliitynnän ohjeistukselle ja suojausperiaatteille. Suositukset on pyritty esittämään siinä muodossa että niitä voidaan soveltaa verkkoonliityntää koskevien ohjeistojen tai määräysten perustana.

Raportin keskeisimpiä tuloksia ovat: /22/

- Tuulivoimalat on liitettävä riittävän jäykkään verkkoon ja jos mahdollista, omalle lähdölleen.
- Tuulivoimalan perussuojauksen muodostaa jännite- ja taajuussuojaus.
- Tuulivoimaa sisältävän lähdön oikosulkusuojaus tulee toimia selektiivisesti kaikissa tilanteissa.
- Tuulivoimaa sisältävän lähdön maasulkusuojauksen on toteutettava joko nollajännitereleellä muuntajan keskijännitepuolella tai tietoliikenteeseen perustuvalla laukaisulla.
- Pikajälleenkytkentää voidaan käyttää vain jos tuulivoimaa sisältävillä lähdöillä voidaan varmistaa riittävän pitkää jännitteetöntä aikaa.
- Tuulivoimaloiden liitântävaatimukseen tulee sisältyä vaatimus valmiudesta tietoliikenteen avulla tapahtuvalle suojaustoiminnolle ja voimalan kaukokäytölle
- Tulee huolehtia, että verkon kanssa työskentelevät tietävät tuulivoimaloiden aiheuttavan takasyöttövaaran.
- Takasyöttö sähköaseman kiskovian aikana tulee estää laukaisemalla myös kaikkien lähtöjen releet syöttökennon releen laukaistessa.

## 6.7 Tuulipuiston sähköverkon suojaus

Tuulipuisto koostuu useasta tuulivoimalasta ja sähköasemasta sekä niiden välisestä keskijänniteverkosta ja suurjänniteliitännästä. Tuulipuiston periaatteellinen rakenne on esitetty kuvassa 27.



Kuva 27. Tuulipuiston periaatteellinen rakenne. /23/

Rengassyöttökojeisto (*RMU, Ring Main Unit*) on tuulivoimalan muuntajan ja tuulipuiston verkon välissä oleva komponentti ja se sijaitsee joko tuulivoimalan perustassa tai sen ulkopuolella. RMU:n tehtävä on liittää voimaloita rinnan, jottei sähköasemalle viedä yksittäisiä liityntäjohtoja. RMU sisältää tarvittavat suojalaitteet tuulivoimalan suojaukseen. Näitä ovat valokaarisuoja, ylivirtasuoja ja kaksiportainen nollavirtasuoja. /23/

Tuulipuiston keskijänniteverkko eroaa perinteisestä keskijänniteverkosta sillä lukuun ottamatta puiston omakäyttöä siinä ei ole varsinasta kulutusta lainkaan ja teho kulkee voimalasta sähköasemalle. Verkko on yleensä kaapeloitu ja ainakin osittain silmukoitu RMU-kojeistojen avulla. Verkkoa käytetään kuitenkin säteittäisenä suojausten toteutuksen helpottamiseksi. Sähköasemalla käytetään suunnattuja suoja, jotta on mahdollista erottaa vikavirran kulkusuunta ja estämään terveen tuulivoimalalähdön keskeytykset kun vika on viereisellä lähdöllä. /23/

Tuulipuiston sähköasemalla sijaitsevan tehomuuntajan suojaus on vastaava kuin muidenkin sähköasemien muuntajien. Muuntaja varustetaan differentiaali-, ylivirta- ja maasulkusuojalla. /23/

Tuulipuistojen liityntä tapahtuu usein siirtoverkkoon niiden suuresta tehosta johtuen. 110 kV:n johdolla käytetään pääsuojana distanssirelettä, jossa on suunnattu maasulkusuoja ja jälleenkytkentätoiminto ja tämän varalla on käänteisaikaylivirta-

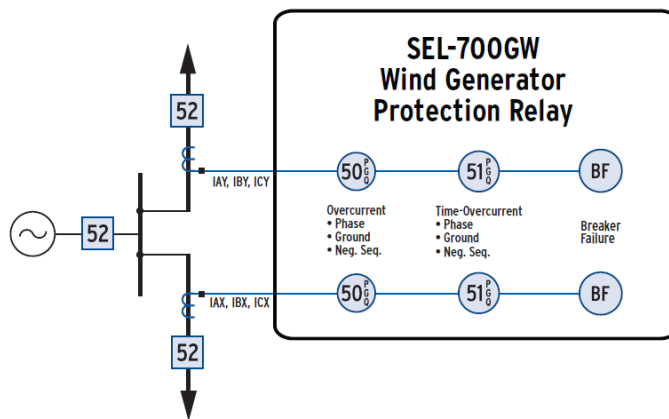
rele. Lyhyillä säteisjohdoilla voi vakioaikaylivirtarele korvata distanssireleen. Myös tahdissaolon valvojaa käytetään tarvittaessa. 220 kV:n johdon suojaus toteutetaan samoin kuin 110 kV:n johdon suojaus. 400 kV:n johdot varustetaan aina kahdella pääsuojareleellä, joko kahdella distanssireleellä tai yhdellä distanssireleellä ja johtodifferentiaalisuojalla. Lisäksi käytössä tulee olla nollavirta- ja jälleenkytkentärele ja tahdissaolon valvoja. /23/, /34/

Tuulipuistossa käytetään lisäksi erilaisia kompensointi- ja suodinlaitteita, joita tarvitaan sähkön laadun parantamiseen. Näitä ovat mm. reaktorit, erilaiset suotimet, staattinen loistehon kompensointtori ja staattinen synkronikompensointtori. Reaktorit suojataan yleensä differentiaalisuojalla tai yhdistetyllä ylivirta- ja maasulkusuojalla. Tuulivoimalassa sijaitsevia suotimia ei suojata erikseen vaan ne ovat koko tuulivoimalan suojausvyöhykkeellä, sillä ne sijaitsevat taajuusmuuttajan ja tuulivoimalan muuntajan välissä. Loistehon kompensoinnissa käytettävien reaktorien suojalaitteina käytetään ylivirtasuojia ja maasulkusuojia. /23/

## **6.8 Tuulivoimalan suojareleitä**

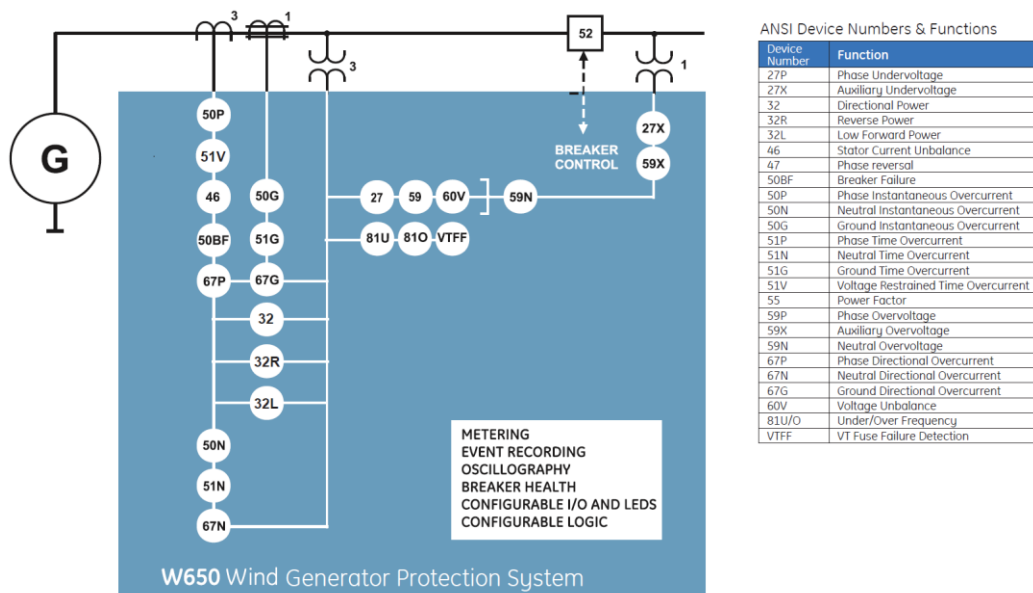
Schweitzer Engineering Laboratories tarjoaa tuulivoimalan suojaukseen SEL-700GW suojareleen, joka on suunniteltu suojaamaan tuulivoimalan generaattorin johtolähtöjä käyttäen kahta erillistä ylivirtasuojaa. Valmistajan mukaan SEL-700GW ylivirtasuojat tunnistavat myös matalataajuisen virran, toimien 15–70 Hz taajuusalueella. Suojaus perustuu virtapiikin havaitsemisalgoritmiin. Ohjaus ja suojaustoiminnot sisältävät vakio- ja käänteisaikatoimintaisen suunnatun ylivirtasuojan, maasulkusuojan sekä virran vastakomponenttia tarkkailevan suojan. Lisäksi suojarele seuraa katkaisijan kuntoa. SEL-700GW suojareleen toiminnallisuus on esitetty kuvassa 28. /42/





Kuva 28. SEL-700GW suojaustoiminnot /42/

GE Digital Energy on kehittänyt tuulivoimalan suojaustarpeisiin WE650 generaattorin suojaaleen, joka on tarkoitettu suojaamaan yksittäistä tuulivoimalan generaattoria. Se sisältää myös siirtolaukaisutoiminnallisuuden tuulipuiston ohjaukseen. Releen ohjaus ja suojausfunktioita ovat mm. yli- ja alijännite, yli- ja alitajuus, ali- ja takateho, epäsymmetria, suunnattu ylivirtasuojia, maasulkusuojan sekä virran vastakomponenttia tarkkailevan suoja. Lisäksi suojaale seuraa katkaisijan kuntoa. WE650 suojaaleen toiminnallisuus n esitetty kuvassa 29. /13/



Kuva 29. WE650 suojaustoiminnot /13/

## 7 MATALATAAJUISEN VIRRRAN TUNNISTAVA YLIVIR- TASUOJA

Nykyisin Vamp Oy:n suojaareissa käytössä oleva numeerinen suojaustekniikka on suunniteltu toimimaan sähköverkon taajuudella tai lähellä verkon taajuutta nimellistaajuuden ollessa 45–65 Hz:iä. Tuulivoimaloiden tekniikan kehityksen myötä käyttöönotetut matalanopeuksiset kestromagneettigeneraattorit ovat nostaneet esiin tarpeen tukea myös matalataajuisemman virran ja jännitteen mittausta. Uusi vaatimus asettaa muutostarpeita sekä suojaareissa käytetyille komponenteille että ohjelmallisesti toteutetulle laskennalle. Tässä luvussa pohditaan millaisia muutostarpeet ovat ja miten ne olisivat ratkaistavissa.

### 7.1 Asiakkaan käyttöympäristö ja vaatimuksia releelle

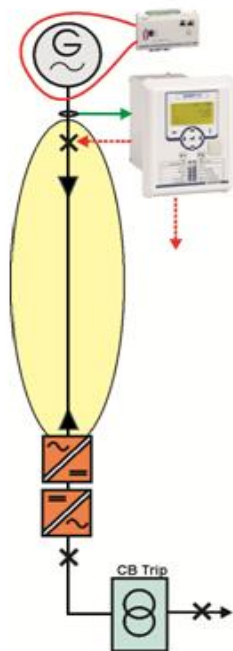
Tutkimuksen lähtökohtana on erään suuren tuulivoimalavalmistajan konsepti, jossa kestromagneettigeneraattori on kytketty täystehotaajuusmuuttaja kautta sähköverkkoon. Tuuliturbiinin ja generaattorin välissä ei ole vaihdelaatikkaa, joten generaattori pyörii matalalla kierrosnopeudella ja tuulennopeuden muutokset vaikuttavat suoraan generaattorin pyörimisnopeuteen ja sitä kautta sen syöttämän jännitteen ja virran taajuuteen, joka vaihtelee 5–20 Hz välillä. Taajuusmuuttaja huolehtii taajuuden muuttamisesta verkkoon sopivaksi. Tuulivoimalavalmistajan ilmoittamat generaattorin sähköiset nimellisarvot on esitetty taulukossa 11.

Taulukko 11. Generaattorin sähköiset nimellisarvot /51/

Parametri	Arvo
$P_N$	3 MW
$U_N$	690 V
$U_{max}$	750 V
$I_N$	3200 A
$I_k$	15 kA
f	5 – 20 Hz

Generaattori sijaitsee tuulivoimalan konehuoneessa ja täystehotaajuusmuuttaja tornin perustassa. Näiden väliin jää noin 100 m pituinen kaapeli, joka on tarpeen suojata mahdollisten vikatilanteiden varalta. Pienjännitteestä ja suuresta tehosta johtuen kaapelissa kulkevat virrat ovat varsin korkeita eli usean kiloampeerin

luokkaa. Releen suojausalueksi, joka on esitetty kuvassa 30, on määritetty kaapeli konehuoneesta sijaitsevasta katkaisijasta taajuusmuuttajaan asti.



Kuva 30. Releen suojausalue. /Väh2010/

Verkko on maasta erotettu, joten suojattavat vikatilanteet rajoittuvat kolmivaiheiseen ja kaksivaiheiseen oikosulkuun. Oikosulkusuojaus halutaan toteutettavaksi vakioaikaylivirtareleellä, jossa on kaksi erikseen säädettävää ylivirtaporrasta,  $I>$  ja  $I>>$ . Asiakkaan asettama toiminta-aikavaatimus releelle on 20–40 ms. /51/

Virranmittaussensoreina käytetään Rogowski-kehoja, sillä virtamuuntajia ei ole suunniteltu toimimaan näin matalilla taajuuksilla. Sensorit sijaitsevat lähellä generaattoria ja katkaisijaa, jonka tarkoituksena on erottaa generaattorin syöttö mahdollisen vian sattuessa. Taajuusmuuttaja huolehtii jännitteen ja tehokertoimen säädöstä ja samalla myös generaattorin muusta suojauksesta eli tutkitussa konseptissa ei ole erillistä generaattorinsuojarelettä. Mahdolliset viat täyستهotaajuusmuuttajassa eivät näy sensoreille. Tuulivoimalavalmistajan antamien tietojen mukaan tutkittava virta on puhtaasti sinimuotoinen ja siinä ei esiinny harmonisia taajuuskomponentteja. Lisäsuojana käytetään nopeaa valokaarisuojaa henkilökunnan ja laitteiden vahingoittumisen estämiseksi tai rajoittamiseksi. /4/

## 7.2 Virtojen käyttäytyminen vikatilanteessa

Oikosulkuja on joko kaksi- tai kolmivaiheisia ja ne esiintyvät aina vaiheiden välissä. Oikosuluksi kutsutaan vikaa, jossa verkon virtapiiri sulkeutuu vikaimpedanssin tai valokaaren kautta. Näin voi käydä esimerkiksi eristysvian seurauksena. /19/

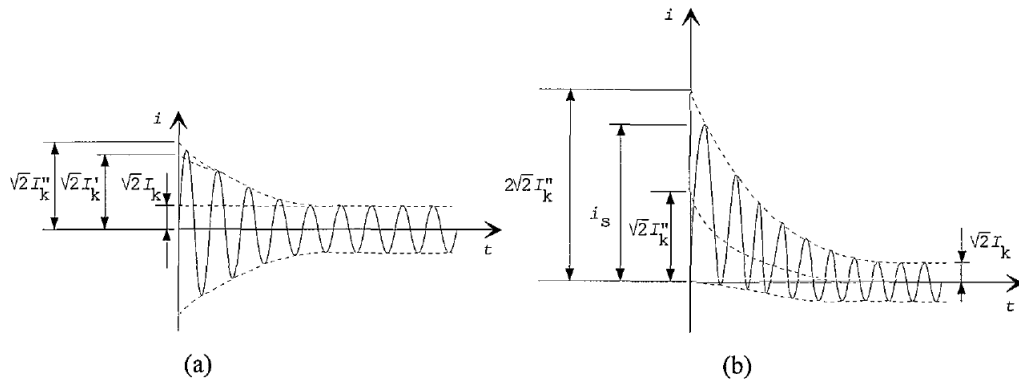
Oikosulku voi olla joko symmetrinen tai epäsymmetrinen. Symmetrisessä viassa kaikkien vaiheiden jännitteet ja virrat ovat yhtä suuret, kun taas epäsymmetrisessä viassa vaiheiden virrat ja jännitteet eivät käyttäydy symmetrisesti. Vain kolmivaiheiset oikosulut ovat symmetrisiä vikoja. /19/

Oikosulkuvirta jaetaan kolmeen osaan, jotka ovat alku-, muutos- ja jatkuva tila. Heti vian jälkeen verkon impedanssi on pienimmillään, jolloin oikosulkuvirta on suurimmillaan. Alkutilassa ilmenevää oikosulkuvirran suurinta hetkellisarvoa kutsutaan sysäyoikosulkuvirraksi ja se esiintyy ensimmäisen puolijakson kuluttua vian ilmenemisestä. Muutostilassa oikosulkuvirta on vielä huomattavasti suurempi kuin nimellisvirta, jonka takia suojaus pyritään tekemään jo muutostilan aikana. Jatkuvan tilan oikosulkuvirta esiintyy käytännössä harvoin, sillä suojauksen tulisi olla toiminut ennen jatkuvaan tilaan siirtymistä. /19/

Oikosulun syntyhetkellä on suuri vaikutus oikosulkuvirran suuruuteen. Oikosulun tapahtuessa hetkellä, jolloin jännitteen ja verkon impedanssien vaihekulmien erotus on nolla tai  $180^\circ$ , ei tasavirtakomponenttia esiinny ja oikosulkuvirta on kuvan 31a mukaisesti täysin symmetrinen. On muistettava, että kolmivaihejärjestelmässä oikosulkuvirta voi olla symmetrinen vain yhdessä vaiheessa kerrallaan. Kuvassa  $I_k''$  on alkuoikosulkuvirta,  $I_k'$  on muutosoikosulkuvirta,  $I_k$  on jatkuvan tilan oikosulkuvirta ja  $i_s$  on oikosulkuvirran huippuarvo eli sysäyoikosulkuvirta. /19/

Oikosulun tapahtuessa millä tahansa muulla ajan hetkellä, vaikuttaa tasavirtakomponentti syntyvän virran suuruuteen ja oikosulkuvirta on epäsymmetrinen. Huippuarvo saavutetaan jos oikosulku tapahtuu hetkellä, jolloin jännitteen ja impedanssin vaihekulmien erotus on  $\pm 90^\circ$ . Tällöin tasavirtakomponentin alkuarvo on

yhtä suuri kuin vaihtovirtakomponentin huippuarvo ja oikosulkuvirta on mahdollisimman epäsymmetrinen, kuten kuvassa 31b.



Kuva 31. (a) symmetrinen oikosulkuvirta, (b) epäsymmetrinen oikosulkuvirta. /19/

Tasavirtakomponentti vaimenee eksponentiaalisesti verkon rakenteesta riippuvan tasavirta-aikavakion  $\tau$  mukaan. Ilmiö johtuu verkon resistanssista ja reaktanssista, joiden suhde määrittelee kuinka nopeasti vaimeneminen tapahtuu. Verkon impedanssin suuruus voi muuttua oikosulun alkuhetkestä, erityisesti silloin jos oikosulku tapahtuu lähellä tahtikoneita. Tahtikoneiden sähköisistä ominaisuuksista johtuen niiden reaktanssi muuttuu oikosulun kestoaikana ja näin ollen verkon impedanssi ei pysy vakiona, mikä puolestaan vaikuttaa oikosulkuvirran tasavirtakomponenttiin. /19/

Oikosulkuvirran tasavirtakomponentin aikavakio voidaan esittää muodossa:

$$\tau = \frac{X_d'' + X_n}{\omega(R_d + R_n)} \quad [\text{s}] \quad (8)$$

missä  $X_d''$  on generaattorin alkureaktanssi [ $\Omega$ ]

$X_n$  on generaattorin ja vikapaikan välinen reaktanssi [ $\Omega$ ]

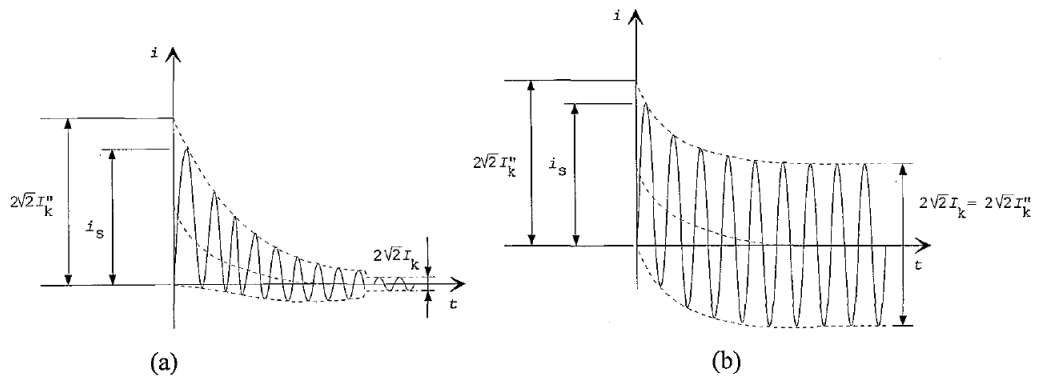
$R_d$  on generaattorin resistanssi [ $\Omega$ ]

$R_n$  on generaattorin ja vikapaikan välinen resistanssi [ $\Omega$ ]

$\omega$  on kulmataajuus [Hz]

Myös oikosulkuvirran vaihtovirtakomponentti vaimenee jos generaattorin syöttämä oikosulkuvirta muodostaa merkittävän osan kokonaisuikosulkuvirrasta. Vai-

meneminen johtuu koneen sisäisen reaktanssin kasvamisesta oikosulun kestoajana. Mitä lähempänä generaattoria oikosulku tapahtuu, sitä suuremman osan se syöttää vikapaikan oikosulkuvirrasta ja sisäisten reaktanssimuutosten vaikutus korostuu. Jos oikosulku tapahtuu hetkellä, jolloin tasavirtakomponenttia ei synny, saa generaattorin syöttämä oikosulkuvirta kuvan 31a mukaisen käyrämuodon. Oikosulkuvirta on kyseisessä tapauksessa symmetrinen ja vaihtovirtakomponentti vaimenee aikavakioilla  $\tau''$  ja  $\tau'$  kohti pysyvän tilan arvoja. Aikavakioihin vaikuttavat verkon reaktanssien suhteet. Kuva 32a esittää tilannetta, jossa tasavirtakomponentti saa maksimiarvon alkutilanteessa. Tällöin oikosulkuvirta on epäsymmetrinen kunnes saavutetaan pysyvä tila. /19/



Kuva 32. Epäsymmetrinen oikosulkuvirta: (a) oikosulku lähellä generaattoria, (b) oikosulku kaukana generaattorista. /19/

Oikosulkuvirran vaihtovirtakomponentin aikavakiot määritellään seuraavasti:

$$\tau'' = \frac{X_d'' + X_n}{X_d' + X_n} \tau_{d0}'' \quad [\text{s}] \quad (9)$$

$$\tau' = \frac{X_d' + X_n}{X_d + X_n} \tau_{d0}' \quad [\text{s}] \quad (10)$$

Missä  $\tau_{d0}''$  on tyhjäkäyntitilan alkuaikavakio [s]

$\tau_{d0}'$  on tyhjäkäyntitilan muutosaikavakio [s]

$X_n$  on generaattorin ja vikapaikan välinen reaktanssi [ $\Omega$ ]

$X_d''$  on generaattorin alkureaktanssi [ $\Omega$ ]

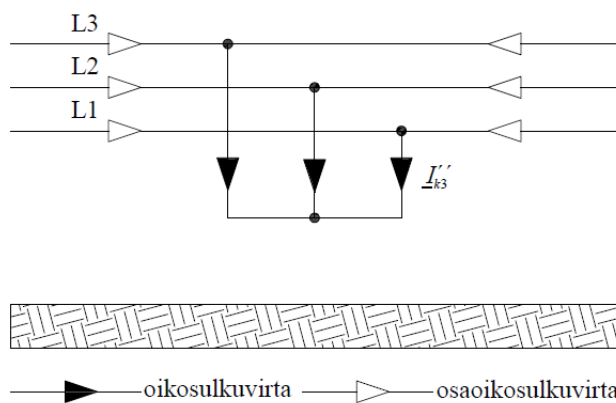
$X_d'$  on generaattorin muutosreaktanssi [ $\Omega$ ]

$X_d$  on generaattorin pysyvän tilan reaktanssi [ $\Omega$ ]

Kun generaattorin ja vikapaikan välinen impedanssi on suuri verrattuna generaattorin impedanssiin, ei generaattorin impedanssin muuttumisella oikosulun aikana ole merkitystä virtapiirin kokonaisimpedanssin kannalta. Kaukana generaattorista olevan alkuoikosulkuvirran suuruus on sama kuin jatkuvan tilan virta eli oikosulkuvirran vaihtokomponentti ei vaimene, kuva 32b. /19/

### 7.2.1 Kolmivaiheinen oikosulku

Kolmivaiheisessa oikosulussa verkon kaikki vaiheet kytkeytyvät yhteen. Tällöin verkon vaiheiden jännitteet tippuvat vikapaikassa nolnaan ja jokainen vaihe syötää oikosulkuvirtaa vikapaikkaan ja järjestelmä on näin ollen symmetrisesti kuormitettu. Vikakohdassa vaikuttaa oikosulkuvirta  $\underline{I}_{k3}$ . Tilanne on kuvattu kuvassa 33, jossa on esitettyä alkuoikosulkuvirta  $\underline{I}'_{k3}$ .

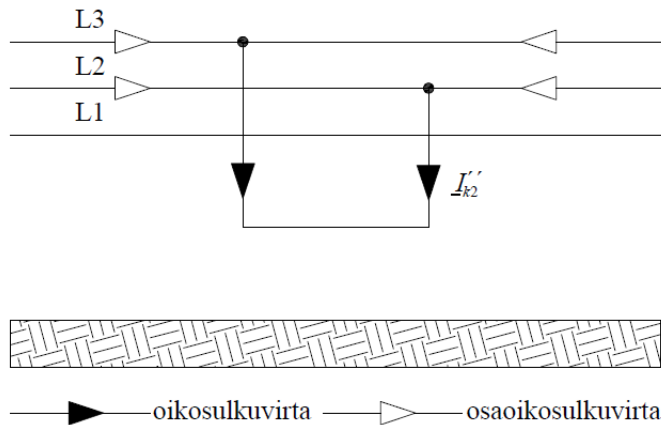


Kuva 33. Symmetrinen kolmivaiheinen oikosulku /40/

Kolmivaiheinen oikosulku johtaa laskennallisesti useimmiten suurimpaan vikavirtaan. Oikosulkuvirtaa laskettaessa voidaan käyttää verkon myötäimpedansseja eli kolmivaiheverkon komponenttien normaaleja oikosulkuimpedansseja. /19/

### 7.2.2 Kaksivaiheinen oikosulku

Kaksivaiheinen oikosulku on esitetty kuvassa 34, missä  $\underline{I}'_{k2}$  on vian syntyessä esiintyvä alkuoikosulkuvirta.



Kuva 34. Kaksivaiheinen oikosulku /40/

Kaksivaiheisessa oikosulussa virrat ovat vikapisteessä vastakkaisvaiheiset ja se on lähes aina pienempi kuin kolmivaiheinen oikosulkuvirta. Vian tapahtuessa kaksi vaihevirroista nousee suureksi ja kolmas pysyy ennallaan. Kaksivaiheinen oikosulkuvirta voidaan esittää kolmivaiheisen oikosulkuvirran avulla seuraavasti.

$$I_{k2} = \frac{\sqrt{3}}{1 + \frac{Z_2}{Z_1}} \cdot I_{k3} \quad [\text{A}] \quad (11)$$

Missä  $Z_1$  on oikosulkupiirin myötäimpedanssi [ $\Omega$ ]

$Z_2$  on oikosulkupiirin vastaimpedanssi [ $\Omega$ ]

$I_{k3}$  on kolmivaiheinen oikosulkuvirta [A]

Kaksivaiheinen oikosulkuvirta voi olla suurempi kuin kolmivaiheinen vain kun ehto  $Z_2 < 0,73 \cdot Z_1$  on voimassa. Tämä edellyttää, etteivät impedanssien vaihekulmat poikkea enempää kuin  $15^\circ$  toisistaan. /19/

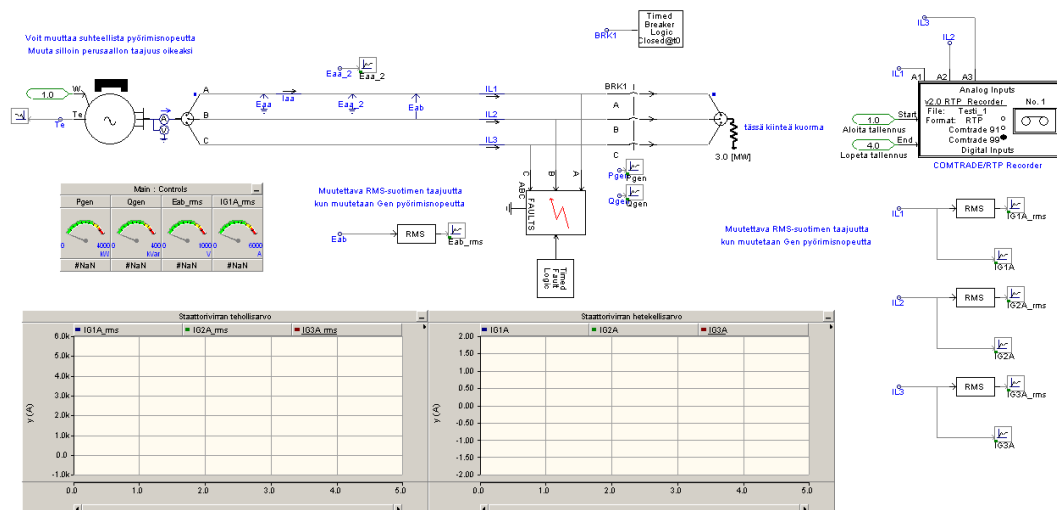
Tahtikoneilla myötä- ja vastaimpedanssit eroavat toisistaan. Tahtikoneen myötä- ja vastaimpedanssit ovat oikosulun alussa yhtä suuret, jolloin myös koko piirin myötä- ja vastaimpedanssit ovat samansuuruiset ja kaksivaiheinen alkuoikosulkuvirta on pienempi kuin kolmivaiheisen oikosulun. Jos vika tapahtuu lähellä tahtikoneetta, niin oikosulun kestäessä tahtikoneen myötäreaktanssi kasvaa saavuttaen lopulta tahtireaktanssin arvon. Tästä johtuen tahtikoneen vastaimpedanssin suhde myötäimpedanssiin 0,1–0,15-kertainen ja kaksivaiheinen pysyvän tilan oikosulkuvirta voi olla jopa 1,4-kertainen pysyvään kolmivaiheiseen oikosulkuvirtaan



verrattuna. Oikosulku kestää kuitenkin harvoin niin pitkään, että tahtikoneen myötäreaktanssi ehtii saavuttaa tahtireaktanssia. Tämän seurauksena kaksivaiheiset vikavirrat jäävätkin yleensä pienemmiksi kuin kolmivaiheisten vikojen. /19/

### 7.2.3 Kestomagneettigeneraattorin oikosulkutilanteen mallinnus

PMSG:n oikosulkuvirran käyttäytymistä pyrittiin hahmottamaan PSCAD-simuloinnilla eri vikatilanteissa. Simulointi suoritettiin yksinkertaistetulla kestopagneettigeneraattorin mallilla, jossa generaattori syötti 3 MW kuormaa. Mallista mitattiin vaiheiden virtojen hetkellisarvot ja jatkuvan tilan virran tehollisarvo. Lisäksi vikatilanteista otettiin Comtrade -tallenteet. Malli on kuvattu kuvassa 35.



Kuva 35. Simulointimalli

Kestomagneettigeneraattorin nimellisarvot ja koneen parametrit on esitetty kuvissa 36 ja 37.

Configuration	
Rated MVA	3.00 [MVA]
Rated Voltage (L-L)	0.69 [kV]
Rated Frequency	20.0 [Hz]

Kuva 36. PM generaattorin nimellisarvot

Machine Data	
Stator Winding Resistance	0.017 [pu]
Stator Leakage Reactance	0.064 [pu]
D: Unsaturated Reactance [Xd]	0.55 [pu]
Q: Unsaturated Reactance [Xq]	0.55 [pu]
D: Damper Winding Resistance [Rkd]	0.055 [pu]
D: Damper Winding Reactance [Xkd]	0.62 [pu]
Q: Damper Winding Reactance [Rkq]	0.183 [pu]
Q: Damper Winding Reactance [Xkq]	1.175 [pu]
Magnetic Strength	1.155 [pu]

Kuva 37. PM generaattorin parametrit

Generaattorin laskennallinen nimellisvirta koneen nimellisarvojen perusteella on:

$$I_N = \frac{S_{NG}}{\sqrt{3} * U_{NG}} = \frac{3MVA}{\sqrt{3} * 690V} = 2510A$$

Kestomagneettigeneraattorin virtojen käyttäytymistä simulointiin normaalitilanteessa sekä kolmivaiheisen ja kaksivaiheisen oikosulun aikana. Generaattorin taajuutta säädettiin suhteellisella pyörimisnopeudella, jolloin 1 = 20 Hz ja 0,25 = 5 Hz. Simuloidut tilanteet on listattu taulukossa 12.

Simulointi aloitettiin normaalitilanteen käyttäytymisen mallintamisella, jonka perusteella saatiin taulukon 13 arvot. Kuten taulukosta havaitaan, kestopagneetto-generaattorin vaiheen L1 20 Hz:n simuloitu virta, IG1A\_rma = 2509 A vastaa laskennallista nimellisvirta-arvoa.

Taulukko 12. Simuloidut tilanteet

Vika	Suhteellinen pyörimisnopeus	f (Hz)	t (s)	Kommentti
Case 1	1	10		Normaalitilanne, ei vikaa
Case 2	0,25	5		Normaalitilanne, ei vikaa
Case 1A	1	20	2.0038	Kolmivaiheinen oikosulku tapahtuu vaiheen L1 jännitteen ja virran nollakohdassa, jolloin vaihe L1 saa suurimman huippuarvonsa
Case 1B	1	20	2.0163	Kolmivaiheinen oikosulku tapahtuu vaiheen L1 jännitteen ja virran huippuarvolla, jolloin vaiheen L1 oikosulkuvirrassa ei esiinny tasakomponenttia ja virta on symmetrinen
Case 2A	0,25	5	2.0038	Kolmivaiheinen oikosulku tapahtuu vaiheen L1 jännitteen ja virran nollakohdassa, jolloin vaihe L1 saa suurimman huippuarvonsa
Case 2B	0,25	5	2.0538	Kolmivaiheinen oikosulku tapahtuu vaiheen L1 jännitteen ja virran huippuarvolla, jolloin vaiheen L1 oikosulkuvirrassa ei esiinny tasakomponenttia ja virta on symmetrinen
Case 1C	1	20	2.0038	Kaksivaiheinen oikosulku tapahtuu vaiheen L1 jännitteen ja virran nollakohdassa, jolloin vaihe L1 saa suurimman huippuarvonsa
Case 1D	1	20	2.0163	Kaksivaiheinen oikosulku tapahtuu vaiheen L1 jännitteen ja virran huippuarvolla Kaksivaiheinen oikosulku
Case 2C	0,25	5	2.0038	Kaksivaiheinen oikosulku tapahtuu vaiheen L1 jännitteen ja virran nollakohdassa, jolloin vaihe L1 saa suurimman huippuarvonsa
Case 2D	0,25	5	2.0538	Kaksivaiheinen oikosulku tapahtuu vaiheen L1 jännitteen ja virran huippuarvolla Kaksivaiheinen oikosulku

Taulukko 13. Normaalitilanteessa mitatut virrat, tehot ja jännitteet.

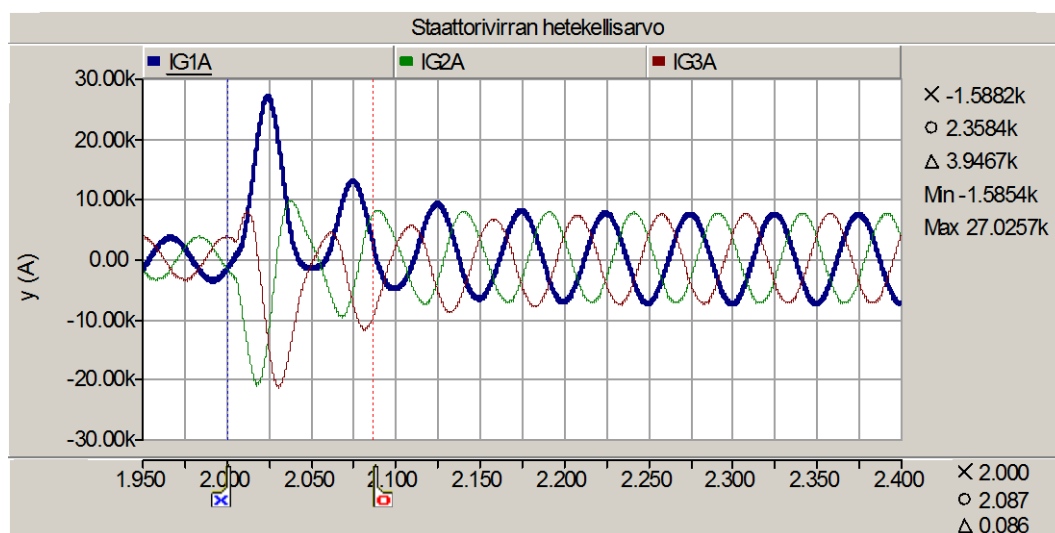
Suure	Case 1	Case 2
Rated Frequency	20 Hz	20 Hz
Magnetic Strength	1,155 p.u.	1,155 p.u.
Suhteellinen pyörimisnopeus	1	0,25
Virran perustaajuus	20 Hz	5 Hz
IG1A_rms	2509 A	706 A
Pgen	2,998 MW	0,238 MW
Eab_rms	690 V	195 V

Jokaisesta vikatilanteesta mitattiin sysäysoikosulkuvirta,  $i_s$  ja jatkuvan oikosulku-tilan virta  $I_k$ . Mittaustulokset on esitetty taulukossa 14 ja kolmivaiheisen oikosulkuvirran suurin mitattu huippuarvo on esitetty kuvassa 38. Taulukon 14 tulokset vastaavat hyvin teoriaa, kolmivaiheinen oikosulku antaa suurimman alkuoikosul-

kuvirran ja kaksivaiheinen pysyvän oikosulkutilan virta on noin 1,14–1,3 kertaa suurempi kuin kolmivaiheisessa oikosulussa. Kuvasta 38 nähdään, että oikosulkukäyrän muutosaikavakio  $\tau$  on noin 50 ms. Tasavirta vaimenee suurin piirtein yhtä suurella aikavakion arvolla.

Taulukko 14. Simuloinnin tulokset

Vika	Sysäyoikosulkuvirta, $i_s$ (kA)	Jatkuvan tilan virta, $I_k$ (kA)
Case 1A	26,72	5,29
Case 1B	17,47	5,30
Case 2A	14,22	5,08
Case 2B	10,32	5,08
Case 1C	26,16	6,96
Case 1D	9,62	6,97
Case 2C	13,12	5,66
Case 2D	5,64	5,66



Kuva 38. Kolmivaiheinen oikosulkuvirran hetkellisarvo kun  $i_s$  suurin.

Kestomagneettigeneraattorin oikosulkuvirrat riippuvat koneen parametreista ja esimerkiksi kolmivaiheinen oikosulku tuottaa 2–4-kertaisen virtapiikin nimellisvirtaan verrattuna. Oikosulku muistuttaa käyrämuodoltaan vierasmagnetoidun tahvikoneen oikosulkukäyrää. /38/

Asiakkaan generaattorin sähköisten arvojen sysäyoikosulkuvirran arvoksi saadaan 4,7 p.u., joka vastaa melko hyvin Case 1B simulointituloksen perusteella laskettua arvoa, joka on 4,9 p.u.

Taulukossa 15 on yleisen 2–3 MVA kestopagneettigeneraattorin parametreja. Siitä nähdään, että yleisen mallin muutosaikavakio on myös noin 50 ms.

Taulukko 15. Yleisen 2-3 MVA generaattorimallin parametreja /28/

Parametri	Arvo
$x_d$	3
$x_{d'}^{\prime}$	0,3
$x_{d''}^{\prime\prime}$	0,2
$x_{q'}^{\prime}$	1,25
$x_{q''}^{\prime\prime}$	0,2
$\tau_{d0}$	0,5 s
$\tau_{d0}^{\prime}$	0,001 s

### 7.3 Lähtötilanne ja nykyinen suojaustekniikka

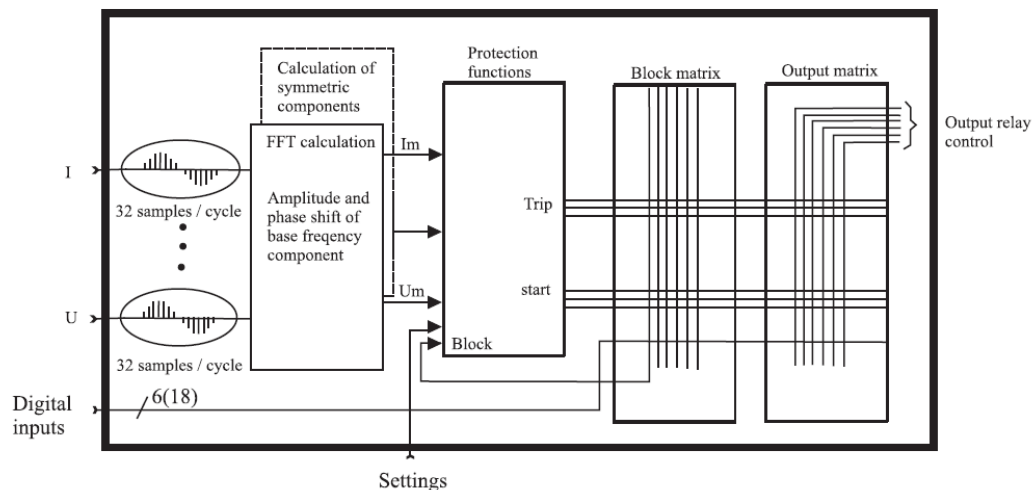
Tuulivoimalavalmistajalla on parhaillaan koekäytössä muunnettu VAM 4C (VAMP 221-valokaarisuojausjärjestelmän keskitin), jossa on analogisella komparaattorilla toteutettu kolmivaiheinen ylivirtasuojaja RCTi-3ph sensorirajapinnalla. Power Electronic Measurements Ltd:n RCTi-3ph sisältää Rogowskin kelaan perustuvan virtasensorin ja ulkoisen integraattoriin. /15/, /37/

Saadun palautteen mukaan VAM 4C:n toiminta täyttää asiakkaan odotukset ylivirtasuojan toiminnan osalta, mutta asiakas haluaisi kuitenkin laitteen, joka perustuu VAMP 50-sarjan suojareleeseen. Tällöin suojausta ei voida toteuttaa analogisesti vaan se on tehtävä laskennallisesti algoritmilla. Suojareleeseen tulee myös integroida Rogowski-sensorirajapinta sillä nykyisissä suojareleissä mittausensoreina on virtamuuntaja, joka on suunniteltu toimimaan noin 50/60 Hz virralla.

#### 7.3.1 Numeerinen suojaustekniikka

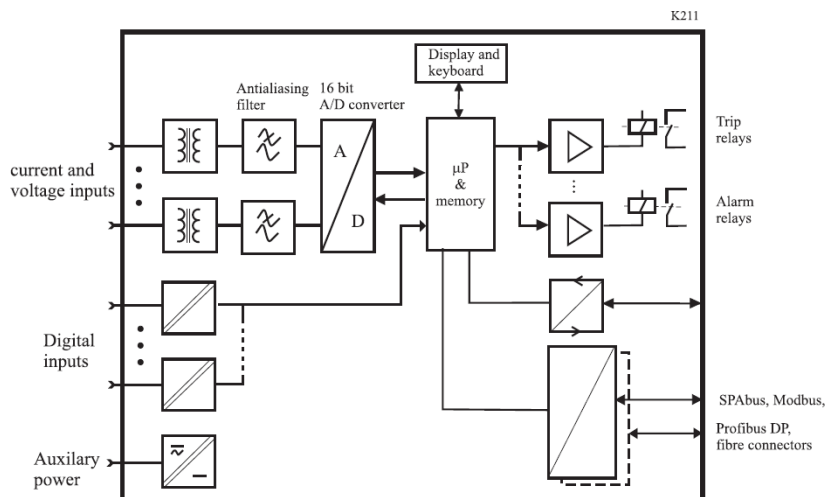
Vamp Oy:n releissä käytetty numeerinen teknologia perustuu nopean Fouriermuunnoksen (*FFT, Fast Fourier Transformation*) soveltamiseen, jolloin mittausmäärien laskentaan tarvittavien kerto- ja yhteenlaskujen määrä pysyy kohtuullisena. Mitattavan signaalin näytteistetään  $2^n$ -sarjan mukaisella näytemäärällä synkronoidulla näyteenotolla, eli jokaisesta jaksosta otetaan tasaluku  $2^n$ -näytteitä, joka on esimerkiksi 32 näytettä/jakso. Virran taajuus mitataan ja näytteiden määrää jaksoa kohti ohjataan niin, että näytteiden määrä pysyy vakiona taajuuden muu-

toksista riippumatta. Rele tunnistaa taajuudet 45 Hz:stä 60 Hz:iin. Mikäli näytteenotto tehdään 32 kertaa jaksossa, otetaan 50 Hz:llä näytteitä 625  $\mu$ s välein eli näytteenottotaajuus on 1600 Hz. Nyquistin teoreeman mukaan signaalista tulee ottaa näytteitä taajuudella, joka on vähintään kaksinkertainen alkuperäisessä signaalissa esiintyvään suurimpaan taajuuteen nähden, jotta näytteiden perusteella voidaan rakentaa alkuperäistä vastaava signaali. Nykyisellä näytteenottotaajuudella voidaan toistaa harmoniset yliaallot aina 15. asti (50 Hz:llä 15. harmoninen on 750 Hz). Kuvassa 39 on esitettyä VAMP-suojareleen signaalinkäsittelyn ja suojausohjelmiston yleiskaavio. /24/, /41/, /49/



Kuva 39. VAMP-suojareleen signaalinkäsittelyn ja suojausohjelmiston yleiskaavio /49/

Antialiassuodatin on A/D muuntimen näytteenotto- ja pitopiiriä ennen asennettava alipäästösuodatin, jonka tehtävä on poistaa signaalissa mahdollisesti esiintyvät korkeat taajuudet, jotka eivät täytä Nyquistin kriteeriä. Tällaiset komponentit laskeutuisivat muuten alkuperäisen signaalin päälle, eikä niitä muuntimen jälkeen saa enää millään suotimella tai signaalinkäsittelyllä poistettua lopputuloksesta. VAMP- suojaareleen periaatekaavio on kuvassa 40. /49/



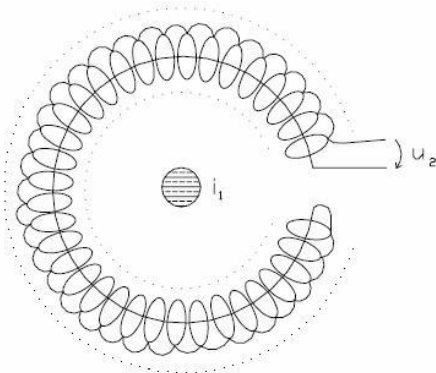
Kuva 40. VAMP suojarleen periaatekaavio /49/

Suojarle mittaa sekä positiivisen, että negatiivisen puolijakson ja FFT laskee näiden keskiarvona virran tehollisarvon osoittimen ja vaihekulman 10 ms välein. Toimintaa on varmennettu siten, että vähintään kahden jakson on ylitettävä asette-  
luarvo ennen kuin rele havahtuu.

## 7.4 Uusi suojarle

### 7.4.1 Rogowski-kela

Virtasensorin toiminta perustuu ns. Rogowskin kelaan (*RC, Rogowski Coil*), jolla ei ole lainkaan magneettista sydänmateriaalia, vaan toisiokäämi kierretään renkaaksi esimerkiksi ilmasydämen ympärille. Käämin paluujohtin voidaan kuljettaa kierrosten sisällä, jolloin käämin päät saadaan samalle puolelle kelaa, kuten kuvassa 41.



Kuva 41. Rogowski-kelan periaate / 31/

Käämin päiden välille muodostuu jännite, joka on suoraan verrannollinen mitattavassa johtimessa kulkevan virran aikaderivaattaan. Kun tämä jännite integroidaan, saadaan lähdöstä alkuperäiseen mitattuun virtaan verrannollien jännite. /31/

Käämin läpi menevä virta  $i_1$  indusoi yhtälön 12 mukaisen jännitteen:

$$u_2 = -\mu_0 N A \frac{di_1}{dt} = H \frac{di_1}{dt} \quad [\text{V}] \quad (12)$$

missä  $\mu_0$  on tyhjiön permeabiliteetti

$N$  on käämin kierrosten lukumäärä [kierrosta/m]

$A$  on yhden kierroksen pinta-ala [ $\text{m}^2$ ]

$H$  on käämin herkkyys [ $\text{Vs/A}$ ]

Rogowskin kelan etuja verrattuna mittamuuntajaan ovat pieni koko, laaja dynaaminen mittausalue, korkea luotettavuus ja turvallisuus sekä alhainen hinta. Samaa sensoria voidaan käyttää mittaus- ja suojaustoiminnoissa. Kela on lineaarinen läpi koko mittausalueen, koska ei-magneettisen materiaalin ympärille tehdyn käämin ulostulo ei kyllästy suurillakaan virroilla, jolloin sitä voidaan käyttää virran mittaamiseen muutamasta ampeerista satoihin kiloampeereihin asti. Koska vain muuttuva virta indusoi jännitteen, Rogowski-kelalla voidaan mitata vain vaihtovirtaa. /31/

Jos sensorin sydän ja käämitys on valmistettu huolella, voidaan keskijännitekojeistoissa käytettävissä sensoreissa saavuttaa  $\pm 0.5$  % tarkkuus. Epätarkkuutta aiheuttavat mm. lämpötilan vaihtelut, kokoonpanotoleranssi, muiden vaihevirtojen vaikutus ja ensiöjohtimen äärellinen pituus. /31/

Käytännössä Rogowskin kela on suunniteltu 50 Hz:n taajuusalueelle, mutta sen käyttöalue vaihtelee kuitenkin muutamasta hertsistä aina megahertsiin saakka. Mittaukseen, suojaukseen ja tehon laadun mittaukseen tämä on enemmän kuin tarpeeksi.

Rogowski-kelan toisiosta mitattu jännite, joka on luokkaa muutama  $\text{mV/A}$ , on suuruudeltaan hyvin pieni verrattuna esim. rautasydämiseen virtamuuntajaan. Alhainen signaalitaso voi olla ongelma vaikeissa EMI-ympäristöissä (*Electromagnetic Interference, sähkömagneettinen häiriö*) kuten keskijännitekytkinkojeistoissa,

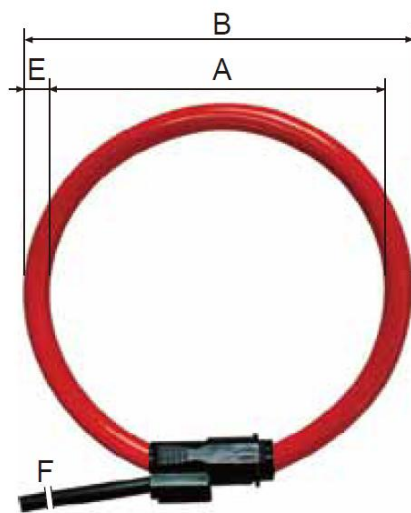


jos EMC-näkökohtia (*Electromagnetic Compatibility, sähkömagneettinen yhteensopivuus*) ei ole otettu huomioon suunnittelussa ja testauksessa. / 31/

#### 7.4.2 Analogiaintegraattorikortti ja virtasensori

VAMP suojaareleille ei ole suunnitelmissa hyödyntää RCTi-3ph virtasensorijärjestelmää. Toisaalta VAMP 50-sarjan suojaarele ei tue digitaalista integrointia, joten se ei osaa käsitellä suoraan Rogowski-sensorilta saatua, virran aikaderivaattaan perustuvaa, jännitettä vaan jännite on ensin integroitava. Rogowski-sensorit haluttiin kytkeä suoraan suojaareleeseen, joten päädyttiin käyttämään VAMP 221 valokaarisuojausjärjestelmälle kehitettyä analogiaintegraattorikorttia, jonka toiminta vastaa VAM 4C:ssä käytettyä ulkoista RCTi-3ph:n integraattoria.

Prototyypissä käytettäväksi virtasensoriksi valittiin kuvassa 42 oleva J&D Electronicsin Rogowskin kelaan perustuvan anturi, joka valmistajan tietojen mukaan soveltuu virran mittaamiseen milliampeereista aina sataan kiloampeeriin saakka taajuusalueella 10 Hz–20 kHz. Sensorin tarkkuudeksi luvataan  $\pm 1\%$  25 Hz–5 kHz välillä ja vaihesiirto alle 1 %:ia kun mitattavan virran taajuus on 50/60 Hz. /21/



Kuva 42. J&D Electronicsin Rogowski-virtasensori /21/

### 7.4.3 Näytteisiin perustuva laskenta

Lähtökohtana uudelle näytteisiin perustuvalla viantunnistusalgoritmille oli, että se tulee toimia vanhan FFT perustuvan algoritmin rinnalla. Lisäksi sille asetettiin seuraavat vaatimukset:

- Suojan tulee reagoida kolmesta vaihevirrasta korkeimpaan arvoon.
- Releen asetteluarvo asetetaan muutosoikosulkuvirran mukaan.
- Mitatun arvon ylittäessä käyttäjän tunnistusasetuksen suoja havahtuu. Tämä on vian havaitsemisaika.
- Vikatilanteen kestäessä pidempään kuin käyttäjän määrittämä toimintaviive suoja laukeaa.
- Mikäli viive on määritetty minimitasolle, laukeaa suoja välittömästi.
- Vähimmäistoiminta-aika sisältää vian havaitsemisajan ja laukaisukosketin toiminta-ajan.
- Käytössä on kaksi erikseen säädettävää ylivirtaporrasta:  $I>$ ,  $I>>$  ja molempien ylivirtaportaiden tulee toimia vakioajallisesti (*DT, Definite Time*).
- Tapahtumalogiin tulee siirtää vika-arvo ja vikatyyppejä.
- Näytteisiin perustuva vian tunnistus, perustaajuisen komponentin osoittimen ja vaihekulman laskenta tehdään vain mittausaustointoja varten.
- Käytetään nykyistä muuttuvaa näytteenottotaajuutta, mutta otetaan lisäksi lisänäytteitä puskuriin tätä algoritmia varten.
- Kestomagneettigeneraattorin oikosulun havainnointi täytyy perustua ensimmäiseen vian jälkeiseen virtahuippuun (1. puolijakso).
- Harmonisia yliaaltoja ei ole tai niiden suuruus on niin pieni, että ne eivät häiritse.
- Seurataan perättäisiä näytteitä
  - Jos virran muutosnopeus ylittää maksimitaajuuden määrittelemän muutosnopeuden muutaman mittausarvon ajalta, katsotaan menevätkö yksittäiset näytteet yli asetteluarvon.
  - Jos virran muutosnopeus ei ole ylittänyt muutosnopeuden kynnyksarvoa vaaditaan virran asetteluarvon ylitys useamman perättäisen näytteen ajalta.

- Toiminta-aika lasketaan asetteluarvon ylityksestä.

Laskenta-algoritmin ohjelmointi sovittiin toteutettavaksi kahdessa eri vaiheessa. Ensimmäisessä vaiheessa oli tarkoitus toteuttaa kohdat 2 ja 3 ja testauksen jälkeen toisessa vaiheessa kohta 1. Varsinainen ohjelmakoodin teko ei kuulunut tämän työn laajuuteen.

1. Käytetään nykyistä muuttuvaa näytteenottotaajuutta, mutta otetaan lisäksi lisänäytteitä tätä uutta algoritmia varten eri puskuriin.
2. Perättäisistä näytteistä seurataan, ylittääkö virran muutosnopeus maksimitaajuuden määrittelemän muutosnopeuden.
3. Katsotaan meneekö 3 näytettä yli virtarajan, virtarajan ylittäviä näytteitä tarvitaan vain 2 jos muutosnopeus on ollut suuri.

Kohdan 1 puuttuessa, näytteenottoväliksi ilman lisänäytteitä saadaan 6,25 ms kun mitattavan virran taajuus on 5 Hz ja 1,56 ms kun taajuus on 20 Hz.

## 8 TESTAUS JA TULOKSET

Testaus suunniteltiin suoritettavaksi kahdessa eri vaiheessa. Ensimmäiseksi testattiin analogiaintegraattorikortin käyttäytymistä tarkoituksena arvioida Rogowski-sensorin ja integraattorikortin soveltuvuus sovellukseen. Testauksen toisessa vaiheessa oli tarkoitus rakentaa integraattorikortilla ja Rogowski-sensoriliitynnällä varustettu VAMP 50 -sarjan suojareleen prototyyppi, jolla uusi algoritmi testataan Omicron-testiympäristössä.

Testeissä käytetty Omicron CMC 356 on PC:llä ohjattava toisioreletestauslaite, jolla voidaan syöttää esimerkiksi tietyn taajuuden ja amplitudin omaavaa virtaa suojareleelle tai ajaa Comtrade-tallenteita.

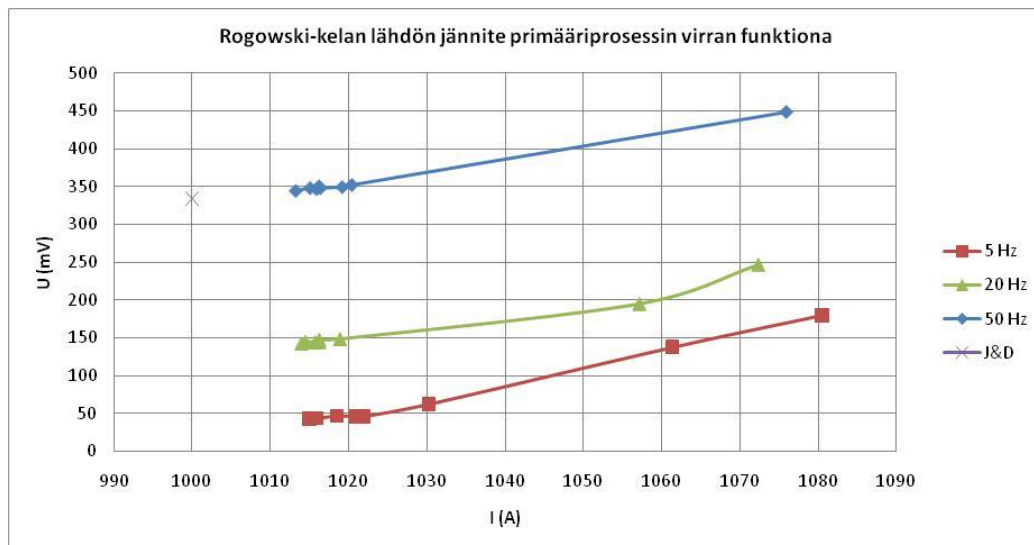
### 8.1 Analogiaintegraattorin toiminta

Analogiaintegraattorikortin kykyä toistaa sensorin mittaama alkuperäinen signaali tutkittiin seuraavissa tapauksissa:

- amplitudivaste 5, 20 ja 50 Hz:llä
- vaihesiirto 5, 20 ja 50 Hz:llä
- kolmevaiheinen oikosulku.

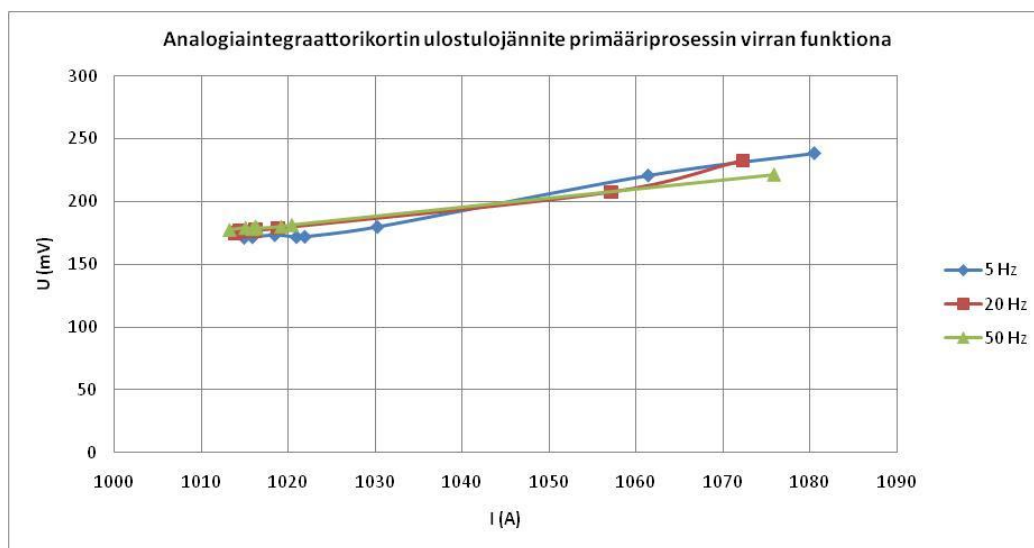
Omicronilla syötettiin 10 A (RMS) suuruista virtaa johtoon, joka oli kierretty J&D Electronicsin Rogowskin kelaan perustuvan sensorin ympäri 100 kertaa. Tällöin sensorin näkemä virta oli 1000 A. Syötetty virta, sensorilta ulostuleva jännite sekä analogiaintegraattorikortin ulostulojännite mitattiin eri taajuusalueilla.

Rogowski-kelan lähdöstä mitatun jännitteen taso muuttuu syötetyn virran aikaderivaatan eli taajuuden mukaan kuvan 43 mukaisesti. Huolimatta siitä, ettei valmistaja takaa sensorille speksin mukaista toimintaa alle 25 Hz taajuudella, voitiin mitaustuloksen perusteella todeta sensorin toimivan riittävän lineaarisesti prototyypin testausta ajatellen. Myös 5–20 Hz:llä ja 50 Hz:llä havaittiin muuntosuhteen olevan lähellä valmistajan ilmoittamaa arvoa (kuvassa piste J&D).



Kuva 43. Rogowski-keulan lähdön jännite primääriprosessin virran funktiona

Kuvasta 44 nähdään analogiintegraattorikortilta mitatun ulostulojännitteen riippuvuus syötetyn virran taajuudesta. Tulokset olivat odotetun mukaisia ja epätarkkuudet Rogowskin lähdössä ovat nähtävissä myös integraattorikortin ulostulossa.



Kuva 44. Analogiintegraattorikortin ulostulojännite primääriprosessin virran funktiona

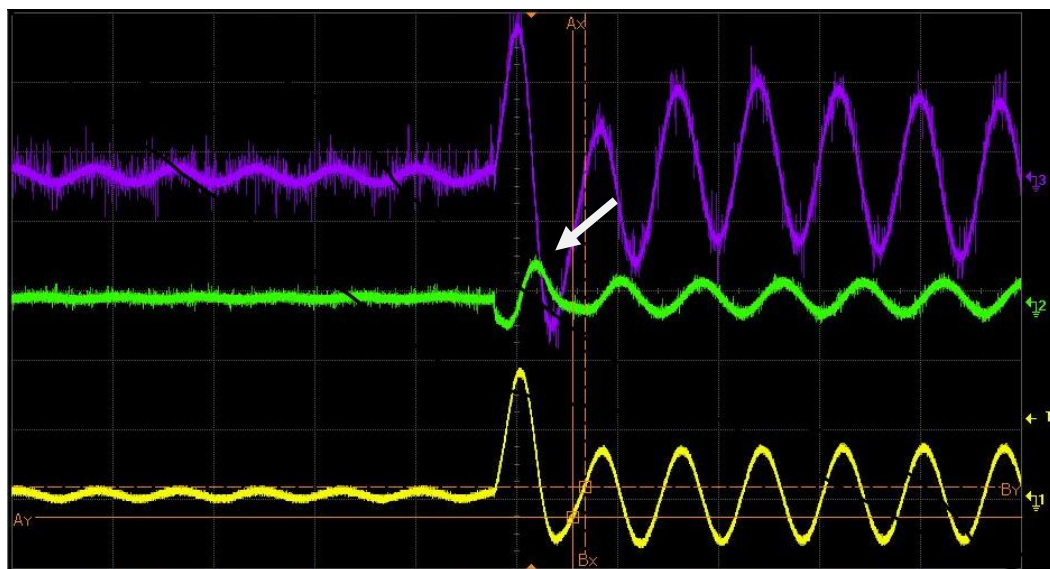
Testissä mitattiin taulukon 16 mukaiset vaihesiirrot syötetyn virran ja integraattorikortin ulostulon jännitteen välillä. Vaihesiirto suurenee taajuuden pienetessä ja aiheuttaa todennäköisesti viivettä myös vian havaitsemisaikaan ja siten suojare-

leen toiminta-aikaan. Viiveen aiheuttajaa ei tämän työn puitteissa ollut mahdollista tutkia, mutta todettiin sen vaativan lisäselvitystä.

Taulukko 16. Vaihesiirto analogiaintegraattorikortin ulostulon ja primääriprosessin virran välillä

	5 Hz	20 Hz	50 Hz
Vaihesiirto	97°	24°	7°

Analogiaintegraattorikortin toimintaa tutkittiin myös syöttämällä kolmivaiheisen oikosulun vikavirtaa perustuen simuloinnin yhteydessä kerättyihin Comtrade-tallenteisiin. Kuvassa 45 nähdään esimerkki tilanteesta, jossa kanava 1 on syötetty virta, kanava 2 on sensorilta ulostuleva jännite ja kanava 3 on analogiaintegraattorikortin ulostulojännite. Kuvassa nähdään jonkin verran huojuntaa analogiaintegraattorikortin ulostulojännitteessä. Tämän johtuu analogiaintegraattorin epälineaarisuudesta, jolloin syötetyn virran jyrkkä muutosnopeus, eli derivaatta vikahetkellä aiheuttaa integraattorin ulostuloon vaimenevan DC-komponentin.



Kuva 45. Analogiaintegraattorikortin toiminta kolmivaiheisen oikosulun aikana

## 8.2 Näytteisiin perustuvan laskennan toiminta

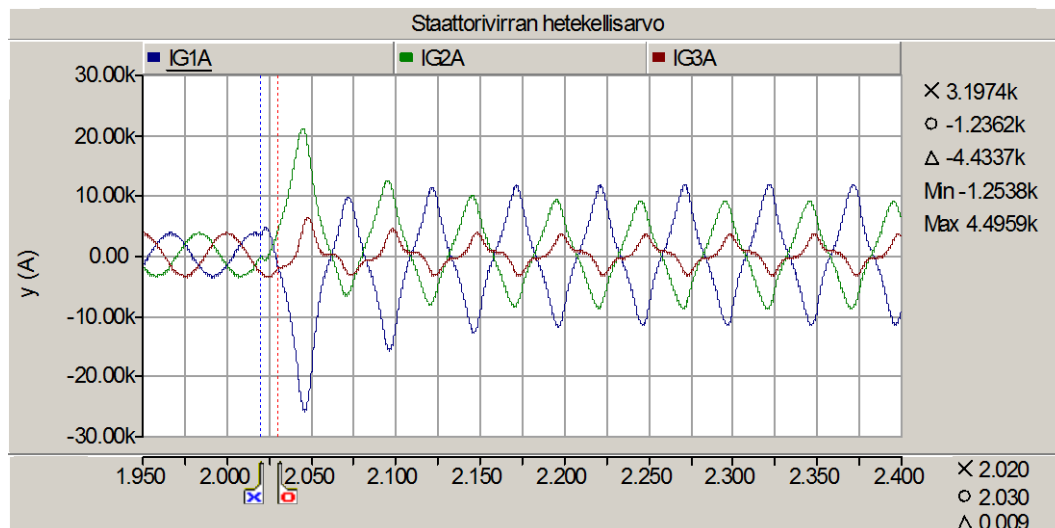
Uutta algoritmia ei ollut mahdollista testata tälle opinnäytetyölle määritellyn aikataulun puitteissa sillä uusi algoritmikoodi ei valmistunut suunnitellussa aikataulussa. Tässä yhteydessä pohdittiin algoritmin toimintaa, testauksessa mahdollisesti esille tulevia asioita ja tulevaisuuden tutkimustarpeita.

Ilman lisänäytteenottoa näytteenottoväli pitenee huomattavasti verrattuna alkupe räiseen käytössä olevaan algoritmiin. Tästä aiheutuu vaatimukseen nähden pitkä vian havaitsemisaika, mutta se pitäisi olla korjattavissa näytteenottoa tihentämällä. Nykyisen FFT perustuvan algoritmin näytteenottoväli on 625  $\mu$ s kun ensimmäisen vaiheen toteutuksessa näytteenottoväliksi saadaan 6,25 ms kun mitattavan virran taajuus on 5 Hz ja 1,56 ms kun taajuus on 20 Hz. Toteutuksen perusteella algoritmin periaatteellisen toiminnan testaus on kuitenkin mahdollista.

Simulointitulosten perusteella vian havaitseminen oikosulkutilanteessa pitäisi onnistua ensimmäisessä vian jälkeisessä virtahuipussa sillä virran muutosnopeus eli derivaatta vikatilanteessa on selkeästi suurempi kuin maksimitaajuuden määrittelemä muutosnopeus normaalitilanteessa. Tästä on esimerkki kuvassa 38.

Kolmivaiheisessa oikosulussa jo 16 % asetteluarvon ylitys saa aikaan sen, että jatkuvasti jonkun vaiheen näytteet ovat yli asetuksen. Tällöin kolmivaiheisen oikosulun tunnistuksen pitäisi toimia ongelmitta jo ilman virran derivaatan seuranta.

Kaksivaiheisessa oikosulussa virrat ovat vastakkaisvaiheiset, jonka seurauksena vielä 100 % asetteluarvon ylityksellä virta on noin 17 % ajasta alle asetuksen. Tämä voi hidastaa suojauksen toimivuutta. Kuvassa 46 nähdään tilanne, jossa kaksivaiheinen oikosulku tapahtuu hetkellä, jolloin ensimmäinen vian jälkeinen virtahuippu on noin 1,3-kertainen nimellisvirtaan verrattua. Näytteenottovälin ollessa 6,25 ms tilanne voi jäädä huomaamatta ja vian havaitsemisaika pitenee. Tämänkaltainen tilanne aiheuttaa siis todennäköisen ongelman suojauksen toiminnalle.



Kuva 46. Kaksivaiheinen oikosulkuvirta kun ensimmäinen virtahuippu on noin  $1,3x I_N$

Matala taajuus voi myös viivästyttää suojausta jos suojaus perustuisi ensisijaisesti asetteluarvon ylittämiin näytteisiin. Vikatilanteessa virran muutosnopeuden pitäisi kuitenkin ylittää normaalitilanteen arvot ja sitä seuraamalla vian havaitseminen ja suojauksen toiminta nopeutuu.

Virhelaukaisujen välttämiseksi tulee ylittävien näytteiden määrää tarkentaa. Pieni asetteluarvon ylitys vaatii suuremman määrän ylittäviä näytteitä ja sitä kautta suuremman viiveen ja palautumisajan.

Virrassa mahdollisesti olevien harmonisten taajuuksien ja muiden häiriöiden vaikutus algoritmin toimintaan tulisi myös tutkia.



## 9 YHTEENVETO

Tuulivoiman määrä kasvaa jatkuvasti ja tuulivoimakapasiteetti onkin maailmanlaajuisesti lähes kaksinkertaistunut aina kolmen vuoden välein. Myös Suomeen on suunniteltu runsaasti lisää tuulivoimaa. Tuulivoiman sekä muun hajautetun tuotannon osuuden kasvaminen muuttaa sähköverkon luonnetta aktiiviseksi, monesta pisteestä syötetyksi, joka muuttaa oikosulkuvirtojen suuruuksia ja kulkusuuntaa. Tämä aiheuttaa verkon suojauksen monimutkaistumisen. Tuulivoimalan tyyppi ja ominaisuudet vaikuttavat sen käyttäytymiseen vikatilanteessa ja sen vikavirran-syöttökykyyn. Myös uuden tekniikan käyttöönotto asettaa omia vaatimuksiaan tuulivoimalan sisäiselle sekä verkon suojaukselle.

Tämän opinnäytetyön tavoite voidaan jakaa kahteen erilliseen osaan. Ensimmäisenä tavoitteena oli selvittää tuulivoiman verkkoonliitännän teknisiä vaatimuksia sekä suojaukseen liittyviä haasteita ja sitä kautta lisätä tuulivoimatietämystä Vamp Oy:ssä. Toisessa osassa tutkittiin tuulivoimalan sisäistä oikosulkusuojausta muuttuvanopeuksisen täysohjatun tuulivoimalan tapauksessa ja etsittiin ratkaisuja matalataajuisen virran tunnistavan suojareleen toteutukselle.

Verkkoonliityntäehdot asettavat tekniset vähimmäisvaatimukset, jotka uusien tuulivoimaloiden on täytettävä verkon liityntäpisteessä ja niiden tavoitteena on varmistaa järjestelmän turvallinen ja luotettava käyttö sekä riittävä sähkön laatu. Nykyaikaisilla tuulivoimatekniikoilla pystytään vastaamaan pääosin hyvin verkkoyhtiöiden liityntäehtoihin. Haastavimpana verkkoonliityntäehtona voidaan pitää jännitekuoppasietoisuutta eli voimalan kykyä pysyä verkossa tietyn ajan vaikka verkon jännite poikkeaisikin normaaliarvojen ulkopuolelle. Tuulivoiman suhteellisen osuuden lisääntyessä vaatimus korostuu, sillä suuren tuulivoimamäärän, esim. tuulipuiston irtoaminen verkosta voi pahentaa jännitekuoppaa ja siten heikentää verkon stabiilisuutta. Työssä otettiin kantaa myös kuinka muuttuvanopeuksinen täysohjattu tuulivoimala pystyy vastaamaan verkkomääräyksiin.

Keskeisin tuulivoimaan sekä muuhun hajautettuun tuotantoon liittyvä suojausongelma on saarekekäytön estosuojaus eli eroonkytkentäsuojaus. Lyhytaikainenkin saarekekäyttö voi ylläpitää vikapaikassa valokaarta aiheuttaen jälleenkytkentöjen

epäonnistumisen, joka vähentää verkon luotettavuutta pidempien käyttökeskeytyksien myötä. Maasulun pitkittyminen saareketilanteessa voi aiheuttaa myös turvallisuusongelman. Toimiva saarekekäytön estosuoja poistaa tuotantoyksiköiden tarpeettoman laukeamisen sekä jälleenkytkentöihin ja maasulkusuojaukseen liittyvät ongelmat. Saarekekäytön estosuojauksen toteuttaminen on haastavaa ja täysin luotettavasti toimivaa menetelmää ei vielä ole saatavilla. Suojauksen toimivuutta voidaan oleellisesti parantaa tietoliikenneyhteyden avulla ja tämä voisi olla ratkaisu luotettavasti toimivalle eroonkytkentäsuojaukselle.

Hajautetun tuotannon suojauksen vaatimukset ovat osin ristiriitaisia. Verkkoonliityntäehdot vaativat voimalalta jännitekuoppasietoisuutta, mutta samalla voimalan tulisi pystyä erottautumaan verkosta nopeasti ja pystyä toimimaan selektiivisesti yhdessä verkon muun suojauksen kanssa.

Nykyiset suojareleet on suunniteltu toimimaan sähköverkon taajuudella ja uusien tuulivoimalatekniikoiden käyttöönotto on nostanut esiin tarpeen tukea myös matalataajuisen virran ja jännitteen mittausta. Tämä asettaa haasteita sekä mittauksessa käytettäville sensoreille että releen suojauksen ohjelmalliselle toteutukselle. Eräs ratkaisu on käyttää Rogowskin kelaan perustuvaa virranmittaussensoria ja näytteisiin perustuvaa viantunnistusalgoritmia, jota lähdettiin kehittämään tämän opinäytetyön osana. Valmista sovellusta ei työn puitteissa saatu toteutettua, mutta työn tuloksia voidaan käyttää pohjana jatkokehittämisessä.

## LÄHTEET

- /1/ Ackermann Thomas (2005). Wind Power in Power Systems. 691 s. 1. painos. Chichester: John Wiley & Sons Ltd. ISBN 0-470-88508-9.
- /2/ Burton Tony & Sharpe David & Jenkins Nick & Bossanyi Ervin (2001). Wind Energy Handbook. 617 s. 1. painos. Chichester: John Wiley & Sons Ltd. ISBN 0-471-48997-2.
- /3/ Carsten Lind Andersen (2010). Introduction to Wind Power and Wind Turbine Technology 8.12.2010 – koulutusmateriaali. Danish Wind Power Academy.
- /4/ Davidsen, Troels. CEO, Vamp Protection Systems. Sähköpostiviestit 11.2.2011 ja 15.2.2011.
- /5/ Elovaara, Jarmo & Laiho, Yrjö (1999). Sähkölaitostekniikan perusteet. 487 s. 4. painos. Helsinki: Otatieto. ISBN 951-672-285-7.
- /6/ Energiateollisuus (2009). Verkostosuositus YA9:09, mikrotuotannon liittäminen sähkönjakeluverkkoon. 17 s.
- /7/ Farin, Juho & Peltonen, Lasse & Pykälä, Marja-Leena & Uski-Joutsenvuo, Sanna (2009). Taajuusmuuttajien rakenne, mitoitus ja säätö generaattorikäytössä. 75 s. Espoo: VTT. VVR-R-03623-09.
- /8/ Fingrid Oyj (2007). Fingrid Oyj:n yleiset liittymisehdot. [viitattu 13.1.2011]. 4 s. Saatavilla [www-muodossa: <URL: http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/liittyminen/YLE2007\\_31.8.2007.pdf>](http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/liittyminen/YLE2007_31.8.2007.pdf).
- /9/ Fingrid Oyj (2007). Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset. 7 s. [viitattu 13.1.2011]. Saatavilla [www-muodossa: <URL: http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/liittyminen/vaitimukset\\_\\_vju\\_2007.pdf>](http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/liittyminen/vaitimukset__vju_2007.pdf).
- /10/ Fingrid Oyj (2009). Liittymissäännöt tuulivoimaloiden liittämiseksi Suomen voimansiirtoverkkoon. 13 s. [viitattu 13.1.2011]. Saatavilla [www-muodossa: <URL: http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/liittyminen/liittsaannot\\_tuulivoimalat.pdf>](http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/liittyminen/liittsaannot_tuulivoimalat.pdf).
- /11/ Fingrid Oyj (2010). Tuulipuiston liittäminen kantaverkkoon. 10 s. [viitattu 13.1.2011]. Saatavilla [www-muodossa: <URL: http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/liittyminen/tuulipuiston\\_liittaminen.pdf>](http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/liittyminen/tuulipuiston_liittaminen.pdf).

- /12/ Fox, Brendan & Flynn, Damian & Bryans, Leslie & Jenkins, Nick & Milborrow, David & O'Malley, Mark & Watson, Richard & Anaya-Lara, Olimpo (2007). Wind Power Integration, Connection and system operational aspects. 276 s. 1. painos. Lontoo: The Institution of Engineering and Technology. ISBN 978-0-86341-449-7.
- /13/ GE (2011) Product Brochure: GE W650 Wind Generator Protection System, 090820-v11. [viitattu 24.1.2011] GE Digital Energy. Saatavilla [www-muodossa: <URL: http://www.gedigitalenergy.com/multilin/catalog/w650.htm>](http://www.gedigitalenergy.com/multilin/catalog/w650.htm).
- /14/ Global Wind Energy Council. Table and Statistics 2010 (2011). [viitattu 26.3.2011] Saatavilla [www-muodossa <URL: http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/GWEC\\_PR\\_stats\\_02-02-2011\\_final.pdf>](http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/GWEC_PR_stats_02-02-2011_final.pdf).
- /15/ Harju, Toni. Design Engineer, Vamp Oy. Haastattelu 17.2.2011.
- /16/ Helsingin Energia (2009). Ohjeet sähköä tuottavan laitteiston liittämiseksi Helen Sähköverkko Oy:n sähkönjakeluverkkoon. 14 s. [viitattu 6.2.2011]. Saatavilla [www-muodossa: <URL: http://www.helen.fi/urakoitsijat/urakointiohjeet/SU40309.pdf>](http://www.helen.fi/urakoitsijat/urakointiohjeet/SU40309.pdf).
- /17/ Helsingin Energia (2009). Generaattorilaitteiston aiheuttamat sallitut yliaaltovirrat suhteessa tuottajalle varattuun siirtokapasiteettiin. 1 s. [viitattu 6.2.2011]. Saatavilla [www-muodossa: <URL: http://www.helen.fi/urakoitsijat/urakointiohjeet/SU40309L1.pdf>](http://www.helen.fi/urakoitsijat/urakointiohjeet/SU40309L1.pdf).
- /18/ Helsingin Energia (2009). Tahdistusehdot ja suojausasetteluohje. 1 s. [viitattu 6.2.2011]. Saatavilla [www-muodossa: <URL: http://www.helen.fi/urakoitsijat/urakointiohjeet/SU40309L2.pdf>](http://www.helen.fi/urakoitsijat/urakointiohjeet/SU40309L2.pdf).
- /19/ Huotari, Kari & Partanen, Jarmo (1998). Teollisuusverkkojen oikosulkuvirtojen laskeminen. 71 s. Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu. ISBN 951-764-282-2.
- /20/ Hämäläinen, Pekka. Marketing Manager, Vamp Oy. Haastattelu 28.3.2010.
- /21 / J&D Electronics (2011). Datasheet, Split-core Flexible Rogowski Coil CT. 1 s. [viitattu 6.2.2011]. Saatavilla [www-muodossa: <http://www.hqmeter.com/img/pro03\\_pdf01.pdf>](http://www.hqmeter.com/img/pro03_pdf01.pdf).
- /22/ Kauhaniemi, Kimmo & Haapalainen, Timo & Nyberg, Johan & Voima, Sampo (2008). Tuuliverkko loppuraportti. 96 s. Vaasan Yliopisto & VTT.
- /23/ Koivunen, Tiina (2010). Tuulipuiston sähköverkon suojaus. 47 s. Julkaisematon. Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto.

- /24/ Kujanpää, Pasi. SW Design Engineer, Vamp Oy. Haastattelu 23.2.2011.
- /25/ Kumpulainen, Lauri & Ristolainen, Ilari (2006) Sähköjaketuverkon ja siihen liitetyn hajautetun tuotannon teknisen suojauksen kehittäminen. 144 s. VTT. VTT-R-05644-06.
- /26/ Laaksonen Hannu & Repo Sami (2003). Tuulivoimateknologia sähköjaketuverkoissa. 88 s. Tampere: Tampereen teknillinen yliopisto. ISBN 952-15-1045-5.
- /27/ Lehto, Ina (2009). Mikrotootannon liittäminen sähköjaketuverkoon. Julkaisematon. Diplomityö, Teknillinen korkeakoulu, Espoo. 101 s.
- /28/ Lindh, Pia. Tutkijaopettaja, Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Sähköposti 24.2.2011.
- /29/ Manwell, J. F. & McGowan J. G. & Rogers A. L. (2009). Wind energy explained: theory, design and application. 689 s. 2. painos. Chichester: John Wiley & Sons Ltd. ISBN: 978-0-470-01500-1.
- /30/ Matilainen, Jussi (2010). Tuulivoima, Sähkönsiirtojärjestelmät II - opintojakson luentokalvosarja kevät 2010. 59 s. Aalto yliopisto, Teknillinen korkeakoulu. [viitattu 20.10.2010]. Saatavilla www-muodossa: <URL: [https://noppa.tkk.fi/noppa/kurssi/s-18.3201/luennot/S-18\\_3201\\_luentoaineisto.03.2010\\_v2.pdf](https://noppa.tkk.fi/noppa/kurssi/s-18.3201/luennot/S-18_3201_luentoaineisto.03.2010_v2.pdf)>.
- /31/ Moisio, Markku & Mähönen, Pentti (1998). The Rogowski Coil and Voltage Divider in Power System Protection and Monitoring. 7 s. CIRED
- /32/ Motiva & Suomen tuulivoimayhdistys (2009). Tuulivoiman tietopaketti. [viitattu 18.1.2011]. Saatavilla www-muodossa <URL: <http://www.tuulivoimatieto.fi/>>.
- /33/ Mäki, Kari & Järventausta, Pertti & Repo, Sami (2003). Tuulivoimaan perustuvan hajautetun sähköntuotannon vaikutus keskijänniteverkon suojaukseen. 93 s. Tampere: Tampereen teknillinen yliopisto. ISBN 952-15-1048-X.
- /34/ Mörsky, Jorma (1992). Relesuojaustekniikka. 459 s. Hämeenlinna: Karisto Oy. ISBN 951-672-175-3.
- /35/ Nordel (2007). Nordic Grid Code. 190 s. Entsoe. [viitattu 26.10.2010]. Saatavilla www-muodossa: <URL: [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/nordic/planning/070115\\_entsoe\\_nordic\\_NordicGridCode.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/nordic/planning/070115_entsoe_nordic_NordicGridCode.pdf)>

- /36/ Palmunmaa, Petteri (2010). Tuulivoiman verkkomääräykset Euroopassa ja Yhdysvalloissa sekä niiden kehittyminen tulevaisuudessa älykkäiden sähköverkkojen kannalta. 108 s. Julkaisematon. Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto.
- /37/ Power Electronic Measurements Ltd. (2010). RCTi-3ph product brochure. 2 s. [viitattu 21.2.2010]. Saatavilla www-muodossa: <URL: <http://www.pemuk.com/pdf/rcti3ph0406.pdf>>.
- /38/ Pyrhönen, Olli. Professori LUT energia, Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Sähköposti 23.2.2011
- /39/ Ruppä, Erkki (2005). Relesuojaus. 35 s. SAMK/TEKPO. [viitattu 21.12.2010]. Saatavilla www-muodossa: <URL: [www.tp.spt.fi/~salabra/er/siirto/relesuojaus.doc](http://www.tp.spt.fi/~salabra/er/siirto/relesuojaus.doc)>.
- /40/ Salminen, Petri (2008). Teollisuussähköverkon mallintaminen ja vikavirtatarkastelut. 77 s. Julkaisematon. Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto.
- /41/ Sauna-Aho, Seppo. Senior Application Engineer, Vamp Oy. Haastattelu 9.2.2011.
- /42/ SEL (2011) Datasheet: SEL-700G Family of Generator and Intertie Protection Relays, date code 20101217. [viitattu 24.1.2011]. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Saatavilla www-muodossa: <URL: <http://www.selinc.com/SEL-700GW/>>.
- /43/ Sener (2001). Pienvoimaloiden liittäminen jakeluverkkoon. 26 s. Sähköenergialiitto ry Sener, julkaisusarja 3/01. Helsinki.
- /44/ CENELEC (1994). Standardi EN 60255-6. Electrical relays – Part 6: Measuring relays and protection equipment.
- /45/ Standardi SFS-EN 50160 Yleisen sähkönjakeluverkon jakelujännitteen ominaisuudet (2008). 38 s.
- /46/ Sähkömarkkinalaki 17.3.1995/386. [viitattu 26.3.2011]. Saatavilla www-muodossa: <URL: <http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/1995/19950386>>.
- /47/ Mitä on tuulivoima? Suomen tuuliatlas. [viitattu 13.1.2011] Saatavilla www-muodossa: <URL: <http://www.tuuliatlas.fi/tuulivoima/index.html#>>.
- /48/ Tuulivoimayhdistys ry (2011). Tietoa tuulivoimasta. [viitattu 18.1.2011] Saatavilla www-muodossa: <URL: <http://www.tuulivoimayhdistys.fi/>>

- /49/ Vamp Oy (2010). Vamp 50/Vamp 51 Ylivirta- ja maasulkusuoja-  
leen käyttö ja konfigurointiohje. [viitattu 28.1.2011] Saatavilla  
www-muodossa: <URL: <http://www.vamp.fi/Manuals/Finnish/VM50.FI007.pdf>>.
- /50/ Vamp Oy:n nettisivut. [viitattu 28.3.2011] Saatavilla www-  
muodossa: <URL: <http://www.vamp.fi>>.
- /51/ Vähämäki, Olavi (2010). Wind Power Application MRS. Vamp  
Oy:n sisäinen dokumentti.
- /52/ Wind Power Monthly (2010). Industry drives power engineering  
evolution. 5 s. [viitattu 28.2.2011]. Saatavilla www-muodossa:  
<URL: <http://www.vamp.fi>>.<http://www.windpowermonthly.com/>>.
- /53/ World Wind Energy Association (2010). World Wind Energy Re-  
port 2009. [viitattu 28.1.2011] Saatavilla www-muodossa: <URL:  
[http://www.wwindea.org/home/images/stories/worldwindenergyrepo  
rt2009\\_s.pdf](http://www.wwindea.org/home/images/stories/worldwindenergyreport2009_s.pdf)>.
- /54/ Xy, Wilsun & Mauch, Konrad & Martel, Sylvain (2004). An as-  
sessment of Distributed Generation Islanding Detection Methods  
and Issues for Canada. CANMET Energy Technology Centre  
(CERC).