

LAPPEENRANNAN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Teknillinen tiedekunta

Sähkötekniikan diplomi-insinöörin koulutusohjelma

Petteri Palmumaa

**TUULIVOIMAN VERKKOMÄÄRÄYKSET EUROOPASSA JA
YHDYSVALLOISSA SEKÄ NIIDEN KEHITTYMINEN
TULEVAISUUDESSA ÄLYKKÄIDEN SÄHKÖVERKKOJEN
KANNALTA**

Työn tarkastajat: Professori Jarmo Partanen
 TkT Jukka Lassila

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan teknillinen yliopisto

Teknillinen tiedekunta

Sähkötekniikan diplomi-insinöörin koulutusohjelma

Petteri Palmumaa

Tuulivoiman verkkomääräykset Euroopassa ja Yhdysvalloissa sekä niiden kehittyminen tulevaisuudessa älykkäiden sähköverkkojen kannalta

Diplomityö

2010

108 sivua, 44 kuvaa ja 12 taulukkoa.

Tarkastajat: Professori Jarmo Partanen ja TkT Jukka Lassila

Hakusanat: hajautettu tuotanto, tuulivoima, verkkomääräykset, älykkäät sähköverkot

Tuulivoimatekniikan nopea kehitys on lisännyt tuulivoimakapasiteetin määrää sähköverkoissa. Eri maiden siirtoverkko-operaattorit ovatkin julkaisseet tuulivoimaloille omat verkkomääräyksensä. Työssä tutkitaan tuulivoimaloiden tekniikkaa, eri maiden verkko-operaattoreiden asettamia verkkomääräyksiä tuulivoimalle sekä arvioidaan näiden kehitystä tulevaisuudessa. Tutkittaviksi alueiksi on valittu maita, joiden siirtoverkot ovat rakenteeltaan erilaisia ja joissa tuulivoimaloille asetetut vaatimukset sekä asennetun tuulivoimakapasiteetin määrät vaihtelevat. Verkkomääräyksiä käsitellessä on keskitytty vain tärkeimpiin teknisiin vaatimuksiin.

Eri verkkomääräykset eroavat toisistaan rakenteeltaan sekä vaatimuksiltaan ja ne ovat tiukentuneet tuulivoiman osuuden kasvaessa kokonaisenergiantuotannosta. Tämä on vaikeuttanut sähköverkoissa toimivien osapuolien operointia. Verkkomääräyksiä harmonisoinnille ja kehittämiseksi onkin tarvetta verkon kaikkien osapuolien toimintaedellytyksien parantamiseksi. Tuulivoimaloiden sisältämän tehoelektroniikan ja älykkäiden sähköverkkojen kehityksen myötä voidaan tuulivoimalla saavuttaa myös monia etuja esimerkiksi muihin tuotantotapoihin verrattuna.

ABSTRACT

Lappeenranta University of Technology

Faculty of Technology

Program of Master of Science in Electrical Engineering

Petteri Palmumaa

Wind Power's Grid Codes in Europe and the United States and their Future Development of Perspective of the Smart Grid Concept

Master's thesis

2010

108 pages, 44 figures and 12 tables.

Examiners: Professor Jarmo Partanen and DSc Jukka Lassila

Keywords: distributed generation, wind power, grid codes, smart grid

Recent fast development of wind power technology has increased the wind power capacity in electric power networks. This has made different transmission system operators to publish specific grid codes for wind power. This thesis examines wind power technologies and different countries' grid codes for wind power and evaluates their future development. Examined countries have been chosen so that different kinds of electric power networks are represented. In these countries grid codes' requirements and capacity of wind power also varies. Only the most important technical requirements of grid codes are under examination in this thesis.

Structure and requirements differs in each grid code and codes have become stricter since total capacity of wind power has risen. These factors have made it difficult for different parties to operate among electric power networks. To improve operational preconditions for every party there is a need to develop and harmonize grid codes. Wind turbines' power electric and development of smart grids will allow advantages over other forms of electric production in the future. These potential advantages are represented at the end of the thesis.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Lappeenrannan teknillisen yliopiston sähkötekniikan osastolle kevään ja syksyn 2010 välisenä aikana. Haluan kiittää diplomityön tarkastajina ja ohjaajina toimineita professori Jarmo Partasta ja TkT Jukka Lassilaa sekä DI Lasse Kankaista, jotka ovat antaneet tärkeitä neuvoja ja opastaneet diplomityön teossa.

Tahdon kiittää myös vanhempiani ja kaikkia ystäviäni kannustuksesta ja tuesta koko opintojeni ajalta Lappeenrannassa.

Lappeenrannassa 18.11.2010

Petteri Palmumaa

SISÄLLYSLUETTELO

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET	7
1 JOHDANTO.....	9
1.1 Työn tavoite.....	10
2 HAJAUTETTU TUOTANTO	11
2.1 Tuulivoima.....	11
2.2 Tuulivoimalan rakenne.....	15
2.3 Tuulivoimaloissa yleisimmin käytetyt generaattorikonseptit.....	17
2.3.1 Vakionopeuksinen suoraan verkkoon kytketty epätahtigeneraattori.....	18
2.3.2 Muuttuvanopeuksinen kaksoissyötetty epätahtigeneraattori.....	19
2.3.3 Muuttuvanopeuksinen täystehokonvertterilla varustettu tahtigeneraattori.....	21
2.4 Täystehokonvertteri.....	22
2.4.1 Täystehokonvertterin tekniikka.....	23
3 ÄLYKÄS SÄHKÖVERKKO.....	26
3.1 Älykkään ja perinteisen sähköverkon erot.....	26
3.2 Älykäs sähköverkko ja sen rakenne.....	27
3.3 Tuulivoima älykkäässä sähköverkossa	29
4 VERKKOMÄÄRÄYKSET YLEISESTI	31
4.1 Standardit.....	31
4.2 Verkkomääräykset verkkoyhtiöiden kannalta	32
4.3 Verkkomääräykset tuulivoiman tuottajan kannalta	33
4.4 Verkkomääräykset laitetoimittajan kannalta	34
4.5 Verkkomääräyksiin vaikuttavat komponentit	35
4.5.1 Käyttöjännite.....	35
4.5.2 Käyttötaajuus.....	36
4.5.3 Pätötehotasapaino.....	38
4.5.4 Loistehotasapaino.....	38
4.5.5 Yli- ja alijännitteet (FRT).....	40
4.5.6 Nopeat jännitevaihtelut ja välkyntäilmiöt.....	41
4.5.7 Harmoniset yliaallot	43
4.5.8 Jälleenkytkentä.....	45

4.5.9	Saarekekäyttö	46
4.6	Tärkeimmät verkkomääräykset täystehokonvertterilla varustetulle tuulivoimalalle ja niihin vastaaminen	50
4.6.1	Jännitteen säätö	50
4.6.2	Taajuuden säätö.....	51
4.6.3	Pätötehon säätö.....	52
4.6.4	Loistehon säätö.....	52
4.6.5	Yli- ja alijännitteet (FRT).....	53
4.6.6	Nopeat jännitevaihtelut ja välkyntäilmiöt.....	54
4.6.7	Harmoniset yliaallot	54
4.6.8	Saarekkeen havainnointi.....	55
5	TUULIVOIMAN NYKYISIÄ VERKKOMÄÄRÄYKSIÄ EUROOPAN UNIONISSA JA YHDYSVALLOISSA.....	57
5.1	Verkkoonliityntä.....	58
5.2	Jännitteen ja taajuuden toiminta-alueet	59
5.3	Pätötehon säätö.....	65
5.4	Loistehon säätö jännitteen suhteen ja tehokerroin	70
5.5	Vian aikaiset alijännitteet (LVRT).....	75
5.6	Vian aikaiset ylijännitteet (HVRT)	79
5.7	Nopeat jännitevaihtelut ja välkyntäilmiöt.....	80
5.8	Harmoniset yliaallot	82
5.9	Offshore	83
6	TUULIVOIMAN VERKKOMÄÄRÄYSTEN KEHITYS TULEVAISUUDESSA ...	87
6.1	Verkkomääräysten kehittämistarpeet	87
6.2	Verkkomääräysten kehitys ja tulevaisuus	89
7	TUULIVOIMALA JA SEN TÄYSTEHOKONVERTTERI ÄLYKKÄISSÄ SÄHKÖVERKOISSA	92
7.1	Täystehokonvertterin mahdolliset lisäominaisuudet nykyisissä verkoissa	92
7.2	Älykkäiden sähköverkkojen tuomat mahdollisuudet.....	93
7.3	Tuulivoimalan ja täystehokonvertterin kohtaamia haasteita älykkäissä sähköverkoissa	94
8	YHTEENVETO JA JOHTOPÄÄTÖKSET	96
	LÄHDELUETTELO	98

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

Lyhenteet ja merkinnät

DFIG	Doubly-Fed Induction Generator
EU	Euroopan union
EWEA	European Wind Energy Association
FRT	Fault Ride Through
G	generaattori
GTO	Gate Turn-Off thyristor
HVRT	High Voltage Ride Through
IEC	International Electrotechnical Commission
IGBT	Insulated-Gate Bipolar Transistor
L	induktiivinen
LC	induktiivinen ja kapasitiivinen
LVRT	Low Voltage Ride Through
Offshore	merellä sijaitseva
Onshore	maalla sijaitseva
p.u	per unit
PMSG	Permanent Magnet Synchronous Generator
PWM	Pulse-Width Modulator
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
THD	Total Harmonic Distortion
TOV	Temporary over Voltage
USA	United States of America
VSI	Voltage Source Inverter
WSIG	Wound Rotor Synchronous Generator

Muuttujat

f	taajuus
I	virta
P	pätöteho
Q	loisteho

S	näennäisteho
t	aika
U	jännite
d	jännitevaihtelun sallittu raja
k	jännitevaihtelukerroin
ψ	liittymispisteen oikosulkukulma

Alaindeksit

0	alkutilanne
B	reaktiivinen virta
h	ylijänniteraja
hf	ylijänniteraja täydellä kuormalla
ind.	induktiivinen
kap.	kapasitiivinen
l	alijänniteraja
lf	alijänniteraja täydellä kuormalla
lt	pitkä aikainen välkyntäosuus
n	nimellis
st	lyhyt aikainen välkyntäosuus
v	vaihe

1 JOHDANTO

Hajautetuilla sähköä tuottavilla voimalaitoksilla on sähköverkkoon liittymisen ehtona tiettyjä kriteereitä, joiden on täyttyvä muun muassa turvallisuuden, sähköverkon komponenttien suojauksen, sähköverkon stabiiliuden ja sähkön laadun varmistamiseksi. Sähköverkkoon liittymisen kriteerit eli verkkomääräykset ovat verkkoyhtiön määäämiä ehtoja, joihin yleensä vaikuttavat erilaiset standardit, käytettävä jänniteporras, voimalaitoksen asennettu tuotantokapasiteetti ja voimalaitoksen sijainti.

Verkkokoodit, joiksi verkkomääräyksiä useasti kutsutaan, voivat erota muista sähköntuotantomuotojen verkkomääräyksistä. Verkkomääräykset eroavat myös eri verkkoyhtiöiden välillä ja varsinkin maakohtaiset eroavaisuudet saattavat olla huomattavan suuria. Vaadittavien kriteereiden määrä ja esitystavat eroavat, mikä hankaloittaa verkkomääräysten vertailua toisiinsa. Eroavaisuudet verkkomääräyksissä eri verkkoyhtiöiden välillä johtuvat muun muassa verkkojen erilaisista rakenteista, hajautetun tuotannon suhteellisesta osuudesta kokonaistuotannossa ja sähkön laadun kriteereistä.

Verkkomääräysten eroavaisuudet, niiden monet ilmoitustavat ja usein tapahtuvat vaatimusten muutokset aiheuttavat ongelmia verkkomääräysten käsittämisessä ja vertailussa. Tämä vaikeuttaa alan yritysten toimintaa ja hajautetun tuotannon yleistymistä. Tätä varten on pyritty yhtenäistämään muun muassa Euroopan alueella EU:n sisäisiä verkkokoodeja, jotta sekava ja hyvin kirjava verkkomääräyksien joukko saadaan selkeämmäksi ja yhtenäisemmäksi.

Verkkomääräyksien kehitykseen vaikuttavat uudistuksien ja yhtenäistämisen lisäksi poliittiset päätökset. Tulevaisuudessa sähköverkoista pyritään tekemään niin sanotusti älykkäitä, joka osaltaan voi vaikuttaa verkkomääräysten kehittymiseen. Näiden seikkojen takia on tarve tutkia nykyisiä verkkomääräyksiä ja niiden olemassaolon syitä sekä tutkia verkkomääräysten mahdollista tulevaa suuntausta.

1.1 Työn tavoite

Diplomityön tarkoituksena on tuoda esiin uusi näkemys hajautetun tuotannon ja tuulivoiman verkkomääräysten kehittymisestä tulevaisuudessa. Työtä varten tehdään selvitys tuulivoimasta, tuulivoimatuotannosta ja älykkäistä sähköverkoista sekä tutkimus hajautettuun tuotantoon vaikuttavista verkkomääräyksistä ja niiden merkityksistä.

Verkkomääräyksiä tutkitaan siirtoverkkojen, jakeluverkkojen, tuulivoiman tuottajien ja laitetoimittajien kannalta sekä selvitetään nykyisin voimassa olevia verkkomääräyksiä eri alueilta. Työssä tutkitaan myös täystehokonverttereilla varustettujen tuulivoimaloiden kykyä vastata nykyisiin verkkomääräyksiin sekä voidaanko täystehokonvertterien avulla saavuttaa muita etuja sähköverkolle, joita ei verkkomääräyksissä ole vaadittu.

Diplomityön lopputuloksena saadaan näkemys siitä, miksi ja miten verkkomääräykset tulevat muuttumaan tulevaisuudessa hajautetun tuotannon ja älykkäiden sähköverkkojen yleistyessä sekä tekniikan kehittyessä.

2 HAJAUTETTU TUOTANTO

Hajautetulla tuotannolla tarkoitetaan yleensä koko sähköverkon alueella toimivia pienimuotoisia nimellistehoaltaan alle 10 MW:n tuotantoyksiköitä. Hajautetun tuotannon ominaispiirteitä ovat pienien yksikkökokojen lisäksi kulutuksen ja tuotannon läheisyys, modulaarisuus ja isot valmistussarjat. Hajautettu tuotanto voi koostua kaikista energiantuotantotavoista. Hajautetun tuotannon etuihin voidaan laskea pienet investointikustannukset, sähköverkon kannattavampi käyttö, paikallisten energiavarojen ja uusien energiatuotantotapojen hyödyntäminen.

Hajautetulla tuotannolla tarkoitetaan tässä työssä pääosin tuulivoimaa. Yli 10 MW:n tuulipuistot on myös tarkasteltu hajautettuna tuotantona niiden koostuessa toisistaan riippumattomista alle 10 MW tuulivoimaloista. Tässä luvussa käsitellään tuulivoiman periaatteita ja sen merkitystä ja kehitystä, sekä tuulivoimaloissa käytettävää tekniikkaa. Tarkasteluun otetaan myös tuulivoimaloissa yleisimmin käytettyjä generaattorikonsepteja sekä täystehokonvertterin periaatteet.

2.1 Tuulivoima

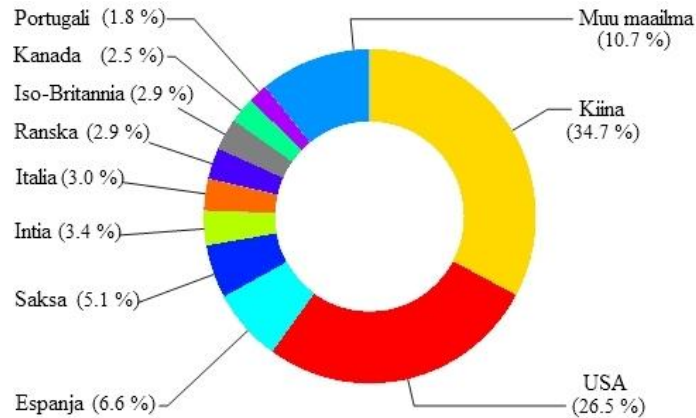
Tuuli on ilmassa olevien kaasujen liikettä, mikä pääosin aiheutuu maapallon pyörimisestä, auringon säteilyn epätasaisesta jakautumisesta ilmakehässä sekä maanpinnan muotojen epäsäännöllisyyksistä. Tuuli on uusiutuva luonnonvara ja vaikka tuulennopeuden vaihtelut voivat olla hyvinkin suuria, on harvinaista että jossain ei tuule ollenkaan. Tuulessa eli ilmamassojen liikkeessä on liike-energiaa, jota voidaan muuttaa tuulivoimaloilla sähköksi. Tuuli on jatkuvasti uusiutuva luonnonvara, jota esiintyy ympäri maapalloa ja johon on varastoitunut hyvin paljon liike-energiaa. Tästä johtuen tuulivoima on varteenotettava vaihtoehto energiantuotannossa. Nykysuuntauksen mukaisessa pyrkimyksessä vähentää energiantuotannon aiheuttamia kasvihuonekaasuja sekä riippuvuutta fossiilisista energianlähteistä, on tuulivoiman merkitys yhtenä uusiutuvana energiamuotona kasvanut entisestään. Tuulivoima onkin kehittynyt paljon viime vuosina ja siitä on tullut tällä hetkellä voimakkaasti kasvava uusiutuvan energian tuotantomuoto. (Khaligh 2010; VTT 2010)

Tuulivoimalla tuotetun sähköenergian määrä on kasvanut huimasti viime vuosikymmenenä. Vuoden 2009 loppuun mennessä oli maailmassa sähköntuotantoon tarkoitettua tuulivoimaa asennettuna jo lähes 160 GW. Tämä vastaa noin 1.5 % maailman sähkönkulutuksesta. Tuulivoimakapasiteetti oli vuonna 2009 vuoteen 2008 verrattuna kasvanut yli 30 %, ja aikaisempina vuosinakin asennettu tuulivoimakapasiteetti on kasvanut keskimäärin 30 %. Kuvasta 1 nähdään tarkemmin kuinka paljon uutta tuulivoimakapasiteettia on vuosittain asennettu maailmassa viimeisen 14 vuoden aikana. (VTT 2010)



Kuva 1. Vuosittainen tuulivoimakapasiteetin asennus maailmassa. (GWEC 2010)

Tuulivoiman nopeasta kasvusta huolimatta keskittyy sen lisärakentaminen maailmanlaajuisesti kolmeen pääalueeseen, Eurooppaan, USA:an ja Kiinaan. Nämä alueet käsittivät vuonna 2009 noin 90 % tuulivoimakapasiteetin lisäyksestä. Aikaisempina vuosina Eurooppa on investoinut selvästi eniten tuulivoimaan Saksan ja Espanjan johdolla, mutta sittemmin USA ja Kiina ovat alkaneet investoida jopa Eurooppaa enemmän uuden tuulivoimakapasiteetin rakentamiseen. Kuvassa 2 on esitetty kymmenen eniten uutta tuulivoimakapasiteettia asentaneen maan osuudet vuonna 2009. Kuvasta nähdään, että Euroopan maat, USA ja Kiina muodostavat kukin noin kolmanneksen uudesta tuotantokapasiteetista. Kuvaa tarkastellessa pitää huomioida, että siitä ei nähdä suoraan kaikkien Euroopan maiden osuutta.



Kuva 2. Eri maiden osuus vuonna 2009 asennetusta uudesta tuulivoimakapasiteetista. (GWEC 2010)

Huolimatta Kiinan ja USA:n kasvaneista investoinneista tuulivoimaan, on Euroopassa vielä eniten asennettua tuulivoimaa. Eurooppa onkin ollut tuulivoimassa edelläkävijä, mutta on odotettavaa, että Kiina ja USA ainakin nykysuuntauksen mukaan lisää tuulivoiman määrää eurooppalaiselle tasolle. Euroopassa asennettu tuulivoiman määrä kattaa noin 48 % koko maailmassa asennetusta tuulivoimakapasiteetista. Taulukossa 1 on esitetty eri maissa asennetun tuulivoimakapasiteetin kokonaistehomäärä. (Zhe 2010)

Taulukko 1. Asennettu tuulivoimakapasiteetti maittain vuonna 2009. (GWEC 2010)

Maa	Teho [MW]	Osuus maailmasta [%]
USA	35159	22,3
Saksa	25777	16,3
Kiina	25104	15,9
Espanja	19149	12,1
Intia	10926	6,9
Italia	4850	3,1
Ranska	4492	2,8
Iso-Britannia	4051	2,6
Portugal	3535	2,2
Tanska	3465	2,2
Yhteensä	136508	86,5
Muu maailma	21391	13,5
Maailma yhteensä	157899	100

Tuulivoiman suuresta tuotantokapasiteetista huolimatta on tuulivoiman osuus eri maiden kokonaissähkötuotannosta yleisesti ottaen pieni. Tuulivoiman osuus kokonaissähkötuotannosta on merkittävä vain muutamissa maissa, joissa on jo vuosia asennettu tuulivoimakapasiteettia. Tämän hetken suhteellisesti suurin tuulivoiman tuottaja kokonaissähkötuotantoon verrattuna on Tanska, jossa noin 20 % tuotetusta sähköenergiasta on tuotettu tuulivoimalla. Hetkellisesti Tanskassa on tuotettu jopa yli 100 % sen tarvitsemasta sähköenergiasta. Yhdysvalloissa tuulivoiman osuus kokonaissähkötuotannosta oli vuonna 2009 noin 1,8 %. Joissakin osavaltioissa

tuotetaan kuitenkin merkittävä määrä sähköenergiasta tuulivoimalla. Eräs näistä on Iowa, jossa vuonna 2009 tuulivoimalla tuotettiin yli 14 % kokonaissähköenergiantuotannosta. Taulukossa 2 on esitetty Euroopan Unionin ja USA:n sekä niiden merkittävimpien maiden ja osavaltioiden suhteelliset tuulivoiman tuotantomäärät kokonaissähköntuotannosta. (Miner 2010; VTT 2010)

Taulukko 2. Eri alueilla olevan tuulivoimatuotannon osuus kokonaissähköntuotannosta. (EWEA 2010; Miner 2010; VTT 2010)

Alue	Suhteellinen osuus kokonaissähköntuotannosta [%]
EU	4,8
Tanska	20,0
Portugali	15,0
Espanja	14,0
Irlanti	13,0
Saksa	7,0
USA	1,8
Iowa	14,2
Minnesota	9,4
North Dakota	8,1
Oregon	6,4
Colorado	5,8
Kansas	5,2

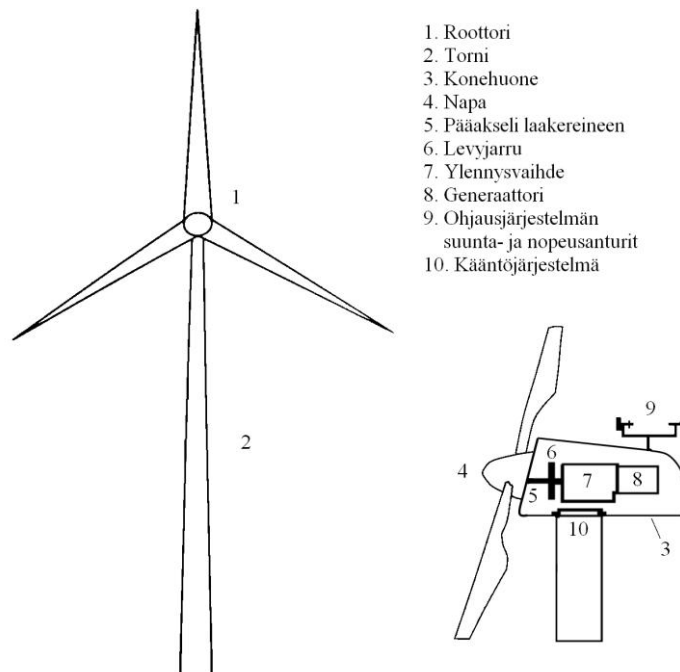
Tuulivoimalla tuotetussa sähkössä tarvitsee aina huomioida siitä saatavan sähkötehon vaihtelevuus. Tuulivoimaloissa ilmoitettu nimellisteho ei juuri kerrokkaan siitä saatavan jatkuvan tehon määrää vaan tuulivoimalla tuotettu sähköteho voi vaihdella alueittain tuulisena päivänä saatavasta nimellistehosta tuulettoman päivän nolletehoon. Tuulivoimaloita rakennettaessa niille arvioidaan tuulimittausten perusteella jokin huipunkäyttöaika. Huipunkäyttöaika kuvastaa tuntimäärää, jonka aikana vuoden tuotanto olisi tuotettu, jos tuulivoimala toimisi kokoajan nimellistehollaan. Tuuliolosuhteiden vaihtelevuuden takia tuulivoimaloiden huipunkäyttöaika jää yleensä noin 2200 tuntiin vuodessa, kun se esimerkiksi ydin-, hiili-, kaasu- ja turvevoimaloilla voi olla yli 8000 tuntia vuodessa. (Tarjanne 2007).

Uusiutuvan energian ja varsinkin tuulivoiman ja sen suhteellisen osuuden kasvattaminen tuo omat haasteensa sähköverkkojen kehitykselle. EU on suunnitellut lisäävänsä uusiutuvan energian osuudeksi 20 % kokonaissähköntuotannosta vuoteen 2020 mennessä ja vaikka USA:lla ei tämänlaisia virallisia suunnitelmia ole, on siellä uusiutuvan energian tuotanto kasvussa. Todennäköisesti suuri osa uusiutuvan energian tuotannosta tullaan kattamaan tuulivoimalla. Tuulivoimasta saatava teho vaihtelee, josta syystä

sähköverkossa on oltava sekä säätö- että varavoimaa. Tuuli- ja varavoiman ongelmia voidaan ja ollaankin ratkaisemassa lisäämällä siirtoverkkojen kapasiteettia. Kapasiteettia lisäämällä tuulivoimasta saatava sähköenergia voidaan siirtää kauas kulutuskohteisiin ja tarvittaessa varavoimaloilla tukea sähköntuotantoa tuulesta saatavan tehon vähetessä. (AWEA 2010; EWEA 2010)

2.2 Tuulivoimalan rakenne

Aikaisemmin tuulivoimaloiden historiassa on ollut roottoreita yksilapaisesta aina monilapaisiin ja ne ovat olleet niin vaaka- kuin pystyakselillakin toimivia ratkaisuja. Nykyiset sähköntuotantoon tarkoitettut tuulivoimalaitokset ovat kuitenkin pääsääntöisesti vaaka-akselisia ja roottorit kolmilapaisia. Tuulivoimaloiden koko on myös kasvanut jatkuvasti ja nykyiset suurimmat yksittäiset tuulivoimalat ovat jo nimellisteholtaan 6 MW, ja suunnitteilla on nimellisteholtaan jopa 10 MW tuulivoimaloita. Kuvassa 3 on esitetty periaatekuva tuulivoimalaitoksesta ja sen pääkomponenteista. (Chen 2010)

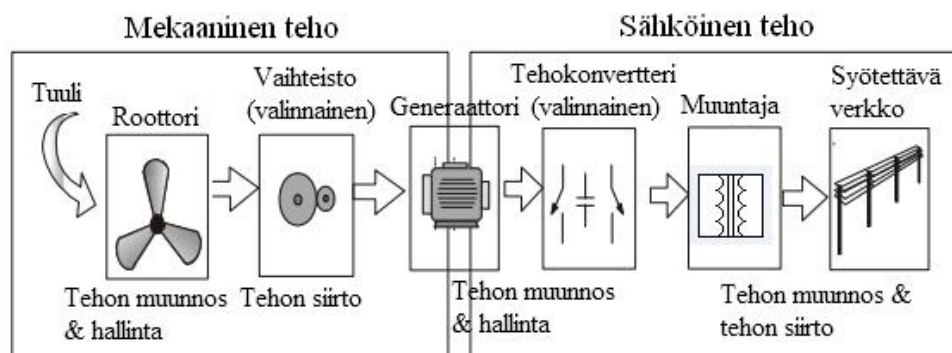


Kuva 3. Periaatekuva tuulivoimalaitoksen pääkomponenteista. (Motiva 1999)

Tuulivoimalan lapojen kärkien välinen halkaisija suurenee voimalaitoksen nimellistehon kasvaessa. Nykyisissä 5 MW voimaloissa lapojen kärkien välinen halkaisija lähentelee jo 130 metriä ja ne ovat valmistettu yleensä komposiittimateriaaleista, joissa käytetään lasikuitua ja joskus myös puuta epoksin kanssa. Tuulivoimalan torni on yleensä putkirakenteinen terästorni, mutta esimerkiksi USA:ssa rakennetaan ristikkorakenteisia

torneja. Tornissa, jonka päälle turbiini asennetaan, kulkee tarvittavat kaapeloinnit ja mahdollinen kulkureitti konehuoneeseen. Tuulivoimaloissa kulkureitti voidaan tehdä monesti myös konehuoneen päälle, jolloin turbiinia päästään huoltamaan esimerkiksi helikopterista laskeutuen. Näin tehdään varsinkin jos voimala sijaitsee merellä, jossa kova merenkäynti estää tornille pääsyn vesiteitä pitkin. Tuulen suunnan ja nopeuden mittausta varten konehuoneen päällä on ohjausjärjestelmän suunta- ja nopeusanturit, joiden keräämien tietojen avulla tuuliturbiinia käännetään tuulen suuntaan. (Khaligh 2010; Laaksonen 2003)

Tuulivoimala pyrkii ottamaan tuulen liike-energian talteen ja muuttamaan sen sähköenergiaksi. Tämän onnistumiseksi täytyy tuulivoimalassa olla kuitenkin monta eri komponenttia. Tuulen liike-energia saa tuulivoimalan roottorin pyörimään, joka puolestaan pyörittää generaattoria. Roottori voi pyörittää generaattoria suoraan tai vaihteiston välityksellä. Generaattorissa tuulesta saatu mekaaninen teho muunnetaan sähköiseksi tehoksi, minkä jälkeen se voidaan syöttää sähköverkkoon käytettäväksi. Generaattorin ja sähköverkon välissä on muuntaja, jolla nostetaan jännitetasoa pitkien siirtomatkojen aiheuttamien häviöiden vähentämiseksi. Generaattorin ja muuntajan välissä voi olla myös konvertteri, jolla voidaan vaikuttaa verkkoon syötettävän sähkön ominaisuuksiin. Kuvassa 4 on esitetty vielä kuinka tuulesta saatu energia muutetaan helposti käytettäväksi ja siirettäväksi sähköenergiaksi.



Kuva 4. Tuulesta saatavan tehon muuttaminen käytettävään muotoon. (Chen 2010)

Tuulivoimaloita on olemassa sekä muuttuvanopeuksisia että vakionopeuksisia. Muuttuvanopeuksisissa tuulivoimaloissa turbiinin pyörimisnopeus vaihtelee tuulen nopeudesta riippuen kun vakionopeuksisessa tuulivoimalassa se ei muutu. Vakionopeudella toimivat tuulivoimalat ovat usein varustettu oikosulkugeneraattorilla,

joka on kytketty suoraan verkkoon. Muuttuvanopeuksisessa tuulivoimalaitoksessa käytetään joko tahti- tai epätahtigeneraattoreita, jotka on kytketty verkkoon konvertterin kautta. (Chen 2010)

Tuulivoimaloissa generaattorin tehoa ja turbiinin pyörimisnopeutta säädetään sakkaussäädöllä, aktiivisella sakkaussäädöllä tai lapakulmasäädöllä. Sakkaussäädössä lavat ovat suunniteltu aerodynaamisesti siten, että tietyn tuulen nopeuden ylittyessä roottorin aerodynaaminen hyötysuhde alkaa heiketä sakkauksen johdosta. Nykyaikaisissa tuulivoimaloissa käytetään kuitenkin pääsääntöisesti aktiivista sakkaussäätöä tai lapakulmasäätöä, joissa lapoja käännetään tuulivoimalan napaan asennetuilla moottoreilla. Lapakulmasäädössä säädetään lapojen kohtauskulmaa tuuleen nähden. Tämä menetelmä mahdollistaa aktiivisen tehonsäädön ja muuttuvanopeuksisissa voimaloissa tämä tarkoittaa, että turbiinin tuottama teho voidaan pitää lähellä generaattorin nimellistehoa myös suurilla tuulen nopeuksilla. Aktiivinen sakkaussäätö eroaa lapakulmasäädöstä suurissa tuulen nopeuksissa. Siinä lapoja ohjataan syvempään sakkaukseen kääntämällä niitä päinvastaiseen suuntaan kuin lapakulmasäädössä. Koska lapakulmasäädöllä ja aktiivisella sakkaussäädöllä voidaan optimoida lapojen aerodynaamisia ominaisuuksia, päästään niillä parempiin hyötysuhteisiin eri tuulioloissa kuin normaalilla sakkaussäädöllä. (Laaksonen 2003)

2.3 Tuulivoimaloissa yleisimmin käytetyt generaattorikonseptit

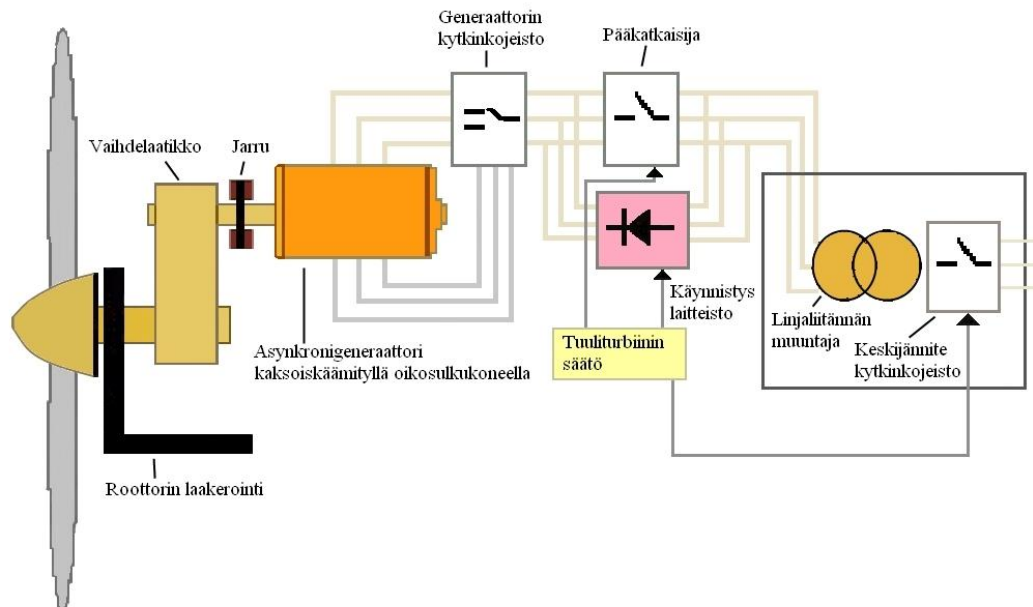
Tuuliturbiinin roottorin pyörimisnopeus on kohtuullisen hidas: yleensä alle 25 rpm. Sähköverkon taajuus on 50–60 Hz eli 3000–3600 jaksoa minuutissa riippuen sähköverkosta. Jotta tuuliturbiinilla tuotettu sähköenergia voidaan syöttää sähköverkkoon, täytyy sen vastata sähköverkon taajuutta. Käyttämällä useampia napapareja generaattorissa, vaihteistoa, taajuusmuuttajaa tai jotakin näiden yhdistelmää, voidaan tuuliturbiinilla syöttää verkkoon halutun taajuista sähköenergiaa. Tuuliturbiinin konsepteissa onkin erilaisia ratkaisuja, jotka hyödyntävät joko yhtä tai useampaa näistä ratkaisuista.

Nykyiset sähköntuotantokäyttöön asennetut tuuliturbiinien generaattorit voidaan jakaa sähköntuotantoperiaatteidensa mukaisesti kolmeen peruspäyryhmään: vakionopeuksinen suoraan verkkoon kytketty epätahtigeneraattori, muuttuvanopeuksinen kaksoissyötetty

epätahtigeneraattori ja muuttuvanopeuksinen täystehokonvertterilla varustettu tahtigeneraattori. (VTT 2010)

2.3.1 Vakionopeuksinen suoraan verkkoon kytketty epätahtigeneraattori

Vakionopeudella toimiva tuuliturbiinigeneraattori edustaa pääkonseptien vanhimpaa tekniikkaa, jota käytettiin yleisesti 1990-luvulla. Vakionopeuksinen epätahtigeneraattori on kytketty suoraan muuntajan välityksellä sähköverkkoon ja pyörii nimensä mukaisesti kiinteällä nopeudella. Halutun pyörimisnopeuden takia turbiinin roottori on kytketty generaattoriin vaihteiston välityksellä. Generaattori ottaa magnetointia varten tarvitsemansa loistehon staattorin kautta syötettävästä verkosta, jos epätahtigeneraattorin magnetointia ei toteuteta liukurenkaiden avulla roottorin puolelta. Syötettävästä verkosta tarvittavaa loistehoa kompensoidaan yleensä kondensaattoriparistolla. Käynnistystä varten generaattori on varustettu pehmokäynnistimellä käynnistysvirtojen rajoittamiseksi. Vakionopeudella toimiva tuuliturbiini on yleensä suunniteltu yhdelle tietylle tuulen nopeudelle, jolla se tuottaa maksimimäärän sähköenergiaa. Turbiinin generaattori varustetaan joskus myös kahdella käämityksellä, jolloin toista käämitystä voidaan käyttää heikommassa ja toista kovemmassa tuulessa. Kuvassa 5 on esitetty vakionopeuksinen tuuliturbiini, jonka epätahtimoottori on kytketty muuntajan välityksellä suoraan verkkoon.



Kuva 5. Vakionopeuksinen tuuliturbiini kytkettynä muuntajan välityksellä suoraan verkkoon. (VTT 2010)

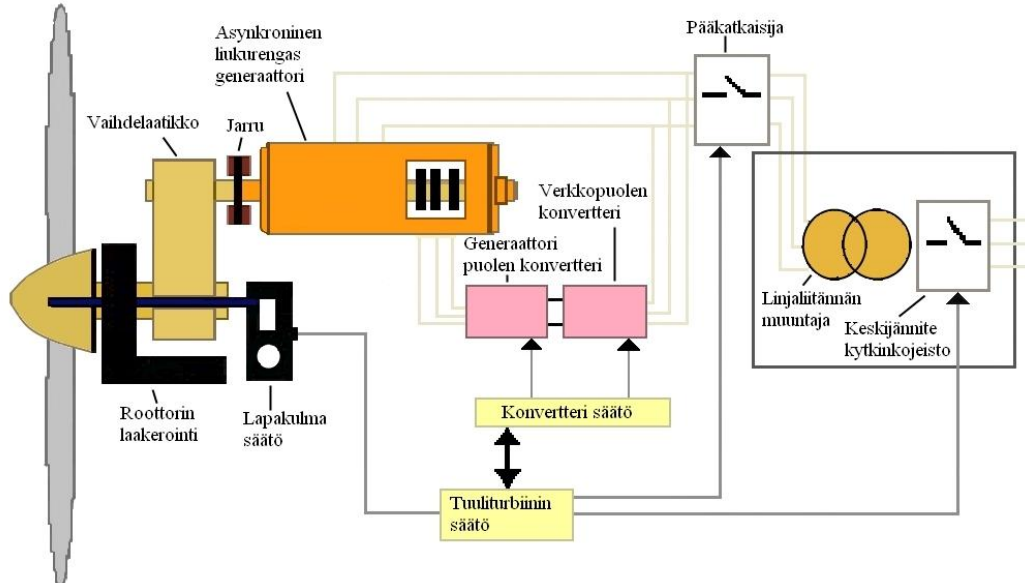
Tuulen nopeuden muutokset aiheuttavat vakionopeuksisessa epätahtigeneraattorissa mekaanisen tehon muutoksia, jotka roottorin tehonsäätömekanismista riippumatta aiheuttavat generaattorissa sähkötehon muutoksia. Generaattorin sähkötehon muutokset puolestaan saattavat aiheuttaa jännitteen vaihteluita heikoissa sähköverkoissa. Koska vakionopeuksinen tuuliturbiini kytketään suoraan verkkoon, siirtyvät tuuliturbiinissa syntyvät sähköiset ilmiöt hyvin suorasti syötettävään verkkoon. Myös syötettävässä verkossa olevat häiriöt siirtyvät vastaavasti tuuliturbiiniin ja voivat täten vaikuttaa turbiinin toimintaan.

Verkkojännitteen laskiessa esimerkiksi verkon vikatilanteiden aikana voi turbiinin mekaaninen teho kasvaa generaattorin sähkötehoa suuremmaksi, jolloin turbiini kiihtyy ja epätahtigeneraattorin jättämä kasvaa. Jännitteen palaututtua kiihtynyt generaattori ottaa verkosta paljon loistehoa, mikä saattaa heikentää verkon jännitettä vikatilanteen jälkeen. Vakionopeuksisen tuuliturbiinin suurimmat haitat ovat nopeussäädön käytännön vaikeus, jäykän verkon vaatimus verkkoliitännälle sekä mekaaniset rasitukset sen rakenteessa.

Epätahtimoottorilla varustettu vakionopeuksinen tuuliturbiini on tekniikaltaan hyvin yksinkertainen, luotettava ja sen komponentit ovat kaksoiskäämittyjä generaattoreita lukuunottamatta hinnaltaan verrattain edulliset. (Ackermann 2005; VTT 2010)

2.3.2 Muuttuvanopeuksinen kaksoissyötetty epätahtigeneraattori

Useimmat nykyään asennettavista tuulivoimaloista ovat DFIG (Doubly-Fed Induction Generator) tyyppiä eli muuttuvanopeuksisia kaksoissyötettyjä epätahtigeneraattorilla varustettuja tuulivoimaloita. DFIG:n nimi tulee siitä, että sen staattorin käämitykset ovat kytkettyinä suoraan kolmivaiheiseen verkkoon ja roottorin käämitykset ovat kytkettyinä konvertteriin. Tämä järjestelmä mahdollistaakin toiminnan kohtuullisen laajalla mutta rajatulla toiminta-alueella. Kuvassa 6 on esitetty kaksoissyötetyn epätahtikoneen periaatekuva. Kuvasta nähdään, että järjestelmässä on kaksi erikseen ohjattua konvertteria, joista toinen syöttää roottoria ja toinen sähköverkkoa.



Kuva 6. Kaksoissyötetty epätahtikone (DFIG). (VTT 2010)

DFIG:ssä liukurenkaiden välityksellä roottoriin kytketty konverterti mahdollistaa jopa $\pm 30\%$:n pyörimisnopeuseron staattorin ja roottorin välillä, koska jättämäteho voidaan syöttää konverterin kautta sähköverkkoon tai tuottaa roottoripiiriin riippuen siitä, toimitaanko yli- vai alisykronisella nopeudella. Verkon puoleinen konverterti huolehtii tehon siirrosta verkon ja välipiirin välillä tehokertoimella yksi. Tällä ratkaisulla konverterti voidaan mitoittaa vain kolmasosalle käytön kokonaistehosta. (Ackermann 2005)

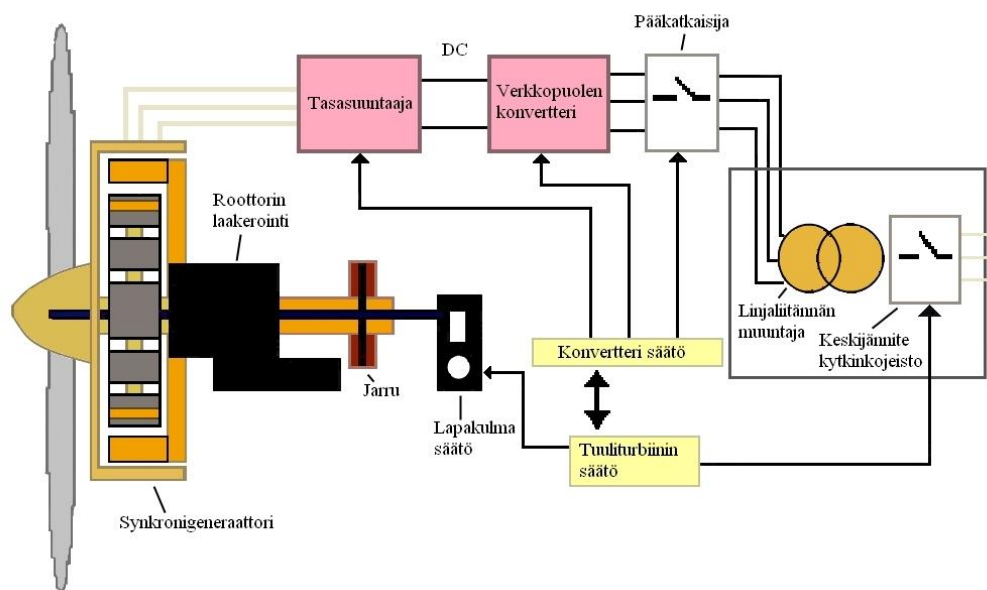
DFIG:n etuihin lukeutuu sen kyky kontrolloida loistehoa kontrolloimalla roottorin herätevirtaa. Sen ei tarvitse ottaa magnetointivirtaa verkosta, koska se voidaan magnetoida myös roottoripiiriin avulla. Kaksoissyötettyä epätahtigeneraattoria voidaan käyttää heikon verkon loistehon kompensointiin, koska tehokerroin on tällöin aseteltavissa. Yleensä tehokerroin pyritään kuitenkin asettelemaan mahdollisimman lähelle ykköstä tuotannon ja tehonsiirron häviöiden minimoimiseksi. (Baroudi 2005)

Haittapuolena DFIG:ssä on sen huoltoa vaativat osat kuten liukurenkaat ja harjat sekä järjestelmän herkät komponentit kuten taajuudenmuuttaja. Taajuudenmuuttaja on suojattava muun muassa verkkovikatilanteita varten. Kaksoissyötön vuoksi staattoripiiriin kautta voi generaattoriin indusoida ylivirtoja, jotka voivat rikkoa taajuusmuuttajan.

DFIG on myös aina vaihteellinen ratkaisu, mikä lisää mekaanisen rikkoutumisen mahdollisuuksia. (VTT 2010)

2.3.3 Muuttuvanopeuksinen täystehokonvertterilla varustettu tahtigeneraattori

Täystehokonvertterilla varustettu muuttuvanopeuksisen tahtigeneraattorin roottori voidaan toteuttaa tavanomaisella käämityksellä tai kestopagneeteilla. Käytettävät generaattorit ovat joko vierasmagnetoituja tahtigeneraattoreita (WRSG – Wound Rotor Synchronous Generator) tai kestopagneetti-tahtigeneraattoreita (PMSG – Permanent Magnet Synchronous Generator). Täystehokonvertterilla varustetut generaattorit kytetään verkkoon käytön nimellisteholle mitoitetulla täystehokonvertterilla. Tahtigeneraattoria voidaan käyttää myös suoravetoisena ilman vaihdelaatikkoa, kunhan generaattorin napojen määrä on riittävä. Kuvassa 7 on periaatekuva muuttuvanopeuksisesta täystehokonvertterilla varustetusta tahtigeneraattorista, missä generaattorina on kestopagneetti-tahtikone ilman vaihdelaatikkoa. (Ackermann 2005)



Kuva 7. Täystehotaajuusmuuttajan kautta verkkoon kytketty kestopagneetoitu tahtigeneraattori. (VTT 2010)

Tahtigeneraattorit ovat monimutkaisempia rakenteeltaan ja usein kalliimpia toteuttaa kuin vastaavan kokoiset induktiogeneraattorit. Täystehokonvertterilla varustetut tahtigeneraattorit ovat kuitenkin hyvä vaihtoehto, sillä niiden turbiinien pyörimisnopeutta voidaan säädellä vapaasti optimaalista hyötysuhdetta silmälläpitäen ja niiden tehokertoimet ovat vapaasti aseteltavissa. Täystehokonvertterit erottavat tuulivoimat hyvin verkosta, mahdollistavat tasaisen tehonsyötön verkkoon sekä suodattavat verkossa

tapahtuvien ilmiöiden etenemistä tuulivoimalaan. Täystehokonvertterilla saavutetaan myös aidosti muuttuvanopeuksinen turbiiniratkaisu, jonka avulla turbiini voi toimia aktiivisena ohjattavana komponenttina sähköverkossa. Muuttuvanopeuksinen täystehokonvertterilla varustettu tahtigeneraattori onkin yleistynvä ratkaisu tuuliturbiinien generaattorikonsepteissa. (Ackermann 2005; VTT 2010)

Haittapuolina täystehokonvertterilla varustetuissa käytöissä ovat muun muassa tarvittavan tehoelektroniikan aiheuttamat häviöt sekä verkon vikatilanteissa mahdolliset muuttajakäyttöjen rikkoutumiset. Kestomagneettitahtigeneraattoreissa haittoina ovat myös kalliit magneetit, jotka ovat vaikeita työstää, sekä niiden mahdollisuus demagnetisoitumiseen. (VTT 2010)

2.4 Täystehokonvertteri

Muuttuvanopeuksiset tuulivoimalat vaativat toimiakseen tehoelektroniikkalaitteiston, jolla voidaan muuttaa epätahti- tai tahtigeneraattorin tuottama vaihtovirta verkkotaajuiseksi. Monet tuulivoimalat ovatkin nykyään kytketty joko kokonaan tai osittain elektroniikkalaitteistojen välityksellä syötettävään sähköverkkoon. Tehoelektroniikan komponenttien edullisuuden ja niiden parantuneen suorituskyvyn myötä käsitellä suuria virtoja sekä jännitteitä on elektroniikkalaitteistojen käyttö yleistynyt entisestään. Tässä työssä keskitytään kaikista tehoelektroniikkaratkaisuista niin sanottuihin täystehokonverttereihin eli tehonmuokkaimiin, jotka muuttavat kaiken generaattorista saatavan sähkönsä sähköverkkoon sopivaksi.

Käytettäessä täystehokonvertteria tuulivoimalajärjestelmässä saavutetaan paljon etuja verrattuna muihin ratkaisuihin, mutta siinä on myös joitakin haittoja. Täystehokonvertteri toimii kahden eritaajuisen verkon rajapintana generaattorin ja syötettävän verkon välissä. Säädetävän taajuuden ansiosta tuulivoimalan generaattorin pyörimisnopeus on vapaasti aseteltavissa, jolloin saavutetaan generaattorin paras hyötysuhde. Koska generaattorin nopeuden muutos sallitaan, voidaan siten myös vähentää tuulivoimalaan kohdistuvia mekaanisia rasituksia tuulen nopeuden vaihdellessa. Vaihteistoakaan ei välttämättä tarvita useampinapaisten tahtigeneraattoreiden tapauksissa, jolloin päästään eroon mahdollisesti vikaantuvasta komponentista. Sähköverkon kannalta täystehokonvertterin etuna on sen mahdollisuus toimia aktiivisena osana verkkoa. Säättämällä täystehokonvertterilla

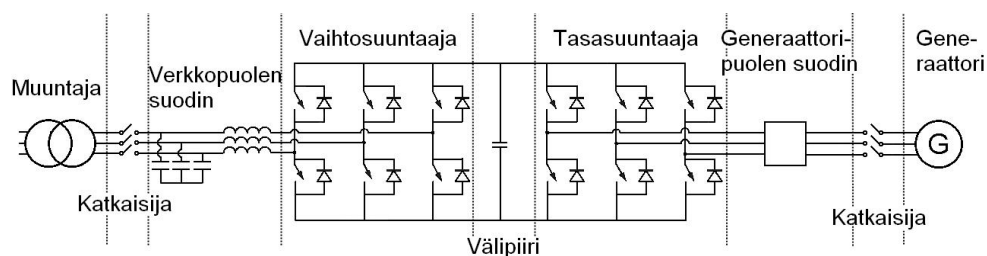
turbiinin tehokerrointa voidaan kompensoida loistehoa ja siten tukea verkon jännitettä. Mahdollisuuksia on myös harmonisten virtakomponenttien eliminointiin. Täystehokonvertterien huonoina puolina voidaan pitää niiden aiheuttamia teho- ja lisähäviöitä, lisähintaa sekä mahdollisia suuntaajan aiheuttamia kytkentätaajuisia harmonisia virtakomponentteja. Lisähäviöt aiheutuvat konvertterin jännitteessä olevista yliaalloista. Taulukossa 3 on vielä esitetty täystehokonvertterin tuomat edut ja haitat tuulivoimajärjestelmissä. (Ackermann 2005)

Taulukko 3. Täystehokonvertterin tuomat edut ja haitat tuulivoimajärjestelmissä. (Ackermann 2005)

	Edut	Haitat
Tärkeää tuuliturbiinin kannalta	-Hyötysuhteen kannalta optimoitu toiminta -Vähemmän mekaanisia rasituksia -Kuorman hallinta -Vaihteeton mahdollisuus -Vähemmän melua	- Lisäkustannukset - Lisähäviöt
Tärkeää sähköverkon kannalta	-Päto- ja loistehon kontrollointi -Paikallinen loistehon lähde -Syötettävän verkon tukeminen -Sähkönlaatu <ul style="list-style-type: none"> • Välkyntäilmiön pieneneminen • Matalataajuisien harmonisten virtojen suodatus • Rajoitettu oikosulkuteho 	- Korkeataajuiset harmoniset virrat

2.4.1 Täystehokonvertterin tekniikka

Täystehokonvertteri koostuu pääosin tasasuuntaajasta ja vaihtosuuntaajasta sekä niiden välissä olevasta välipiiristä. Lisäksi käytetään suotimia ja ohjauksyksikköä. Kuvassa 8 on esitetty eräällä täystehokonvertterilla varustetun tuulivoimalan periaatekuva. Kuvan tasasuuntaajalla muutetaan generaattorista saatava vaihtosähkö tasasähköksi. Välipiirissä oleva kondensaattori toimii energiavarastona tasasähkölle. Vaihtosuuntaajalla muutetaan tasasähkö takaisin halutun taajuiseksi vaihtosähköksi. Generaattoripuolen suotimilla suodatetaan vaihevirroista ja –jännitteistä modulointitaajuinen särö, kytkemällä generaattoripuolen vaihtosuuntaussillan ja generaattorin väliin tähti- tai kolmiokytkentäinen suodinkondensaattori mahdollisimman lähelle kytkinkomponentteja. Verkkopuolen suotimen tarkoituksena on vaimentaa verkkosillan tuottamien vaihevirtojen moduloinnista aiheutuvat yliaallot. Tähän voidaan käyttää pientä ja yksinkertaista LC-suodinta. Välipiirissä voidaan myös käyttää L-suotimia, joiden tehtävänä on vaimentaa välipiirin virran yliaaltoja. Konvertterissa on myös ohjauksyksikkö, joka huolehtii konvertterin tarkoituksenmukaisesta toiminnasta. (Ackermann 2005; Laaksonen 2003)



Kuva 8. Back-to-back täystehokonvertterilla varustetun tuulivoimalan piirikaavio.

Täystehokonvertterin tasasuuntaaja ja vaihtosuuntaaja voidaan toteuttaa eri tavoilla. Diodisiltoja voidaan käyttää ainoastaan tasasuuntaajina, kun elektronisia kytkimiä voidaan taas käyttää sekä tasasuuntaajina että vaihtosuuntaajina täystehokonverttereissa. Diodisillat ovat halpoja, luotettavia ja niiden häviöt ovat pienet. Ne sallivat kuitenkin vain yksisuuntaisen tehon siirron, jolloin generaattorissa on oltava mahdollisuus jännitteen säätöön ja vaihtosuuntaajassa virransäätömahdollisuus. Tuulivoimalan generaattori ja tasasuuntaaja on valittava tekniikan puolesta kokonaisuutena, kun vaihtosuuntaaja voidaan valita vapaasti muista komponenteista riippumatta. Diodisiltatasasuuntaajaa tai thyristoritasasuuntaajaa voidaan käyttää ainoastaan tahtigeneraattorin yhteydessä, sillä tahtigeneraattori ei tarvitse magnetisointiin loisvirtaa. Vaihtuvanopeuksisten induktiogeneraattoreiden tapauksessa on käytettävä aina GTO (Gate Turn-Off thyristor) tai IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) tasasuuntaajaa, sillä niillä pystytään myös kontrolloimaan loistehoa. Nykyään IGBT-transistorit ovat suosittuja vaihtoehtoja tasasuuntaajan ja vaihtosuuntaajan komponenteiksi niiden nopeuden, helpon kontrolloinnin ja nopean kehityksen takia, vaikka niiden hinta ja tehohäviöt ovat joitakin muita ratkaisuja korkeampia. (Ackermann 2005)

Täystehokonverttereita voidaan toteuttaa monella eri tasa- ja vaihtosuuntaaja yhdistelmällä. Nykyaikaiset, muuttuvanopeuksisille tuulivoimalakokoonpanoille periaatteessa soveltuvia konvertterityyppejä ovat back-to-back-, monitaso- ja matriisikonvertterit. Nämä kaikki ovat VSI-(Voltage Source Inverter) eli jännitevälipiirillisiä ja PWM-(Pulse-Width Modulation) eli pulssinleveysmoduloituja konvertterityyppejä. Näistä nykyään on käytössä ainoastaan back-to-back-tyyppiset konvertterit, mutta monitaso- ja matriisikonverttereita suositellaan lisätutkimuksen kohteiksi. (Laaksonen 2003)

Jännitevälipiirillinen PWM-konvertteri (back-to-back PWM-VSI) on kaksisuuntainen täystehokonvertteri ja on periaatteeltaan kuvan 8 mukainen. Täydellisen verkkovirran säädön saavuttamiseksi täytyy välipiirin jännite nostaa korkeammalle tasolle kuin verkon pääjännitteen amplitudi. Välipiirin jännitteen pitämiseksi vakiona täytyy tehovirtausta verkkosillassa säätää, ja generaattorisillan säätö toteutetaan magnetointitarpeen ja referenssinopeuden perusteella. Jännitevälipiirillinen PWM-konvertteri on yleisimmin käytetty kolmivaiheinen konvertteriratkaisu. Se on myös hyvin tutkittua ja tunnettua tekniikkaa. Sen suuren suosion ja sitä kautta suuren tuotannon vuoksi myös sen komponentit ovat halvempia verrattuna harvinaisempia komponentteja vaativiin konvertterityyppeihin. PWM-konvertterin teknisiin etuihin kuuluu verkkosillan ja generaattorisillan välissä olevan kondensaattorin erottaminen, koska se mahdollistaa siltojen erillisen ja itsenäisen ohjauksen siltojen epäsymmetrian kompensoimiseksi. Välipiirin kondensaattoria voidaan jossain tapauksissa mieltää myös haitaksi, sillä se on raskas ja suurikokoinen sekä se kasvattaa kustannuksia ja vähentää järjestelmän elinikää verrattuna konverttereihin, joissa kondensaattoria ei ole. Muita haittoja PWM-konverttereissa ovat kytkentähäviöiden lisäksi korkean kytkentätaajuuden aiheuttamat mahdolliset harmoniset yliaallot, jotka saattavat vaatia ylimääräisiä suotimia. (Ackermann 2005; Laaksonen 2003)

3 ÄLYKÄS SÄHKÖVERKKO

Älykäs sähköverkko, eli smart grid, on uudenlainen sähköverkon muoto, jonka suuntaan nykyaikaisia verkkoja pyritään kehittämään. Älykästä sähköverkkoa kutsutaan monesti aktiiviseksi verkoksi, mutta sillä tarkoitetaan samaa asiaa. Tässä luvussa selvitetään mitä älykäs sähköverkko on, miten se eroaa nykyisistä sähköverkoista, sekä mitä älykkäällä sähköverkolla voidaan saavuttaa tuulivoiman kannalta.

3.1 Älykkään ja perinteisen sähköverkon erot

Älykäs sähköverkko eroaa nykyisistä sähköverkoista monella eri tavalla. Nykyisissä sähköverkoissa käytettävä tekniikka on Euroopassa pääosin yli 30 vuotta vanhaa. Perinteisten verkkojen toimintaperiaatteena on ollut suuret keskitetyt voimalaitokset, jotka syöttävät tuotetun sähköenergian suurjännitteiseen sähkönsiirtoverkkoon. Suurjännitteiset sähkönsiirtoverkot syöttävät sähköä alueellisiin keskijännitteellisiin jakeluverkkoihin, joista sähkö syötetään paikallisiin pienjänniteverkkoihin asiakkaalle. Sähkönsiirto- ja sähköjakelujärjestelmät ovat pääasiassa viranomaisten tarkkailussa olevia luonnollisia monopoleja, kun taas sähköntuotantosektorit ovat usein hyvin paljon kilpailtuja.

Perinteisten sähköverkkojen ideana on ollut yksisuuntainen sähkönsyöttö sähköntuotantolaitokselta sähkönsiirto- ja sähköjakelujärjestelmää pitkin asiakkaalle. Niiden ominaisuuksiin ovat kuuluneet sähköntoimituksen ja verkonhallinnan kontrollointi keskitetysti yhdestä paikasta, eivätkä asiakkaat voineet niihin vaikuttaa. Verkon päästä toiseen päähän ei myöskään ollut minkäänlaista kommunikaatiota.

Älykäs sähköverkko eroaa nykyaikaisista sähköverkoista siinä, että se mahdollistaa asiakkaan osallistumisen sähkömarkkinoihin hajautetun tuotannon uusiutuvia energialähteitä tukien, kaksisuuntaisen tehonsyötön ja verkkoon kytkettyjen osien välisen kommunikoinnin. Taulukossa 4 on esitetty älykkään sähköverkon ja nykyisen sähköverkon välisiä eroja. Tärkeimpiä kohtia älykkäissä verkoissa ovat kommunikointi, sähköntuotantotavat, itseään korjaava verkko ja mahdolliset saarekekäytöt. (EC 2006)

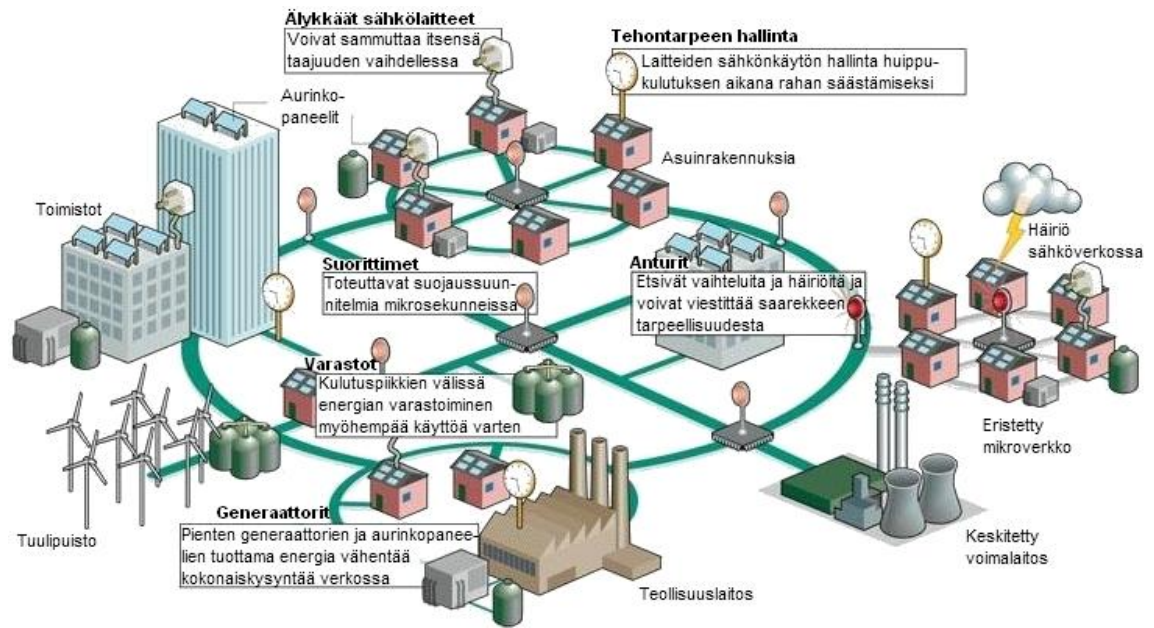
Taulukko 4. Älykkäiden ja perinteisten sähköverkkojen eroja. (GEF 2006)

Perinteinen sähköverkko	Älykäs sähköverkko
Sähkόμεkaaninen	Digitaalinen
Ei verkon osien välistä komminkointia tai yksisuuntainen kommunikointi	Kaksisuuntainen kommunikointi
Keskitetty sähköntuotanto	Hajautettu ja keskitetty sähköntuotanto
Muutamia antureita	Tarkkailulaitteita ja monia antureita
Säteittäinen topologia	Verkkotopologia
"Sokea"	Itseään tarkkaileva
Muutamia toimijoita	Monia toimijoita
Katkoksia ja vikoja	Mukautuva verkko ja saarekekäyttö
Rajallinen hintatieto	Täydellinen hintatieto
Tehovirtaamien rajallinen hallinta	Täydellinen hallintajärjestelmä
Manuaalinen palautuminen viasta	Puoliautomaattinen palautuminen ja itsekorjautuvuus
Kojeiden tarkistus manuaalisesti	Kojeiden etätarkkailu

Alun alkaen eri maiden ja alueiden sähköverkkoja yhdistävät yhdysjohdot olivat tarkoitettu pääasiassa verkon hätätilanteita varten. Nykyisissä verkoissa niitä käytetään eri maiden välisessä sähkön kaupankäynnissä. Älykkäässä sähköverkossa näitä yhdysjohtoja tarvitaan entistä enemmän varsinkin käytettäessä huomattavan paljon teholtaan vaihtelevaa uusiutuvaa energiaa. Esimerkiksi tuulesta saatava energia voi paikallisesti olla hyvinkin vaihtelevaa, kun taas suuressa mittakaavassa ajateltuna tuulesta saatava energia on paljon tasaisempaa. Yhdysjohtoja pitkin voidaan siirtää sähköä halvimmasta tuotantopaikasta kulutuspisteisiin ja näin tukea yhdysjohdoilla verkon kustannustehokasta toimintaa. (Hammons 2008)

3.2 Älykäs sähköverkko ja sen rakenne

Älykäs sähköverkko koostuu sähkön siirtämiseen tarvittavien yhdysjohtojen lisäksi myös automaattisista hallintajärjestelmistä ja älykkäistä laitteista. Älykästä sähköverkkoa voidaan kuvailla sähköverkoksi, joka yhdistää sähköntuottajien ja -kuluttajien toiminnat tehokkaasti, taloudellisesti, ympäristöystävällisesti ja ennen kaikkea varmistuen sähkön tasaisen saatavuuden. Älykäs sähköverkko tuo paremmat mahdollisuudet uusiutuvan energian ja hajautetun tuotannon käyttöön, sekä tulevaisuudessa mahdollisuuden jokaiselle osallistua sähkömarkkinoihin myymällä taloudessa tuotettua tai varastoitua sähköenergiaa ja säätelemällä sähkönkulutustaan sähkön hintavaihtelun mukaan. Kuvassa 9 on esitetty näkemys älykkästä sähköverkosta ja sen ominaisuuksista. Kuvasta nähdään, että älykkääseen sähköverkkoon liittyy uusia tekniikoita ja sovelluksia niin yksittäisessä kotitaloudessa, hajautetussa tuotannossa kuin sähköverkossakin. (EC 2006)



Kuva 9. Näkemys älykkästä sähköverkosta, joka osaa valvoa ja korjata itseään. (Heyerman 2009)

Älykkäisiin sähköverkkoihin kuuluvat tekniikat voidaan jakaa kolmeen eri ryhmään niiden vaikutuksen ja sijoituksen mukaan älykäs sähköverkko-konseptissa: Sähkön kuluttajiin eli asiakkaisiin, hajautettuihin resursseihin ja sähköverkkoon.

Sähkön kuluttajiin vaikuttavia asioita ovat muun muassa älykkäät sähkömittarit, älykkäät rakennukset ja älykkäät sähkölaitteet. Älykkäät sähkömittarit pystyvät mittaamaan sähkönkulutuksen reaaliaikaisesti, sekä saamaan informaatiota sähkön hinnasta tiettyinä tunteina. Näin asiakkaat pystyvät paremmin seuraamaan sähkönkulutustaan ja vaikuttamaan siihen, sekä pienentämään sähkölaskuaan rajoittamalla sähkönkulutusta sähkön hinnan ollessa korkealla. Älykkäät sähkömittarit mahdollistavat myös tarkan kaksisuuntaisen sähköenergian mittauksen. Täten asiakkaat voivat myydä varastoimaansa tai pienvoimaloilla tuottamaansa sähköä verkkoon taloudellisesti kannattavina aikoina.

Älykkäissä rakennuksissa sähköisiä osia voidaan ohjata automaattisesti ja antureilta saatujen tietojen perusteella. Näin lämmitystä, ilmastointia, valaistusta ja muita laitteita voidaan ohjata ja säätää olosuhteiden mukaan parhaan hyödyn saamiseksi. Älykkäät sähkölaitteet voivat antaa ja ottaa vastaan informaatiota, jonka perusteella niitä voidaan ohjata tehokkaasti. (Mazza 2005)

3.3 Tuulivoima älykkäässä sähköverkossa

Tuulivoima on edullisessa asemassa pyrittäessä lisäämään uusiutuvia energialähteitä. Tuulivoimalla tuotettu sähköenergian hinta on laskenut vuosien saatossa tuulivoimaloiden tekniikan kehittyessä ja suosion lisääntyessä. Tuulivoiman lisääminen nykyisiin verkkoihin ei ole ongelma, mutta verkon stabiiliuden varmistamiseksi tuulivoiman osuutta on rajoitettava sen vaihtelevan sähköntuotannon johdosta. Tuulivoimaa ei voidakkaan lisätä nykyisiin verkkoihin stabiilisuusrajaa enempää.

Stabiilisuusraja vaihtelee verkon rakenteesta riippuen. Stabiilisuusrajaa voidaan kasvattaa perinteisissä verkoissa muun muassa lisäämällä säätövoimaa. Säätövoiman lisääminen on kuitenkin yleensä hankalaa ja kallista. Tuulivoiman osuuden ollessa verkon kokonaissähköntuotannosta pieni, voidaan sen aiheuttamat sähköntuotannon muutokset kompensoida normaalilla säätövoimalla, mutta tuulivoiman osuuden kasvaessa on joko säätövoimaa lisättävä tai käytettävä vaihtoehtoisia tapoja. Tällöin voidaan käyttää älykästä sähköverkkoa.

Älykäs sähköverkko mahdollistaa tuulivoiman suhteellisen osuuden kasvattamisen suuremmaksi kuin nykyisillä sähköverkoilla on mahdollista. Älykkäissä sähköverkoissa tuulivoimaloiden aiheuttamia tehonmuutoksia voidaan hallita muun muassa energiavarastoilla ja tuotantoa seuraavilla kuormilla esimerkiksi käyttämällä sähköautojen akkuja energiavarastoina ja -lähteinä, sekä säätämällä talojen sähkökuormia tarpeen vaatiessa. Tehonsiirtoyhteydet muihin verkkoihin tai verkon osiin ja riittävästi hajautettu tuulivoimatuotanto lisäävät myös mahdollisuuksia tuulivoiman käyttöön, sillä mitä laajemmalle alueelle tuulivoimalat ovat sijoitettuna, sitä todennäköisemmin osasta niistä saadaan sähkötehoa.

Haluttaessa hyödyntää tuulivoiman mahdollistamaa saarekekäyttöä, verkon nopeaa palautumista ja mikroverkkoja on älykäs sähköverkko mahdollinen ratkaisu. Tuulivoiman pientuotannon kasvattamisessa tulee älykäs sähköverkko merkittävään rooliin sen mahdollistaessa kaksisuuntaisen sähkönsyötön kotitalouksissa. Tuulivoiman täysimittaista hyödyntämistä varten ja sen suhteellisen osuuden kasvaessa merkittävästi tarvitaan edullista ja kehittyvää tekniikkaa, kuten älykästä sähköverkkoa. Älykkäitä sähköverkkoja

voidaan käyttää pyrittäessä eroon fossiilisista polttoaineista ja hiilidioksidipäästöistä uusiutuvan energian avulla. Sen mahdollistamien etujen vuoksi vanhoja voimalaitoksia voidaan korvata esimerkiksi tuulivoimaloilla. (EC 2006)

4 VERKKOMÄÄRÄYKSET YLEISESTI

Verkkomääräykset ovat suunniteltu turvallisen, luotettavan, tehokkaan ja koordinoitun toiminnan edellyttämiseksi ja ne määrittelevät standardit ja vaatimukset, jotka verkossa toimivien osapuolien on kyettävä täyttämään. Verkkomääräykset koostuvat yleensä monesta eri osasta kuten yleisistä-, suunnittelu-, toiminta- ja liityntämääräyksistä ja -ohjeista. Verkkomääräykset luovatkin puitteet verkkojen haltijoiden ja verkossa toimivien osapuolien välille. Tässä työssä verkkomääräyksillä käsitetään kuitenkin määräyksiä, jotka määrittelevät hajautetun tuotannon ja varsinkin tuulivoiman verkkoon liittymisen ja verkossa toimimisen ehdot.

Tuulivoimaloiden verkkomääräykset määrittelevät tekniset vähimmäisvaatimukset, jotka tuulivoimaloiden on täytettävä liityntäpisteessä. Näillä verkkomääräyksillä määrätään muun muassa uuden voimalan verkkoon liittymisen ehdot, millainen suorituskyky verkossa toimivalla voimalaitoksella on oltava ja missä muodossa energiaa voi verkkoon syöttää. Verkkomääräykset määräävät myös toimintarajat verkon normaaleille ja poikkeuksellisille tilanteille. (RVPN 2010; Nordel 2007)

Tässä osassa esitellään verkon toiminnan edellytyksiä ja verkkomääräyksiin vaikuttavien tekijöiden periaatteita, jotta määritettyjä verkkomääräyksiä voidaan ymmärtää. Kappaleissa selvitetään myös miten verkkomääräykset vaikuttavat eri verkkotasoihin, tuulivoiman tuottajiin, laitetoimittajiin ja kuluttajiin, sekä selvitetään, kuinka tuulivoima voi vastata verkon toiminnan edellytyksiin.

4.1 Standardit

Standardit ovat oleellinen osa verkkomääräyksiä. Standardeilla tarkoitetaan yhteisten toimintatapojen laatimista ja ne ovat luotu helpottamaan viranomaisten, elinkeinoelämän ja kuluttajien elämää. Standardisoinnilla lisätään tuotteiden ja toimintatapojen turvallisuutta, suojellaan kuluttajaa ja ympäristöä, sekä helpotetaan kansallista ja kansainvälistä kauppaa. Standardit ovat tunnustetun puolueettoman tahon hyväksymiä asiakirjoja, joiden noudattaminen on vapaaehtoista, mutta joiden noudattamista viranomaiset voivat edellyttää päätöksissään. (SFS 2010)

Verkkomääräyksissä määritetään useasti mitä standardeja osapuolien on täytettävä saadakseen liittyä sähköverkkoon ja toimia siinä. Verkkomääräyksissä standardit voivat määrittellä turvallisuuteen, suunnitteluun, asennukseen ja toimintaan vaikuttavia kriteereitä. Standardeilla voidaan myös määrittellä esimerkiksi mittaustekniikoita ja sähkön laadun parametrejä. Vaatimalla standardien mukaisia toimintatapoja voidaankin taata, että esimerkiksi turvallisuuteen liittyvät kysymykset täyttyvät halutun vaatimustason mukaisesti. Standardeilla saavutetaan myös yhteisymmärrys eri tahojen välillä eikä erimielisyyksiä pääse syntymään johtuen esimerkiksi erilaisista mittaustavoista tai näkemyseroista. (Parthan 1997)

Kaikissa verkkomääräyksissä ei sovelleta standardeja eikä eri verkkomääräyksissä välttämättä käytetä samoja standardeja. Tämä johtuu paitsi tiettyjen standardien puutteesta ja eri maiden standardien eroista, mutta myös erilaisista vaatimuksista eri sähköverkoissa, voimaloissa ja lainsäädännössä. Standardien erot ja puutteet tekevätkin verkkomääräysten luomisesta vaikeampaa ja mahdollistaa laadun ja turvallisuuden vaihtelun, sekä vaatimusten tulkintaeroja varsinkin standardien puuttuessa.

4.2 Verkkomääräykset verkkoyhtiöiden kannalta

Sähköverkoja hallinnoivien verkkoyhtiöiden haluamat sähköiset ominaisuudet eroavat sähköntuottajien ja laitetoimittajien haluamista ominaisuuksista. Eri verkkoyhtiöiden tarpeiden välillä on myös paljon eroja, jotka johtuvat verkon rakenteesta, verkossa käytettävästä tekniikasta, verkon vahvuudesta, sekä verkon tuotannon ja kulutuksen ominaisuuksista.

Eri verkkoyhtiöt jaetaan tässä työssä karkeasti kahteen luokkaan: siirto- ja jakeluverkkoyhtiöihin. Siirtoverkkoyhtiöt ovat tyypillisesti maanlaajuisesti toimivia verkkoyhtiöitä, kun taas jakeluverkkoyhtiöt ovat paikallisesti toimivia yhtiöitä. Siirto- ja jakeluverkot eroavat pääosin paitsi jännitetasoiltaan myös verkon toiminnan kannalta. Siirtoverkot koostuvat korkeajännitteisistä verkon osista, kun jakeluverkot koostuvat pääosin pienjännite- ja keskijänniteverkoista. Vaikkakin jakeluverkonhaltijalla voi olla hallinnassaan myös korkeajännitteisiä aluesiirtoverkkoja, ei niitä tässä työssä huomioida selvän erottelun saavuttamiseksi. (EMV 2004; Vickers 1988)

Sähköverkkoyhtiöt tarvitsevat verkkomääräyksiä verkon turvallisuuden, stabiiliuden, kustannustehokkuuden ja sen oikean toiminnan varmistamiseksi. Sähköverkon komponentit ovat suunniteltu toimimaan muun muassa tietyllä jännitetasolla. Jotta komponentit pystyvät toimimaan oikein, on jännitteen pysyttävä tiettyjen rajojen sisällä. Jännitteen taso on myös tärkeä kustannustekijä, sillä sähköverkon häviöt suurenevat jännitetason laskiessa. Verkkoyhtiöt toimittavat asiakkaille sähkönsiirtoyhteyden ja takaavat asiakkaalle sähköenergian laadun. Jotta verkkoyhtiöt voivat siirtää asiakkaan sähköenergian, on se toimitettava verkkoyhtiölle tiettyjen ehtojen mukaisesti. Ehdolla varmistetaan verkon komponenttien oikea toiminta, turvallisuus, pienet häviöt ja asiakkaalle toimitettu sähkönlaatu. Verkkoyhtiöiden vaatimia ehtoja verkkoon syöttäviltä laitoksilta kutsutaan verkkomääräyksiksi.

Eri verkkoyhtiöiden ja varsinkin siirto- ja jakeluverkkojen määräykset poikkeavat. Poikkeavuudet johtuvat verkkojen erilaisista tehtävistä. Kun siirtoverkon tehtävä on siirtää sähköenergia suurista energiantuotantolaitoksista jakeluverkkoihin tai tehtaisiin, on jakeluverkon tehtävä siirtää sähköenergia pien- ja keskikokoisille kuluttajille siirtoverkosta tai jakeluverkkoon liitetyiltä energiantuottajilta. Tästä syystä esimerkiksi siirtoverkossa stabiiliuden menettäminen on huomattavasti vakavampaa kuin jakeluverkossa. Siirtoverkon stabiiliuden menettäminen voi aiheuttaa pahimmillaan koko maan laajuisen sähkökatkon, kun taas jakeluverkon stabiiliuden menettäminen pahimmillaan jakeluverkon alueen kokoisen sähkökatkon.

4.3 Verkkomääräykset tuulivoiman tuottajan kannalta

Tuulivoiman tuottajan tarkoituksena on myydä mahdollisimman paljon tuulesta tuotettua sähköenergiaa asiakkaalle. Tuulivoiman tuottajan tulot muodostuvatkin miltei yksinomaan myydyn sähköenergian määrästä ja menot tuulivoimalan rakentamisesta, huoltokustannuksista, kantaverkkopalvelu- ja liityntäpistemaksusta. Tästä syystä jokainen hetki, jolloin sähköenergiaa pystyttäisiin tuottamaan, mutta sitä ei pystytä syöttämään verkkoon, aiheuttaa tuulivoiman tuottajalle tulonmenetyksiä. Tällaisia tilanteita saattaa syntyä, mikäli verkkomääräyksissä vaaditaan verkosta irtautumista esimerkiksi verkon epänormaalin toiminnan aikana.

Tuulivoimalaitos on hankittava markkinoilla toimivilta laitetoimittajilta. Tuottajan pyrkimyksenä on saada sähköntuotantoon parhaiten sopiva, huoltokustannuksiltaan alhainen, elinkaareltaan pitkäikäinen ja verkkoyhtiön verkkomääräykset täyttävä voimalaitos. Tuulivoimalaitoksen hintaan vaikuttaa sen kyky vastata verkkomääräyksiin. Mikäli tuulivoimala ei pysty toimimaan annettujen verkkomääräysten mukaisesti, on voimalaitos kytkettävä irti verkosta. Verkkomääräyksiä täyttämiseen vaadittavat komponentit saattavat myös lisätä tuulivoimalan huoltokustannuksia ja lyhentää voimalan elinkaarta. Tästä syystä voimassa olevat verkkomääräykset vaikuttavat myös tuulivoimalan tuottajaan mahdollisina kohonneina investointi- ja huoltokustannuksina.

Tuulivoiman tuottajan menot saattavat kasvaa verkkomääräyksistä riippuen ja jokainen hetki, jolloin tuulivoimala ei verkkomääräyksistä johtuen voi syöttää tehoa sähköverkkoon, aiheuttaa se tuottajalle tulonmenetyksiä. Hyvin vaatimattomat ja helposti toteutettavat verkkomääräykset olisivat siten tuottajan näkökulmasta kannattavimmat.

4.4 Verkkomääräykset laitetoimittajan kannalta

Laitetoimittajat pyrkivät myymään tuotteitaan tuulivoiman tuottajille. Heidän tarkoituksena on vastata kysyntään ja toimittaa näin ollen myös vähintään verkkomääräykset täyttäviä tuotteita. Verkkomääräykset vaikuttavat laitetoimittajien tuulivoimaloiden komponenttien valintaan sekä sen toimintaratkaisuihin.

Tuulivoimaloihin asennettavat sähköiset ja mekaaniset komponentit valitaan siten, että ne kestävät ja toimivat verkon määräysten mukaisesti. Verkkomääräykset voivatkin aiheuttaa ongelmia teknisen toteutuksen ja komponenttien saatavuuden kannalta, mitkä ilmenevät muun muassa kohonneina kustannuksina ja vähentyneinä toimitusmäärinä. Esimerkiksi joidenkin erittäin vaativien verkkomääräysten vuoksi joudutaan tuulivoimalassa olevaa tekniikkaa lisäämään ja kehittämään, mikä lisää tuulivoimalan kustannuksia ja kehitystyötä. Erittäin vaativat verkkomääräykset saattavat jopa estää laitetoimittajaa toimittamasta tarvittavaa tuotetta asiakkaalle. Tällaisia verkkomääräyksiä voivat olla esimerkiksi toimintavaatimukset laajalla jännite-, virta- ja taajuusalueella tai sähköverkon tukeminen vian aikaisissa tilanteissa.

Verkkomääräysten eroavaisuudet, niiden monimuotoiset esitystavat ja jatkuvat muutokset tuovat myös suuria ongelmia laitetoimittajille. Verkkojen erilaiset vaatimukset vaikeuttavat ja saattavat jopa estää laitetoimittajia pääsemästä kannattavaan sarjatuotantoon, sillä jos tuote ei ole geneerinen, joudutaan jokainen tuote tai tuotesarja yksilöimään tietylle verkkomääräykselle. Verkkomääräysten esitystapojen erotessa vaikeutetaan myös määräysten selvittämistä ja laitetoimittajien kykyä ymmärtää, mitä tuotteelta vaaditaan. Määräysten muuttuessa voi laitetoimittaja joutua muuttamaan paitsi toimintatapojaan myös mahdollisesti osaa tuotantoketjusta ja tuotteen sisältämistä komponenteista. Muuttuvat määräykset hankaloittavat myös tuotteiden kehitystyötä ja innovointia, kun ei voida olla varmoja että verkkomääräykset pysyvät samoina.

4.5 Verkkomääräyksiin vaikuttavat komponentit

Sähköverkon turvallisuus, taloudellisuus, sopimukset ja eri komponentit luovat tarpeet erilaisille verkkomääräyksille. Sähköverkot ovat suunniteltu toimimaan halutulla tavalla, joten verkkoon liittyvien sähköisien komponenttien on myös pystyttävä toimimaan verkossa siten, että verkon toiminta ei häiriinny. Sähköverkossa muun muassa jännitteen, taajuuden, pätötehon, loistehon, yliaaltojen, vikavirtojen ja saarekekäytön eston on oltava tietyillä tasoilla verkkojen eri osissa, jotta sähköverkko toimisi suunnitellulla tavalla. Seuraavissa kappaleissa käsitelläänkin sitä, mitä nämä sähköiset ominaisuudet tarkoittavat, miksi nämä tulee verkkomääräyksissä määrittää ja miten ne vaikuttavat verkossa toimiviin eri osapuoliin.

4.5.1 Käyttöjännite

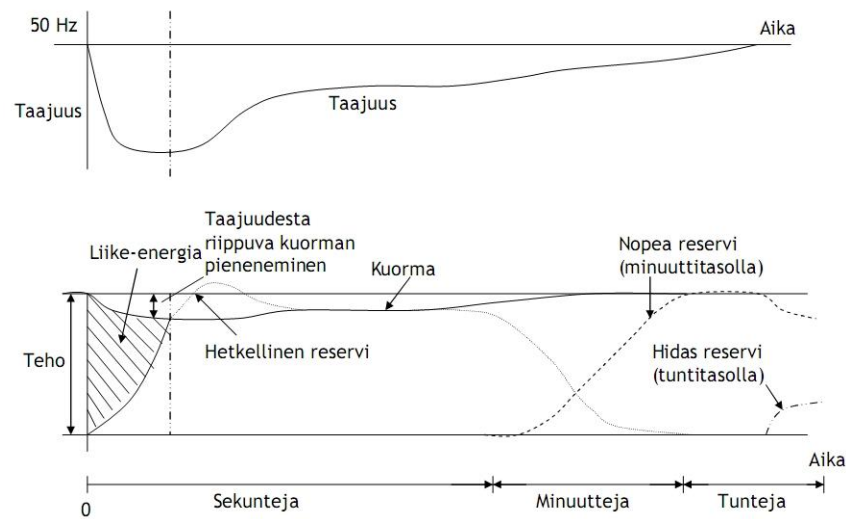
Sähköverkon jännitetaso pidetään teknisestä ja taloudellisesta näkökulmasta katsottuna optimaalisella tasolla. Sähkölaitteet ovat yleensä suunniteltu toimimaan tietyllä jännitteellä. Jännitesäädön tarkoitus on estää ali- ja ylijännitteitä verkossa, minimoida verkon siirtohäviöitä ja varmistaa, että verkkoon liittyneiden sähkökuluttajien jännite on sovitulla tasolla. Jännitettä säädetään jänniteensäätimillä ja reaktiivista tehoa kontrolloimalla. Tätä tehoa kontrolloidaan sähköntuotantolaitoksilla ja erilaisilla komponenteilla kuten kondensaattoreilla ja keloilla. Eri jännitetasojen suhdetta taas voidaan ohjata tehomuuntajien käänkykimillä. (Ackermann 2005)

Jännitteen vähäinen vaihtelu verkossa ei ole kovin merkittävää, mutta yli- tai alijännitteet aiheuttavat verkossa oleville generaattoreille ja moottoreille ylimääräisiä rasituksia ja voivat jopa rikkoa niitä. Sähköverkossa alijännitteet aiheuttavat laitteiden epästabiilia toimintaa ja häviöitä. Ylijännitteet puolestaan komponenttien rasituksia. Jakeluverkossa käyttöjännitteen tarkka ylläpito on tärkeää, sillä jakeluverkon jännitteensäätö on pääasiassa täysin passiivista sähköaseman päämuuntajan jälkeen. Tämä tarkoittaa, että mikäli jakeluverkon osassa jännite on liian alhainen, ei sitä voida aktiivisesti nostaa kuin nostamalla koko jakeluverkon jännitettä. Siirtoverkossa olevia jännitevaihteluita voidaan taas kompensoida siirtoverkon muuntajalla. Jännitetaso on pidettävä tietyllä tasolla ongelmien ehkäisemiseksi. (Elovaara 1988; Mäki 2003)

4.5.2 Käyttötaajuus

Sähköverkon taajuus pyritään pitämään aina mahdollisimman lähellä tiettyä tasoa. Eurooppalaisissa sähköverkoissa taajuus on 50 Hz kun sitävastoin USA:ssa taajuutena käytetään 60 Hz. Verkon taajuus pysyy määrätyllä tasolla, kun sähköverkon tuotanto ja kulutus vastaavat toisiaan. Verkon taajuus muuttuu esimerkiksi, kun suuri tuotantolaitos tai kuorma irtautuu verkosta. Taajuus kuvaa sähköntuotannon ja -kulutuksen tasapainoa. Sähkönkulutuksen noustessa sähköntuotantoa suuremmaksi alkaa taajuus laskea, kun taas sähköntuotannon ollessa kulutusta suurempi alkaa taajuus nousta. Jotta verkon taajuus saadaan pidettyä halutulla tasolla, on verkon tuotantoa säädettävä kulutuksen mukaiseksi. Taajuuden säädössä käytetään tuotantolaitoksia, jotka täyttävät tarpeelliset vaatimukset. (Ackermann 2005)

Taajuuden säätämiseen sähköverkossa käytetään yleensä hetkellistä, nopeaa ja hidasta reservitaajuussäätöä. Hetkellinen säätö eli primäärisäätö on tuotantokapasiteettia, joka aktivoituu automaattisesti 1–30 sekunnin aikana äkillisestä taajuuden muutoksesta. Nopea säätö eli sekundäärisäätö on pätö- tai loistehokapasiteettia, joka aktivoidaan 10–15 minuutin kuluessa taajuuspoikkeaman jälkeen. Se vapauttaa primäärisäädössä käytetyn kapasiteetin takaisin käyttöön ja on käytössä, kunnes hidas reservi korvaa sen. Kuvassa 10 on esitetty sähköverkon taajuuden ja taajuudensäädön käyttäytyminen suuren sähköntuotantolaitoksen irrotessa nopeasti verkosta. (Ackermann 2005)



Kuva 10. Verkon taajuus ja taajuussäädön aktivointi ajan funktiona, kun suuri sähkötuotantolaitos irtoaa verkosta. (Partanen 2010)

Taajuuden pienen muutoksien säätämiseen käytetään nopeasti säädettävää tuotantoa, kuten vesivoimaa. Tarvittaessa otetaan taajuuden säätöön myös hitaammin säädettävää tuotantoa tai käynnistetään reservissä olevia varavoimalaitoksia. Tuulivoimaloilla voidaan suorittaa myös taajuuden ylös- ja alassäätöä. Taajuuden alassäädössä tuulivoimalan tuotantoa pienennetään. Ylösäätöä varten tarvitsisi tuulivoimalan tuotantoa normaalitilassa rajoittaa, jolloin hukattaisiin tuulesta saatava ilmainen energia sekä tuulivoimalan omistajan voitot vähentyisivät. Tuulivoimaloiden osallistumista taajuuden säätöön vaikeuttaa kuitenkin tuulen kapasiteetin tarkka arviointi. (Gjengedal 2005; Repo 2004b)

Kuluttajien sähkölaitteet ovat suunniteltu toimimaan jollakin taajuudella. Taajuuden on pysyttävä sallittujen rajojen sisällä jännitteen tavoin. Taajuuden laskiessa tai noustessa liikaa voi aiheutua vahinkoja muun verkon lisäksi myös verkossa oleville voimaloille. Taajuuden muutokset aiheuttavat esimerkiksi termisiä ja mekaanisia rasituksia voimalalle. Verkon taajuuden laskiessa alkaa voimalan generaattori pyöriä hitaammin, mikä pitkäaikaisessa käytössä voi haitata voimalan jäähdytystä ja aiheuttaa värähtelyjä. Ylitaajuustilanteessa taas generaattorin liian nopeaksi kiihtyvä pyörimisnopeus saattaa aiheuttaa vaurioita generaattorissa. Ongelmien syntymisen estämiseksi on verkossa pidettävä tietty taajuustaso ja sen vaihtelut pyrittävä minimoimaan taajuussäädöllä. (Mäki 2003)

Taajuuden muutokset ja yli- ja alitaajuudet aiheuttavat voimaloille ja verkkoon kytketyille sähkölaitteille ei-toivottua käyttäytymistä ja mahdollisia rikkoutumisia. Verkon taajuuden laskiessa tai noustessa liikaa on voimalat ja kuormat erotettava verkosta niiden rikkoontumisen estämiseksi. Suuren kuorman tai voimalaitoksen äkkinäinen irtautuminen sähköverkosta voi kuitenkin aiheuttaa epästabiilisuutta sähköverkon toiminnan kannalta. Suurempi voimalaitos tai kuorma suhteessa verkon kokonaiskuormaan tai tuotantoon aiheuttaa suuremman taajuuden vaihtelun. Myös monien pienien voimalaitosten irtautuessa peräjälkeen taajuuden laskiessa huonontaa verkon mahdollisuutta toipua taajuuspoikkeamasta ja sen aiheuttaneesta ylikuormitustilanteesta. Tästä syystä verkkomääräyksissä on määrätty taajuusrajat, joiden sisällä voimaloiden on pysyttävä verkossa. (Mäki 2003)

4.5.3 Pätötehotasapaino

Yleisesti ottaen verkossa olevan sähköntuotannon pitää vastata kulutusta. Muutokset joko tuotannossa tai kulutuksessa voivat aiheuttaa verkon joutumisen epätasapainoon ja vaikuttaa voimalaitosten toimintaan sekä kuluttajien sähkölaitteisiin. Pätötehoa säätämällä voidaan vaikuttaa verkon taajuuteen, jonka pysyminen sovituissa raja-arvoissa on tärkeää paitsi verkon stabiiliudelle myös verkkoon kytketyille generaattoreille ja moottoreille.

Tuulivoimaloissa pätötehon säädöllä pyritään ylläpitämään stabiilia taajuutta verkossa, välttämään sähköverkon ylikuormittamista, pysymään sähkönlaatustandardeissa sekä välttämään syöksyvirtoja tuulivoimalan käynnistyksessä ja sammutuksessa. Normaalisti tuulivoimapuiston tehonmuutos saa vaihdella vain tietyn verran. Yleensä tämä tehonmuutos saa olla 10–15 % asennetusta kapasiteetista 15 minuutin sisällä. Pätötehoa pitää pystyä myös kontrolloimaan suhteessa verkon kapasiteettiin 10 % minuutissa siten, että laitos ei kytkeydy irti verkosta. Nämä rajat voivat vaihdella kuitenkin eri verkkomääräyksissä. (Ackermann 2005; Clemens 2000)

4.5.4 Loistehotasapaino

Sähköverkossa olevat kulutuslaitteet kuten moottorit, generaattorit ja muuntajat tarvitsevat toimiakseen useasti loistehoa pätötehon lisäksi. Laitteet ottavat tarvitsemansa loistehon joko sähköverkosta tai se voidaan tuottaa laitteiden läheisyydessä

kompensointilaitteistolla. Sähköverkon laitteiden tarvitsemaa loistehoa ei kuitenkaan kannata siirtää sähköverkkoa pitkin. Loistehon siirto aiheuttaa sähköverkossa johtojen ja muuntajien jännite-, teho- ja energiahäviöitä sekä vähentää sähköverkon pätötehon siirtokykyä. Loistehon siirto johtaa myös sähköverkon vahvistukseen tai uusiin investointeihin. Tästä syystä loisteho kannattaa tuottaa mahdollisimman lähellä kulutusta. (TSV 2009)

Verkon vikatilanteissa loistehohäviöt kasvavat suuresti ja voivat vaarantaa verkon käyttövarmuutta. Siirtoverkossa loistehoylijäämä onkin tätä varten pystyttävä kompensoimaan kaikissa tilanteissa. Siirtoverkossa on voimalaitosten loistehotuotantokyvystä 50–100 % varattu verkon ja voimalaitosten häiriötilanteiden varalle. (TSV 2009)

Jakeluverkossa loistehon liiallisesta kompensoinnista aiheutuu hankaluuksia, sillä sähköverkon tehokerroin ei saa olla pysyvästi kapasitiivinen. Varsinkin maakaapeliin kapasitanssit tuottavat myös loistehoa, mikä tulee huomioida erityisesti pienen kuorman aikana. Loistehon kompensoinnin tuleekin olla aina säädettävä. (TSV 2009)

Voimalaitosten generaattorien stabiili rinnankäyttö vaatii suhteellisen suuren reaktiivisen häiriöreservin. Tämän vuoksi generaattorit suunnitellaankin yleensä nimellistehokertoimelle $\cos \varphi = 0.85\text{--}0.9$. Nimellistehon mitoittaminen tätä pienemmäksi vaatisi generaattorin ja sen muuntajan käämitysten poikkipinta-alojen kasvua, mikä lisäisi sähköntuottajan pääomakustannuksia. Loistehon tuottaminen aiheuttaa myös tahtigeneraattorien staattori-resistanssissa kuparihäviöitä ja vaikuttaa staattorin rautahäviöihin, jotka näin lisäävät häviökustannuksia pelkkään pätötehontuotantoon verrattuna. (TSV 2009)

Tuulivoimalat saattavat tarvita toimintaansa varten loistehoa. Generaattorityypistä riippuen ne voivat myös tuottaa tai kuluttaa loistehoa. Nykyisin markkinoilla olevat täystehokonvertterilla varustetut tuulivoimalat voivat olla myös kuluttamatta ja tuottamatta loistehoa. Koska loistehoa ei kannata siirtää sähköverkossa siitä aiheutuvien häviöiden takia, kannattaa tarvittava loisteho tuottaa tai kuluttaa itse voimalaitoksessa.

Konvertterilla varustetut voimalaitokset voivat säätää loistehon määrää tehokerrointa muuttamalla, kun muissa tuulivoimalatyypeissä loistehotasapainoa voidaan ylläpitää muun muassa kondensaattoreilla ja keloilla. (Ackermann 2005)

Loistehon säädöllä voidaan myös säätää jännitettä. Jos voimalan liitäntäpisteen jännite on liian alhaalla, voidaan jännitettä nostaa syöttämällä verkkoon loistehoa. Ja vastaavasti jännitteen ollessa liian korkealla voi voimala alkaa kuluttamaan loistehoa ja siten laskea jännitettä liitäntäpisteessä. Verkkomääräyksissä määritelläänkin tehokerroin ja tietyt loistehomäärät tietyillä alueilla. Jotkin verkko-operaattorit vaativat tuulivoimaloiden tehokertoimen pitämistä aina mahdollisimman lähellä ykköstä tai vaativat voimaloita säätämään verkkoon siirtämänsä loistehoa jatkuvasti ja pitämään loistehon määrä pienenä. Joissakin määräyksissä tuulivoimaloiden on pystyttävä automaattisesti säätämään loistehon tuotantoaan liittymispisteen jännitteen mukaan jännitteen säätämiseksi. Verkkomääräyksissä voi olla myös vaatimus verkon vian aikaisesta jännitteen tukemisesta, jolloin tuotantolaitoksella olevalla loistehosäädöllä pehmennetään vian aikaisia verkkovaikutuksia. (Ackermann 2005)

4.5.5 Yli- ja alijännitteet (FRT)

Tässä kappaleessa yli- ja alijännitteillä tarkoitetaan äkillisiä muutoksia jännitetasossa, mitkä kestävät tietyn ajan. Näitä äkillisiä muutoksia tarkastellaan yleensä FRT-(Fault Ride Through) vaatimuksilla eli vian aikaisista jännitteenmuutoksista selviämisellä. FRT voidaan määritellä vielä tarkemmin LVRT (Low Voltage Ride Through) ja HVRT (High Voltage Ride Through) eli vian aikaisiin ali- ja ylijännitteisiin.

Jännitekuopan määritellään olevan äkillinen jännitteen alenema, joka on 90–1 % nimellisjännitteestä ja jota seuraa jännitteen palautuminen normaalitasolle. Tavallisesti jännitekuoppa kestää millisekunnista aina yhteen minuuttiin. Tavanomaiset jännitekuopat ovat suuruudeltaan noin 10–15 % nimellisjännitteestä ja ne johtuvat pääosin kuormien kytkeytymisistä. Suuremmat jännitekuopat aiheutuvat muun muassa verkon vikatilanteista. (EN 50160 1999).

Osassa sähköverkkoa tapahtuva verkon vikaantuminen, verkkoa syöttävän voimalaitoksen irtoaminen verkosta tai esimerkiksi oikosulkumoottorin tai -generaattorin

käynnistyminen voi aiheuttaa lähiympäristöönsä hetkellisen jännitteen muutoksen. Nämä jännitteenmuutokset voivat aiheuttaa sähköverkossa kiinni oleville herkille laitteille häiriöitä ja vikaantumisia, minkä takia niitä ei saisi syntyä. (Gómez-Lázaro 2009)

Verkon vian aikaisen jännitekuopan syntyessä on tärkeää yrittää palauttaa jännite nimellistasolleen mahdollisimman nopeasti. Mikäli voimalaitokset irtautuisivat verkosta heti huomattuaan jännitekuopan, pahentaisi se jännitekuoppaa ja siten verkon stabiilisuutta. Kansallisissa verkkomääräyksissä voimaloiden halutaankin tukevan sähköverkkoa häiriötilanteissa. Tämän vuoksi voimalaitos ei saa irrota verkosta heti äkillisen jännitekuopan ilmennyttyä, vaan verkkomääräyksissä määritellään FRT -vaatimukset eli jännitekuopan taso ja kesto, jonka aikana voimalaitoksen on pysyttävä verkossa. Tuulivoimalat ja varsinkin tuulipuistojen äkilliset verkosta tippumiset saattaisivat aiheuttaa verkon stabiilisuuden menettämisen, minkä vuoksi tuulivoimaloillekin määritetään FRT-vaatimukset. FRT-vaatimukset auttavat verkkoa selviämään vian aikaisesta jännitteen muutoksesta. (Gómez-Lázaro 2009)

Verkon tapahtumista aiheutuvat jännitekuopat ovat myös haitaksi tuulivoimaloille. Jännitekuopan ollessa tarpeeksi suuri tuulivoimalan verkkopuolen konvertterin jännite alenee. Tällöin tuulivoimala pyrkii korjaamaan tilannetta tuottamalla loistehoa. Mikäli se ei pysty tuottamaan tarpeeksi loistehoa jännitteen korjaamiseksi ja syöttämällä pätötehoa, putoaa se verkosta. Tuulivoimalan suojareleet ja käynnistysmoottorien kontaktorit voivat olla myös herkkiä jännitekuopille ja aiheuttaa tuulivoimalan verkosta irtautumisen. (Gómez-Lázaro 2009)

4.5.6 Nopeat jännitevaihtelut ja välkyntäilmiöt

Tuotantovoimalat voivat aiheuttaa verkkoon nopeita jännitevaihteluita. Nopeat jännitevaihtelut aiheuttavat sähköverkossa muun muassa valojen luminansseissa tai spektrijakaumissa muutoksia, jotka ihmissilmä huomaa häiritsevänä lamppujen välkyntänä eli ”flickerinä”. Tuulivoimalan tapauksessa välkyntää aiheuttaa pääasiassa generaattorin lyhyet tehonvaihtelut tai generaattorin pois- /pällekytkennät. (Burton 2001)

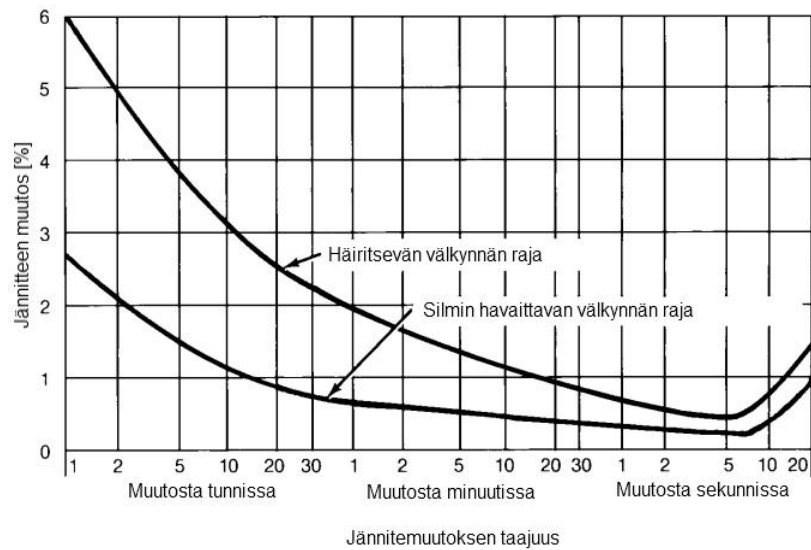
Generaattorin lyhyet tehonvaihtelut johtuvat tuulivoimalan tapauksessa roottorin epätasaisesta pyörimisestä. Epätasainen pyöriminen johtuu tuulennopeuden hetkellisestä

muuttumisesta ja tuulivoimalan tornin aiheuttamasta varjosta. Tornin varjo aiheuttaa tuulivoimalan roottorin pyörimisnopeuden hetkellisen hidastumisen lavan ollessa yhdensuuntainen tornin kanssa ja tornin ohitettuaan kiihtyy roottori takaisin normaaliin nopeuteensa. Tuulivoimalan ollessa nykytrendin mukaisesti kolmilapainen, tapahtuu tämä ilmiö roottorin yhden pyörähdyksen aikana kolme kertaa. Myös eri korkeuksilla vaikuttavien tuulennopeuksien ja -suuntien eroavaisuudet lapojen muodostamalla pinta-alalla saavat lavan kiihtymään ja hidastumaan hetkellisesti roottorin yhden kierroksen aikana. (Burton 2001, Laaksonen 2003)

Varsinkin alhaisilla tuulennopeuksilla tuulivoimala voi käynnistyä ja pysähtyä monta kertaa lyhyessä ajassa. Tällöin generaattorin kytkeytyessä verkkoon tai pois verkosta aiheutuu nopea jännitevaihtelu. Tämänlaisia nopeita jännitevaihteluita pyritään vähentämään käyttämällä pehmokäynnistimiä. Pehmokäynnistyksessä tehoelektronikalla rajoitetaan generaattorin ottamaa käynnistysvirtaa ja täten generaattorin aiheuttamia nopeita jännitemuutoksia saadaan rajoitettua. (Burton 2001)

Nopeat jännitevaihtelut aiheuttavat verkossa jännitteen nopeita nousuja ja laskuja sekä vahinkoja verkossa oleville laitteille. Nopeat jännitevaihtelut aiheuttavat myös valojen välkkymistä sekä häiritsevät tietokoneiden ja kommunikaatiolaitteiden toimintaa. (ABB 2000)

Kuvasta 11 nähdään, miten välkyntä vaikuttaa verkossa oleviin lamppuihin. Kuvasta huomataan, että mitä suuremmalla taajuudella jännitteen muutoksia tapahtuu, sitä pienempi jännitteen muutos aiheuttaa jo silmin havaittavaa välkyntää. Myöskin häiriöksi asti muodostuva välkyntä muuttuu huomattavasti välkynnän tiheyden kasvaessa. Tuulivoimalan roottori pyörii maksimissaan noin 25 rpm, jolloin tuulivoimalan tornin aiheuttaman varjon takia jännitteen muutoksia voi tapahtua kolmelapaisessa tuulivoimalassa 75 rpm. Kuvasta 11 huomataan, että jännitteen muutos ei saa kasvaa kovinkaan suureksi ilman että välkynnästä tulee häiritsevää. (VTT 2010)



Kuva 11. Välkynnän taajuuden vaikutus havaittavuuteen ja häiritsevyyteen. (IEEE 1993)

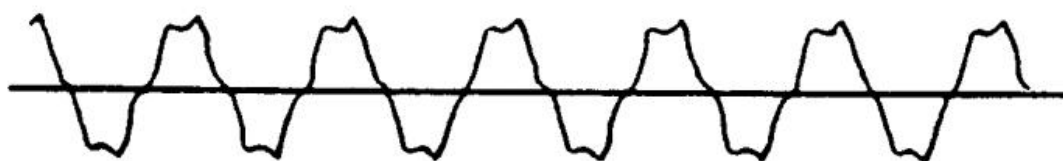
Jotta laitteita häiritseviä ja valojen välkkymistä aiheuttavaa ilmiötä voitaisiin estää, on nopeita jännitemuutoksia pyrittävä rajaamaan sovittuihin arvoihin rajaamalla jännitemuutosten esiintymistaajuutta. (Motiva 2006)

4.5.7 Harmoniset yliaallot

Vaihtosähkölaitteet ovat suunniteltu toimimaan sinimuotoisella virralla ja jännitteellä. Ideaalisessa sähköverkossa vaihtojännite ja -virta ovatkin sinimuotoisia. Todellisissa sähköjärjestelmissä jännitteen ja virran muodot poikkeavat kuitenkin sinimuodosta muun muassa harmonisten yliaaltojen takia. Harmonisilla yliaalloilla tarkoitetaan tietyn taajuuden monikertoja.

Harmonisia yliaaltoja aiheuttavat epälineaariset kuormitukset ja kuormitukset, jotka ottavat verkosta muuta kuin sinimuotoista virtaa. Yleisesti voidaan ajatella yksivaiheisten kuormien synnyttävän kolmannen kertaluvun yliaaltoja ja kolmivaiheisten kuormien aiheuttavan muita yliaaltoja. Yliaaltoja aiheuttavia laitteita ovat esimerkiksi hakkuriteholähteet, tasasuuntaajat, taajuusmuuttajat, tyristorikäytöt ja purkauslamput. Myös vääränlainen loistehon kompensointi voi vahvistaa yliaaltoja, koska yliaallot voivat resonoida kompensointiparistojen kanssa. Yliaaltovirran suuruus on riippuvainen kuormituksesta sekä verkon impedanssista kyseessä olevalla taajuudella. (IEEE 1993; Kontturi 2008)

Sähköverkon jännite voi yliaaltojen seurauksena säröytyä. Virtayliaallot aiheuttavat verkon impedansseissa yliaaltoisia jännitehäviöitä, jotka näkyvät käytännössä jännitteen säröytymisenä. Kuvassa 12 on esitetty, kuinka harmoniset yliaallot voivat vaikuttaa siniaallon muotoon. Jännitesärö ilmoitetaan THD (Total Harmonic Distortion) -arvona joka merkitsee yliaaltokomponenttien suuruutta suhteessa normaaliin sinimuotoiseen aaltoon. Sähköverkon jännitteen laadussa voidaan jännitesärön osalta pitää alle 5 %:n säröytymää hyvänä, kun korkeaksi laaduksi voidaan luokitella alle 3 %:n jännitesäröytymä. (Kontturi 2008; Ruppala 2001)



Kuva 12. Harmonisten yliaaltojen vaikutus siniaallon muotoon (ABB 2000)

Yliaallot aiheuttavat sähköverkon häviöiden kasvua, muuntajien ylikuormittumista, liiallista moottorien lämpenemistä, laitteiden kuormitettavuuden alenemista, mittareiden virhenäyttämiä, suojarleiden virhetoimintoja, äänihäiriöitä ja nollajohtimien ylikuormittumista, mistä syystä yliaaltoja on pyrittävä kontrolloimaan. (ABB 2000; IEEE 1993)

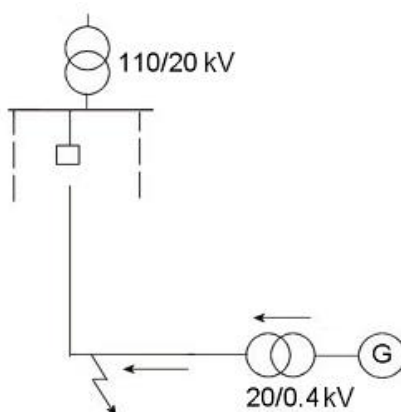
Tuulivoimaloissa käytetään useasti tehoelektroniikkaa. Vakionopeuksisessa ja vaihtuvanopeuksisessa tuulivoimalassa käytetään pehmokäynnistimiä ja vaihtuvanopeuksisessa tuulivoimalassa taajuusmuuttajaa, mitkä aiheuttavat yliaaltoja. Koska nämä yliaallot voivat kulkeutua sähköverkkoa pitkin aiheuttaen vikaantumisia ja häiriöitä sähköverkossa oleviin muihin, pitää tuulivoimaloissa yrittää joko estää yliaaltojen syntymistä tai suodattaa ne pois. Tuulivoimaloiden aiheuttamille yliaalloille määrätäänkin sekä standardeissa että verkkomääräyksissä tietyt raja-arvot, joita ei saa ylittää. (Laaksonen 2003)

Yliaaltojen suodattamiseen voidaan käyttää passiivi- ja aktiivisuodattimia. Yksinkertaisin on yhdelle taajuudelle viritetty passiivisuodatin. Suodattimen resonanssitaajuus pyritään mitoittamaan poistettavan yliaallon taajuudelle, ja kondensaattorin kapasitanssi määrää yleensä tarvittavan perustaajuuden kompensointitehon. Kytkemällä monta tämänlaista suodatinta rinnakkain voitaisiin kaikki yliaallot poistaa. Tämä olisi kuitenkin hyvin kallis

ratkaisu. Passiivisia suodattimia on myös erilaisia; muun muassa laajakaistaisia suodattimia, jotka ovat periaatteeltaan ylipäästösuodattimia ja suodattavat kaikkia tiettyä taajuutta korkeampia taajuuksia. Aktiivisuodattimet ovat tehpuolijohteilla toteutettuja säädettäviä yliaaltovirtalähteitä. Ne syöttävät verkon yliaaltoihin nähden vastakkaisessa vaiheessa olevia yliaaltoja, jolloin verkon yliaallot kumoutuvat. Aktiivisuodattimen edut passiivisuodattimiin nähden ovat muuttuvien yliaaltojen tehokas suodatus, monien yliaaltojen suodatus yhdellä suodattimella ja aktiivisuodattimien nopea vaste ja pieni tilantarve. (Korpinen 2010)

4.5.8 Jälleenkytkentä

Sähköverkossa jälleenkytkennällä pyritään poistamaan mahdollinen vika verkosta, katkaisemalla sähkönsyöttö vikapaikkaan hetkeksi ja kytkemällä sähkönsyöttö uudestaan päälle. Hajautettu tuotanto aiheuttaa yleensä ongelman jakeluverkon suojaukselle aiheuttamalla verkon jälleenkytkennän epäonnistumisen. Kun verkossa on hajautettua tuotantoa, on mahdollista, että pienvoimala jää yksin ylläpitämään jännitettä jälleenkytkennän jännitteettömäksi ajaksi. Tästä johtuen verkossa oleva valokaari ei sammuu ja jälleenkytkentä epäonnistuu. Pienitehoisen voimalan tapauksessa virta on vielä yleensä niin pieni, että varsinainen voimalan ylivirtasuojaus ei havahdu ja irroita voimalaa verkosta. Kuvassa 13 on kuvattu jälleenkytkentätilanne, jossa yksi johtolähtö on irroitettu verkosta ja generaattori G on jäänyt syöttämään vikapaikkaan vikavirtaa, joka ylläpitää valokaarta jälleenkytkennän jännitteettömänä aikana. (Mäki 2003)



Kuva 13. Jälleenkytkennän epäonnistuminen. (Mäki 2003)

Jotta jälleenkytkentä toimisi, on ehdottoman tärkeää, että hajautettu voimalaitos irtoaa verkosta jälleenkytkennän jännitteettömänä aikana. Nopea irtikytkettyminen on myös

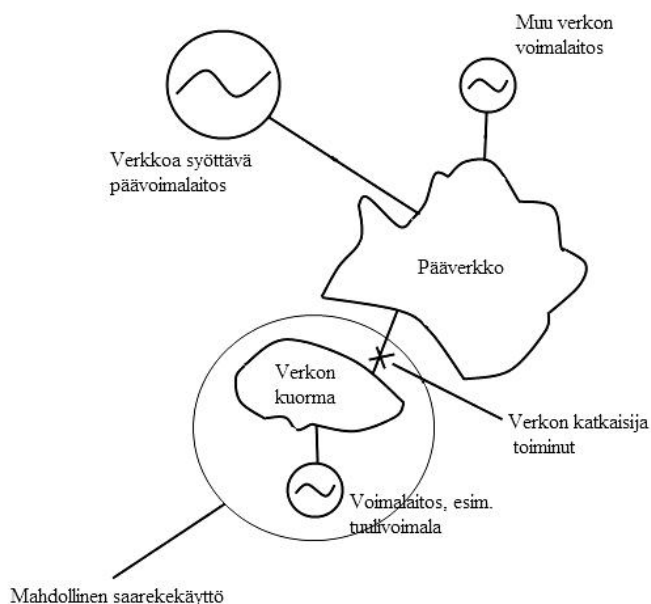
tärkeää voimalan kannalta, sillä erityisesti voimansiirto-osat voivat vaurioitua tahdistamattoman verkkoon kytkeytymisen seurauksena, mikäli voimala ei ole irronnut verkosta. Jos verkon vika on onnistuneen jälleenkytkennän jälkeen poistunut, voidaan voimalaitos liittää uudelleen verkkoon mahdollisesti tarvittavan tahdistuksen jälkeen. (Mäki 2003)

Nykyään voitaisiin voimalan irtoaminen jälleenkytkennän jännitteettömän ajan aikana varmistaa käyttäen eri tapoja. Eräs varmimpia tapoja olisi SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) -järjestelmän käyttö, mutta vaihtoehtoisesti voitaisiin käyttää pikajälleenkytkennän sijasta pitkää esimerkiksi yhden sekunnin kestoista jännitteetöntä aikaa. Tämä varmistaisi voimalan irtikytkeytymisen jännitteettömänä aikana. Pitkä jännitteetön aika huonontaa kuitenkin asiakkaan sähkönlaatua. Aikahidastuksen lyhentäminen parantaa oleellisesti sähkön laatua, sillä jännitteettömän ajan lyhetessä tarpeeksi paljon, voitaisiin välttää vikatilanteen aiheuttamista häiriöistä johtuvat ongelmat lähes kokonaan. (Mäki 2003)

4.5.9 Saarekekäyttö

Verkossa sattuvassa vikatilanteessa pyritään irrottamaan vioittunut osuus verkosta mahdollisimman nopeasti vahinkojen estämiseksi. Tällöin on mahdollista, että irroitettun verkon osan sisältäessä sähköntuotantoa, esimerkiksi tuulivoimaa ja sähkönkulutusta, voi tuulivoimala jäädä syöttämään tehoa irroitettuun verkon osaan. Mikäli tällä alueella tuotanto ja kulutus vastaavat suunnilleen toisiaan voi tuulivoimala jäädä saarekekäyttöön. Tällä hetkellä pyritään kuitenkin saarekekäyttöä estämään kytkemällä tuulivoimala irti verkosta mahdollisimman pian kun saareke huomataan. Näin toimitaan, koska verkkoa ei ole suunniteltu vastaaviin tapauksiin ja saarekekäyttöön liittyy muun muassa turvallisuus-, säätö- ja tiedonsiirto-ongelmia. (Burton 2001)

Kuvassa 14 on kuvattu vikatilanne, jossa yksi johtolähtö on irroitettu verkosta, ja generaattori G on jäänyt syöttämään osaa verkosta yksinään. Saarekettä voi kuvasta poiketen jäädä syöttämään myös monia muita voimalaitoksia, mutta jos verkkoa syöttävät päävoimalaitokset ei ole syöttämässä tiettyä verkon osaa, on se saarekkeessa.



Kuva 14. Generaattori saarekkeena. (Repo 2004a)

Saarekekäytön estosuojaus on tuulivoiman tapauksessa tarkoitettu lisäsuojaksi sekä verkonhaltijaa että tuulivoimalaa varten. Suoraan verkkoon kytketylle tuulivoimalalle saarekekäyttö voi olla vaarallinen, koska myöhemmin palautuva jännite voi aiheuttaa tahdistamattoman kytkennän, mikä rasittaa tuulivoimalaa. Sähköverkon kannalta saareke voi aiheuttaa turvallisuusongelmia. Verkon osan jäädessä huomaamatta saarekkeeseen, eivät verkkoa korjaavat työntekijät saa siitä tietoa ilman erillistä tiedonsiirtojärjestelmää. Näin voi syntyä tilanne, jossa korjataan tietämättä jännitteistä verkkoa. Tätä varten saarekekäyttö on estettävä mahdollisimman nopeasti. (Laaksonen 2003; Mäki 2003)

Saarekekäyttötilanteessa on tuulivoiman kannalta kaksi pääasiallista ongelmakohtaa. Ensimmäinen on mahdollinen epätahtitilanne muun sähköverkon kanssa. Tämä tilanne voi muodostua siten, että saareke on ollut hetkellisesti ilman virtaa ja se käynnistetään uudelleen ilman yhteyttä muuhun verkkoon. Tällöin saareke ei näe muun verkon tahtia ja saattaa olla epätahdissa. Jotta saareke voidaan kytkeä takaisin muuhun verkkoon, on saareke tahdistettava muun verkon tahtiin esimerkiksi lyhyellä sähkökatkolla. Myös pitkäaikainen saarekekäyttö voi aiheuttaa liukumista epätahtiin, kun muu verkko ei vedä saarekkeen tuotantoa oikeaan tahtiin. (Burton 2001 ;Laaksonen 2003)

Saarekekäytön toinen ongelmatilanne on generaattorin itsemagnetointi. Epätahtigeneraattori tarvitsee toimiakseen loisivirtaa magnetointiinsa ja tämän virran se

ottaa sähköverkosta. Mikäli tätä loisivirtaa ei ole saatavilla, syntyy resonanssitilanne, kun tuotanto on kulutusta suurempi. Tällöin tuulivoimalan roottorin pyörimisnopeus ja taajuus kasvaa. (Burton 2001)

Saarekekäytön estämiseksi ja toisaalta turhien verkosta irtikykeytymistilanteiden välttämiseksi saarekekäyttöön joutuminen pitää pystyä havainnoimaan. Saarekekäytön havainnoimiseen on olemassa erilaisia ratkaisuja, joista toiset ovat luotettavampia mutta kalliimpia kuin toiset. Saarekekäytön havainnointiin käytettävät tekniikat voidaankin jakaa sekä etä- että paikallisiin tekniikoihin, ja paikalliset tekniikat voidaan jakaa vielä passiivisiin-, aktiivisiin- ja hybriditekniikoihin kuten kuvassa 15 esitetään. (Laaksonen 2003; Zeineldin 2006)



Kuva 15. Saarekkeen havainnointiin käytettävät menetelmät. (Mahat 2008)

Saarekekäyttöä voidaan havainnoida etäjärjestelmillä, jotka perustuvat erilaisiin tiedonsiirtomenetelmiin. Etäiseen saarekekäytön havainnointiin voidaan käyttää muun muassa käytönvalvontajärjestelmä SCADA:a tai tehonsiirtolinjoihin generoitua signaalia. Etäteknikoilla päästään yleensä hyvään luotettavuuteen mutta, koska nämä menetelmät ovat hyvin kalliita toteuttaa, paikalliset havainnointitekniikat ovat yleistyneet. (Funabashi 2003)

Paikalliset havainnointitekniikat perustuvat perussuureisiin. Näissä havainnointitekniikoissa mitataan ja seurataan perussuureita kuten jännitettä, taajuutta ja virtaa. Mikäli jokin arvo tai muutos ylittää asetetun raja-arvon, voidaan päätellä voimalan joutuneen saarekkeeseen. Toteutuksen monimutkaisuus riippuu pitkälti siitä, siirretäänkö voimalalta tehoa verkkoon päin ja kuinka suuren tehon voimala tuottaa. Paikallisten havainnointimenetelmien etuna on niiden hinta ja nopeus mutta haittana saarekkeen havainnoimisen luotettavuus. (Mahat 2008; Zeineldin 2006)

Taulukossa 5 on esitetty saarekekäytön havainnoimiseen käytettäviä tekniikoita sekä vertailtu niiden hyötyjä ja haittoja. Taulukossa on myös annettu esimerkkejä käytettävien tekniikoiden havainnointimenetelmistä.

Taulukko 5. Saarekekäytön havainnoimiseen käytettävien tekniikoiden vertailu. (Mahat 2008)

Havainnointi-tekniikka	Hyödyt	Haitat	Esimerkki havainnointimenetelmästä
1. Etä-havainnointi-tekniikat	<ul style="list-style-type: none"> • Erittäin luotettavia 	<ul style="list-style-type: none"> • Suhteellisen kalliita ratkaisuja varsinkin pienille järjestelmille 	<ul style="list-style-type: none"> • Johdoissa kulkeva signaali • Etäjärjestelmät, kuten SCADA
2. Paikalliset tekniikat			
- Passiiviset tekniikat	<ul style="list-style-type: none"> • Lyhyt havainnointi aika • Ei aiheuta häiriöitä järjestelmiin • Tarkka, kun tuotannon ja kulutuksen ero suuri voimalan jäätyä saarekkeeseen 	<ul style="list-style-type: none"> • Saarekekäytön havainnointi vaikeata, jos kuorma ja tuotanto vastaavat toisiaan voimalan jäätyä saarekkeeseen • Raja-arvojen määrittely vaikeaa • Liian tiukat raja-arvot voivat aiheuttaa tarpeettomia verkosta irtikytyymisiä 	<ul style="list-style-type: none"> • Lähtötehon muutos • Taajuuden muutos • Taajuuden vertaaminen tehoon • Impedanssin muutos • Jännitteen muutos • THD:n muutos
- Aktiiviset tekniikat	<ul style="list-style-type: none"> • Pystyy havainnoimaan saarekkeen vaikka tuotannossa ja kulutuksessa ei ole eroa voimalan jäätyä saarekkeeseen 	<ul style="list-style-type: none"> • Aiheuttaa häiriöitä järjestelmään • Pitkä havainnointiaika 	<ul style="list-style-type: none"> • Reaktiivisen tehon vienti virhe • Impedanssin suuruus • Vaiheen tai taajuuden siirtyminen
- Hybridi tekniikat	<ul style="list-style-type: none"> • Pystyy havainnoimaan saarekkeen hyvin • Häiriöitä esiintyy vain, kun epäillään saarekekäyttöä 	<ul style="list-style-type: none"> • Havainnointiaika pitkittyy, kun käytetään sekä passiivisia että aktiivisia tekniikoita 	<ul style="list-style-type: none"> • Tekniikka perustuu positiiviseen takaisinkytkentään ja jännitteen epätasapainoon • Tekniikka perustuu jännitteeseen ja reaktiivisen tehon siirtymiseen

Saarekekäyttöä voidaan käyttää myös tarkoituksellisesti vakavissa sähköjärjestelmän häiriötapauksissa, mutta tällä hetkellä hajautetun tuotannon tapauksessa sitä ei käytetä. Tulevaisuuden älykkäissä sähköverkoissa tilanne voi olla toinen. Taulukossa 6 on esitetty hajautetun tuotannon saareketilan hyötyjä ja haittoja verkkoyhtiölle ja tuottajille.

Taulukko 6. Hajautetun tuotannon saareketilan hyötyjä ja haittoja verkkoyhtiölle ja tuottajille. (Repo 2004b)

	Vahvuudet	Heikkoudet
Verkkoyhtiö	- Vähentää asiakkaiden kokemia keskeytyksiä ja niiden pituutta	- Nykyiset jakeluverkkojen suunnittelu ja käyttö eivät tue saarekkeen hyödyntämistä - Siirtyminen saarekkeeseen voi epäonnistua - Saarekkeen hallinta, erityisesti suojaus, vaatii uusia laitteita ja suunnittelua
Tuottajat	- Tuotanto sijaitsee lähellä kulutusta - Tahtigeneraattorit pystyvät kytkeytymään myös tyhjään verkkoon	- Pieni teho mahdollistaa vain pienen kulutuksen ylläpitämisen - Vaatii uusia laitteita ja tekniikkaa - Tuotannon oltava varmaa ja säädettävää
	Mahdollisuudet	Uhat
Verkkoyhtiö	- Vähentää pitkistä katkoista maksettavia korvauksia - Verkon palauttaminen normaalitilanteeseen alhaalta ylöspäin	- Turvallisuus - Tuotantolaitosten omistajien oltava yhteistyöhaluisia - Saarekkeen muodostuminen eri verkonhaltijoiden alueelle
Tuottajat	- Tuotanto ei keskeydy	- Riski laitteiden rikkoontumiselle

Taulukosta 6 voidaan huomata, että saarekekäytössä on haittojen lisäksi myös paljon etuja. Nykypäivänä ei kuitenkaan tuulivoimaloille saarekekäyttöä hyväksytä. Saarekekäyttö tulee tulevaisuudessa mielenkiintoiseksi aiheeksi, koska saarekekäytöstä voi olla hyötyä niin sähköntuottajille kuin verkkoyhtiöille. Saarekekäytön hyötykäyttöä ja mahdollisuuksia tulevaisuudessa tarkastellaan tarkemmin vielä kappaleessa 7.2.

4.6 Tärkeimmät verkkomääräykset täystehokonvertterilla varustetulle tuulivoimalalle ja niihin vastaaminen

Työssä on esitetty aikaisemmin verkkomääräyksiin vaikuttavia asioita, miksi ne ovat tärkeitä ja miten ne vaikuttavat eri osapuoliin. Seuraavissa kappaleissa pyritään esittämään, mitkä ovat tärkeimmät verkkomääräykset täystehokonvertterilla varustetulle tuulivoimalalle. Kappaleissa käsitellään myös tapoja, joilla tuulivoimala pyrkii täyttämään mahdollisia verkkomääräyksiä sekä arvioidaan, kuinka hyvin tuulivoimala pystyy sopeutumaan verkon eri tilanteisiin.

4.6.1 Jännitteen säätö

Normaalin verkon toiminnan aikana tapahtuvat jännitemuutokset eivät vaikuta tuulivoimalan toimintaan merkittävästi. Tuulivoimala itsessään voi kuitenkin säätää verkkoon syöttämänsä sähkön jännitetasoa. Täystehokonvertterilla varustetun tuulivoimalan verkkoon syöttämän sähkön jännitettä voidaan säätää muutamalla eri tavalla. Säätö voidaan tehdä täystehokonvertterissa tai tuulivoimalan muuntajassa.

Tuulivoimalan muuntajassa jännitteensäätö tapahtuu muuntajan käämikytkimellä. Käämikytkin muuttaa muuntajan muuntosuhdetta ja siten myös tuulivoimalan verkkoon syöttämän sähkön jännitetasoa. Käämikytkimellä voidaan säätää jännitettä askeleittain ja askeleen suuruus voi olla muutaman prosentin luokkaa. Käämikytkimen säätö ei täten ole hienovaraisin eikä tarkin jännitteen säätäjä. Käämikytkimellä on myös säätörajansa, jota enempää muuntosuhdetta ei voida pienentää eikä suurentaa. Säätöraja riippuu käämikytkimestä mutta voi olla esimerkiksi noin 15 % suuntaansa. Tarkempaan jännitteen säätöön päästään tuulivoimalan täystehokonvertterin välipiirin jännitettä säätämällä. (Elovaara 1988; Repo 2000)

Täystehokonvertterilla voidaan syötettävää jännitettä nostaa ja laskea muuttamalla sen välipiirin jännitettä. Täystehokonvertterin komponentit on suunniteltu toimimaan vakituisesti tietyllä välipiirin jännitteellä, joten välipiirin jännitteen suhteeton kasvattaminen tai laskeminen saattaa aiheuttaa ongelmia. Maltillinen jännitteen säätö ja hetkellinen säätö on kuitenkin teknisesti mahdollista komponenttien kestoisuuden sallimissa rajoissa. Syöttöjännitteen nosto tapahtuu nostamalla välipiirin jännitettä. Jännitteen mahdollinen nosto määrä riippuu komponenttien jännitekestoisuudesta. Syöttöjännitettä voidaan laskea välipiirin jännitettä laskemalla. Jännitteen laskun rajaksi muodostuu välipiirissä kasvava virta, joka ei saa ylittää virtakestoisuutta. Erilaisissa täystehokonverttereissa käytettävien välipiirien jännite- ja virtarajat vaihtelevat, joten mahdollinen säätökapasiteetti vaihtelee laitekohtaisesti. (Farin 2009)

4.6.2 Taajuuden säätö

Taajuuden vaihtelut verkossa eivät juurikaan vaikuta täystehokonvertterilla varustettuun tuulivoimalan sähköntuottokykyyn eikä tuulivoimalan täystehokonvertterin toimintaan. Tuulivoimala itsessään voi säätää verkkoon syöttämänsä sähkön taajuutta hyvinkin suurella skaalalla, sillä täystehokonvertterilla voidaan muokata taajuutta mieleiseksi. Taajuutta voidaankin säätää käytännössä vapaasti pätötehoa säätämällä, niissä puitteissa kun tuulesta saadaan pätötehoa tuotettua ja laitteiston komponentit sen sallivat. Laitteiston komponenttien valintaan voidaan vaikuttaa tarvittaessa täystehokonvertteria suunnitellessa, mutta tuulen voimakkuuteen ei tietenkään voida vaikuttaa.

4.6.3 Pätötehon säätö

Pätötehon säätö tuulivoimaloissa on haasteellista. Pätötehoa voidaan säätää ja syöttää verkkoon pääasiassa vain tuulen ehdoilla. Pätötehon vähentäminen on mahdollista aina, kun tuulesta saadaan energiaa, mutta pätötehon lisääminen on hyvinkin rajoitettua ja riippuu käytännössä suoraan sen hetkisestä tuulen voimakkuudesta. Tuulen voimakkuuden salliessa voidaan verkkoon syötettyä pätötehoa kasvattaa hyvinkin nopeasti, mutta sitä pyritään useasti rajoittamaan sähköverkon stabiiliuden vuoksi.

Pätötehon syöttöä sähköverkkoon voidaan lisätä mikäli tuulivoimalaa ajettaisiin niin sanotusti osatehoilla. Eli vaikka tuulesta saataisiin enemmän tehoa, verkkoon syötettäisiin vain esimerkiksi 95 % maksimaalisesta tehosta. Näin voidaan tarpeen tullen pätötehon syöttöä lisätä 5 %, mikäli sähköverkon tilanne niin vaatisi. Ongelmiksi muodostuvat tässä kuitenkin tuulen voimakkuuden äkilliset muutokset, jotka saattavat tämän estää sekä 5 %:n tehon hukkaaminen ajettaessa osatehoilla. (IRE 2009)

Tuulivoimalasta saadaan tarvittaessa hetkellisesti enemmän pätötehoa kuin mitä tuulesta voidaan tuottaa. Tämä perustuu tuulivoimalan inertiaan eli pyörivässä massassa olevaan energiaan. Inertialla ei kuitenkaan voida nostaa pätötehon tuottoa kuin hyvin lyhyitä aikoja, minkä jälkeen voimalan roottorin on annettava kiihtyä uudelleen. (Morren 2006)

4.6.4 Loistehon säätö

Täystehokonvertterilla varustettu tuulivoimala voi säätää sähköverkkoon syöttämäänsä tai siitä ottamaansa loistehoa. Sen kykyä syöttää tai kuluttaa loistehoa riippuu käytettävästä laitteistosta. Sähköverkossa loistehoa ei kannata siirtää siitä aiheutuvien häviöiden takia. Tuulivoimala voikin loistehon säädöllä kompensoida loistehon tarvetta tai kuluttaa sitä tarvittaessa. Täystehokonvertterilla voidaan loistehon säädöllä säätää myös liityntäpisteen jännitettä.

Loistehon säädöllä voidaan vaikuttaa verkon jännitteeseen. Täystehokonvertterilla voidaan säätää liityntäpisteen ylijännitettä normaalille tasolle ajamalla induktiivista loisvirtaa verkkoon ja nostaa alijännitettä ajamalla kapasitiivista loisvirtaa verkkoon. Loistehosäädön vaikutus jännitteeseen riippuu vahvasti sähköverkon rakenteesta ja sen jäykkyydestä. (Farin 2009)

Ylijännitteen alentamista rajoittaa välipiirissä korkeaksi nouseva jännite, kun alijännitteen tukemista rajoittaa pääasiassa välipiirissä kasvava virta.

4.6.5 Yli- ja alijännitteet (FRT)

Vian aikaiset yli- ja alijännitteet ovat tuulivoimaloille suuri haaste. Tuulivoimaloiden pitää pyrkiä tukemaan sähköverkkoa sen vian aikaisien tilanteiden ja muiden epätavallisten olosuhteiden aikana. Kuitenkin hetkelliset korkeat jännitteet ja jännitekuopat aiheuttavat ongelmia tuulivoimaloille.

Korkeat ylijännitteet ovat ongelmallisia tuulivoimalan täystehokonvertterille. Jännitetason noustessa nousee myös konvertterin välipiirin jännite. Sen noustessa liikaa on voimalaitos irroitettava verkosta konvertterin rikkoutumisen estämiseksi. Mikäli voimalan muuntajan käämikytkin sallii, voidaan käämikytkimellä saada lisää marginaalia välipiirin jännitteelle. (Farin 2009)

Tuulivoimaloiden halutaan joissakin määräyksissä tukevan verkkoa tietyn aikaa, vaikka jännitetaso olisi nollassa. Jännitteen pudotessa nopeasti verkossa on tuulivoimalan syötettävä tuottamansa teho muualle kuin verkkoon. Verkkoon ei voida syöttää kaikkea tehoa virtarajojen takia. Tuulivoimalat voivat käyttää ainakin muutamaa tapaa ylimääräisen tehon kuluttamiseen. Yleensä täystehokonvertterin välipiiriin sijoitetaan suuria sähkövastuksia, joihin teho voidaan ajaa tarvittaessa. Vastukset kuitenkin lämpenevät nopeasti syötettäessä niihin hurjasti energiaa. Jotta vastukset eivät rikkoontuisi, on niiden annettava välillä jäähtyä, minkä jälkeen niihin voidaan taas ajaa lisää tehoa. Vastusten määrää lisäämällä voidaan vaikuttaa tietysti siihen, kuinka kauan ja usein energiaa voidaan kuluttaa vastuksissa mutta se lisää tuulivoimalatuottajan pääomakustannuksia. Voimalan ylimääräinen teho voidaan myös kuluttaa itse generaattorissa, kierrättämällä virta konvertterin kautta ja ajamalla generaattoria moottorina. Tämä tapa kuluttaa ja rasittaa voimalan voimansiirtoa todella paljon eikä sen takia ole juurikaan käytössä.

4.6.6 Nopeat jännitevaihtelut ja välkyntäilmiöt

Sähköverkossa esiintyvät nopeat jännitevaihtelut ja välkyntäilmiöt eivät aiheuta ongelmia tuulivoimalalle eivätkä tuulivoimalan aiheuttamat nopeat jännitevaihtelut aiheuta ongelmia sähköverkolle. Tuulivoimalassa roottorin pyörimisen hitausmomentti ja epätahtikoneen pyörimisnopeuden vaihtelu lieventävät tuulivoimalaan liittyviä jännitevaihteluja. Myös epätahtigeneraattorin ottama loisteho kasvaa tuotetun pätötehon kasvaessa pienentäen täten jännitteen nousua. Loisteho myös vastaavasti pienenee pätötehon tuotannon laskiessa hidastaen jännitteen laskua. Useampi samalle alueelle sijoitettu tuulivoimala myös tasaa tuotantoa, eikä näin tuulivoimalat aiheuta sähköverkkoon paljoa jännitevaihteluita tai välkyntää. (Ackermann 2005; Morren 2006)

Tuulivoimalan aiheuttamaa välkyntää ja nopeita jännitevaihteluita voidaan täystehokonvertterilla varustetussa voimalassa vielä tasata täystehokonvertterin välipiirin jännitteellä. Tämä pienentää entisestään verkkoon heijastuvaa välkyntää.

4.6.7 Harmoniset yliaallot

Tuulivoimala ja varsinkin tehoelektroniikalla, kuten täystehokonvertterilla varustettu tuulivoimala tuottaa verkkoon yliaaltoja. Yliaallot aiheuttavat verkkoon häiriöitä ja häviöitä, jonka vuoksi verkkomääräyksissä niille saatetaan määrätä tietyt rajat. Ongelmaksi voimaloissa muodostuu yliaaltojen alkuperän määrittäminen, mitkä yliaallot johtuvat voimalasta ja mitkä sähköverkosta. Yliaallot riippuvat myös paljon verkon liityntäpisteestä.

Tuulivoimalan ja täystehokonvertterin aiheuttamiin yliaaltoihin voidaan vaikuttaa tuulivoimalan muuntajan valinnalla ja konvertteripuolen säädöillä. Aiheutuneita yliaaltoja voidaan myös vähentää passiivikomponenteista koostuvilla suodattimilla. Suodattimien määrää lisäämällä saadaan yliaaltoja suodatettua enemmän, mutta jokainen suodatin lisää voimalan rakennuskustannuksia ja virtapiirin komponentteja sekä siten myös häviöitä ja vikaantumisherkkyyttä. Täystehokonvertterilla voidaan yliaaltoja kompensoida myös aktiivisuodattimella. Aktiivisuodatin luo yliaaltokomponentille vastakomponentin, joka on vastakkaisessa vaiheessa oleva aalto. Tällöin aallot kumoavat toisensa. Aktiivisuodattimilla ei nykyään vielä voida suodattaa pelkästään tiettyä taajuutta vaan tiettyä taajuusalueita. Aktiivisuodattimen etuna on vaihtelevien yliaallotaajuuksien

suodatusmahdollisuus, kun passiivisuodattimet ovat suunniteltu vain tietylle pysyvälle aallonpituudelle. (Farin 2009; Toshiya 1999)

Tällä hetkellä tuulivoimalat pyrkivät suodattamaan vain aiheuttamia yliaaltoja, mutta käytännössä ne voisivat suodattaa verkossa olevia, tuulivoimalasta riippumattomia yliaaltoja. Täystehokonvertterilla varustetun tuulivoimalan harmonisien yliaaltojen suodattaminen on hankalinta, kun voimala käy vain osatehoilla. Tuulivoimala pystyy kuitenkin teknisesti suodattamaan aiheuttamia yliaaltoja nykyisten verkkomääräysten puitteissa kohtuullisen tehokkaasti. Ongelmaksi ei välttämättä muodostu niinkään yliaaltojen suodatus vaan suodattamisen hinta suhteessa siitä saatavaan hyötyyn.

4.6.8 Saarekkeen havainnointi

Tuulivoimaloiden yksin-/saarekekäyttö on yleensä kielletty verkkomääräyksissä. Vikatilanteen sattuessa on mahdollista, että tuulivoimala jäisi syöttämään verkkoa. Tätä varten pyritään voimalan mahdollista yksinsyöttöä ja saarekkeeseen jäämistä havainnoimaan, jotta voimala voidaan kytkeä tarvittaessa irti verkosta. Saarekkeen havainnointiin voidaan käyttää useaa menetelmää, joista toiset ovat luotettavampia kuin toiset.

Täystehokonvertterilla varustettu tuulivoimala havainnoi yksinsyöttöä ja mahdollista saarekettä yleensä jännitettä ja/tai taajuutta tarkkailemalla. Täystehokonvertterissa on tietty algoritmi, jonka ehtojen täytyessä konvertteri päättelee voimalan syöttävän verkkoa saarekkeessa tai yksin ja siten päättää irrottautua verkosta. Käytetyt algoritmit eivät kuitenkaan ole täysin varmoja tapoja todentaa verkon tiloja.

Tuulivoimaloissa voidaan saarekkeen estämiseksi käyttää myös perinteisiä jännite-, taajuus- tai yksinsyötönestoreleitä. Hyvä ja varma tapa on esimerkiksi SCADA-käytönvalvontajärjestelmän käyttö, mutta pienvoimaloille se on kallis ratkaisu.

Vaikka tuulivoimaloiden pitää irtautua verkosta jäätyään saarekkeeseen, on niillä mahdollisuus toimia saarekkeessa yksin tai muiden voimalaitosten yhteydessä. Tuulivoimaloiden toimiminen yksin syöttävänä voimalana saarekkeessa on kuitenkin riskialtista, koska pienetkin kuorman heilahtelut aiheuttavat verkon epästabiiliuden.

Teorissa ja hyvin pienimuotoisesti tämä olisi kuitenkin mahdollista. Saareketta tukevana voimalaitoksena tuulivoima sen sijaan pystyy toimimaan hyvin, kunhan saarekkeessa on säätövoimaa ja tuulivoiman osuus kokonaistuotannosta on tarpeeksi alhainen. Tuulivoimalan toimiessa saarekkeessa olisi kuitenkin huolehdittava, ettei verkon palautuessa normaaliin toimintatilaan tapahtuisi tahdistamatonta verkkoon kytkeytymistä. (Mulhausen 2010)

5 TUULIVOIMAN NYKYISIÄ VERKKOMÄÄRÄYKSIÄ EUROOPAN UNIONISSA JA YHDYSVALLOISSA

Tässä kappaleessa esitetään tärkeimpiä ja saatavissa olevia nykyisiä tuulivoiman verkkomääräyksiä viidestä Euroopan unionin jäsenmaasta sekä Yhdysvalloista. Verkkomääräyksissä esitellään pääosin siirtoverkkojen pysyvän tilan ja muuttuvan tilan verkkomääräyksiä eli niitä verkkomääräyksiä, joiden rajoissa tuulivoimaloiden on pysyttävä verkossa ja pystyttävä toimimaan, kun sähköverkossa tapahtuu normaalia merkittävämpiä muutoksia. Kappaleissa ei käydä kaikkia verkkomääräyksiä läpi vaan pääasiassa verkkomääräyksiä, joita voidaan verrata toisiinsa. EU:n alueen maista käsitellään Saksa, Espanja, Tanska, Suomi ja Irlanti. Yhdysvallat käsitellään yhtenäisenä alueena.

Verkkomääräykset vaihtelevat paitsi eri maissa ja alueilla, vaihtelevat ne myös maan tai alueen sisällä. Niihin vaikuttavat muun muassa paikka, mihin voimalaitos on rakennettu, voimalaitoksen nimellisteho ja jänniteporras, johon voimalaitos on kytketty. Tutkituilla alueilla myös sähköverkkojen rakenteet ja eri jänniteportaiden jännitetasot vaihtelevat. Verkkomääräyksiä onkin hyvin vaikeaa verrata suoraan toisiinsa, mistä syystä verkkomääräyksiä esitellään hyvin yleisellä tasolla. Esitettyihin verkkomääräyksiin saattaa liittyä useasti monia pieniä lisäehtoja tai paikallisesti sovittavia ehtoja, joita ei tulla tässä kovin tarkasti erottelemaan.

Kaikilla mailla ei ole kovinkaan tarkkoja verkkomääräyksiä tuulivoimaloille vaan määräykset ovat olleet tähän mennessä sovittavissa tapauskohtaisesti. Tästä syystä samoja verkkomääräyksiä ei voida esittää jokaisesta maasta. Seuraavissa kappaleissa tullaan käsittelemään verkkoon kytkeytymiseen liittyviä ratkaisuja, millä jännitteillä ja taajuuksilla voimalaitosten on pysyttävä verkossa sekä kuinka voimalaitoksen pitää pystyä säätämään pätö- ja loistehoa taajuuden ja jännitteen vaihdella. Lopuksi esitetään myös kuinka verkkomääräykset eroavat pienjänniteverkoissa ja millaisia verkkomääräyksiä on asetettu offshore- eli merellä oleville voimalaitoksille.

5.1 Verkkoonliityntä

Verkkoonliitynnällä tarkoitetaan voimalan kytkemistä sähköverkkoon. Voimalan ja sähköverkon välille on rakennettava sähköyhteys, jonka pituus ja kustannus riippuvat hyvin paljon voimalan sijainnista. Tässä kappaleessa esitetään verkkoonliitynnän toimintatapoja ja sitä, kuka vastaa verkkoonliitynnästä aiheutuvista kustannuksista.

Uuden voimalan verkkoonliityntä voi aiheuttaa huomattavia kustannuksia. Uuden voimalan vuoksi voi olla tarpeellista investoida sähköyhteyden lisäksi vanhan sähköverkon sähkönsiirtokykyyn ja luotettavuuteen. Verkkoliitynnän rakentaminen vie myös aikaa ja resursseja. Eri maat määrittelevätkin, kuka joutuu vastaamaan verkkoonliitynnän kustannuksista. Taulukossa 7 on esitetty miten eri maissa tuulivoiman verkkoliityntä on priorisoitu ja kuinka kustannukset jakaantuvat. Espanjan verkkoliitynnän määräyksistä tietoa ei ole saatavilla.

Taulukko 7. Verkkoliitynnän ohjesääntöjä. (FERC 2003a; Realisegrid 2009)

Maa	Tanska	Saksa	Suomi	Irlanti	USA
Verkkoyhteyden rakentaja	Verkko-operaattori	Verkko-operaattori	Verkko-operaattori	Verkko-operaattori (sopimuksella)	-
Verkkoyhteyden maksaa	Tuulipuiston omistaja ja siirtoverkon operaattori	Verkko-operaattori	Tuulipuiston operaattori	Tuulipuiston operaattori	Verkkoon liittyvä asiakas
Verkkoonkytken prioriteetti	Tasa-arvo periaatteella	Tuulivoimalle etuoikeutettu verkkoonkytkentä	Tasa-arvo periaatteella	Tasa-arvo periaatteella	-
Verkon vahvistukset ja laajennukset	Verkko-operaattori	Verkko-operaattori rahoittaa kohtuulliset kustannukset	Verkko-operaattori	Verkko-operaattori	-

Kuten taulukosta 7 nähdään, on Saksassa tuulivoimalan liityntä ensisijalla, kun muissa ilmoitetuissa maissa tuulivoiman liitynnän prioriteetti ei eroa muista voimaloista. (Realisegrid 2009)

Verkkoliitynnän kustannuksista vastaaminen eroaa maittain jo selvemmin. Tanskassa siirtoverkon operaattori päättää, kuinka verkkoliitynnän kustannukset jaetaan tuulivoimalan tai -puiston ja siirtoverkon operaattorin välillä. Esimerkiksi rakennettaessa tuulivoimaa erikseen tuulivoimalle suunnitellulle alueelle tulee siirtoverkon operaattorin

huolehtia liittymän kustannuksista. Mikäli tuulivoimala sijaitsee muualla ja ei ole verkon läheisyydessä, siirtyy vastuu kustannuksista tuulivoiman rakennuttajalle. Saksa taas määrittää poikkeuksellisesti vastuun kustannuksista verkko-operaattorille, kun Suomi, Irlanti ja USA määrää verkkoyhteyden kustannukset tuulipuisto-operaattoreille. Verkkoyhteyden kustannukset saattavatkin vaikuttaa kovasti tuulivoimalan rakennuttamisen kannattavuuteen, eikä yhdessä maassa kannattava tapa toimi välttämättä toisessa maassa. (DEN 2004a; FERC 2003a; FIN 2009a; IRE 2009; Realisegrid 2009; SPA 2003)

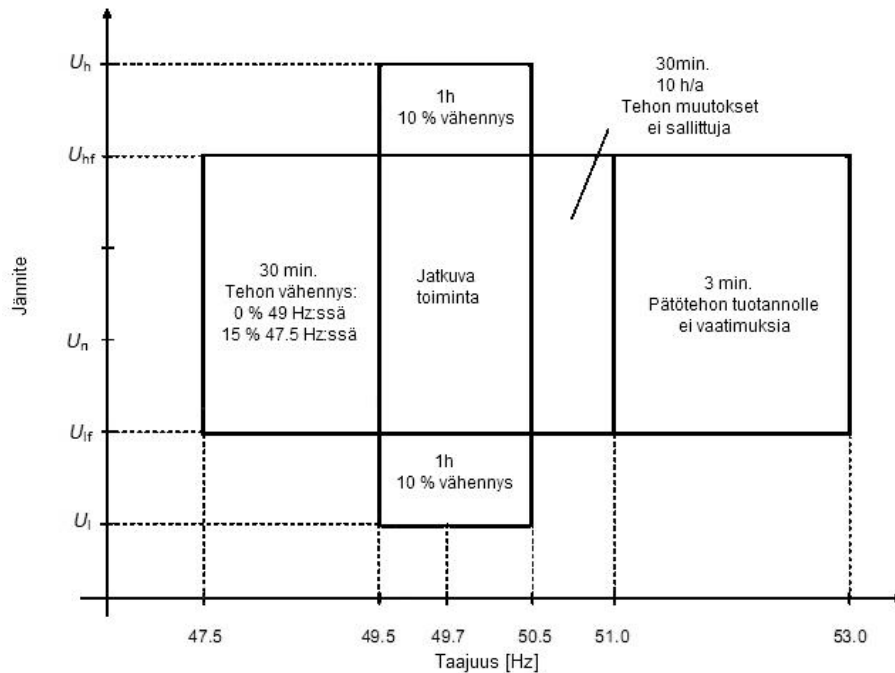
Tuulivoimalan tai -puiston kytkennästä johtuvien sähköverkon vahvistuksien ja laajennuksien kustannuksista huolehtii Tanskassa, Suomessa ja Irlannissa verkko-operaattori. Saksassa verkko-operaattori rahoittaa syntyviä lisäkustannuksia kohtuuden rajoissa. (DEN 2004a; FIN 2009a; Realisegrid 2009)

5.2 Jännitteen ja taajuuden toiminta-alueet

Tuulivoimalan on kyettävä toimimaan jänniteportaassa tietyllä jännitealueella verkon normaalin toiminnan aikana sekä mahdollisten jännitevaihteluiden aikana. Jännitealue riippuu siirtoverkon jänniteportaasta, joka vaihtelee maittain. Tässä kappaleessa esitetään eri maissa vaadittuja jännitealueita. Yhdysvalloista ei ole tuulivoiman osalta tietoja, jonka vuoksi niitä ei tässä yhteydessä voida esittää.

Tanskassa siirtoverkko koostuu 400 kV, 150 kV ja 132 kV jänniteportaista. Tanskassa verkkomääräykset vaativat, että tuulivoimaloiden on pysyttävä verkossa verkon jännite- ja taajuusvaihteluiden aikana.

Kuvassa 16 on esitetty tuulivoimalan jatkuvan toiminnan alue ja alueet, joissa tuulivoimalan on kyettävä toimimaan vähintään ilmoitetun ajan verran. Aikarajoitetut alueet ovat harvinaisia verkossa ja niiden yhteiskesto on keskimäärin alle 10 tuntia vuodessa. U_{hf} ja U_{lf} rajat ylittävät määräykset ovat erittäin harvinaisia ja johtuvat yleensä suuresta verkkoviasta. Kuvassa 16 on myös esitetty sallittu prosentuaalinen vähenemä verkkoon aiemmin syötetystä pätötehontuotannosta. Kuvassa 16 esiintyvät jänniterajat on selostettu taulukossa 8.



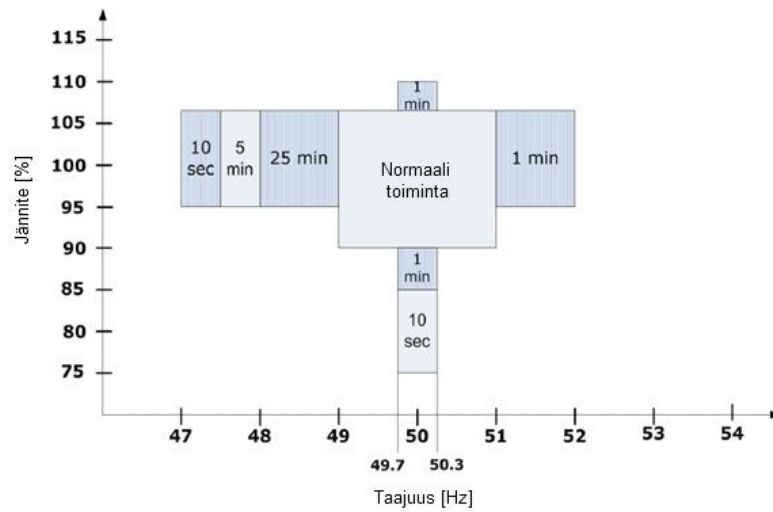
Kuva 16. Tuulivoimalan toiminta-alueet eri jännitteillä ja taajuuksilla Tanskassa yli 100 kV jännitteillä. (DEN 2004b)

Taulukossa 8 on esitetty eri jänniteportaiden ali- ja ylijänniterajat, joita kuvassa 16 sovelletaan.

Taulukko 8. Siirtoverkon jänniteportaat ja verkkomääräyksien jänniterajat Tanskassa. (DEN 2004b)

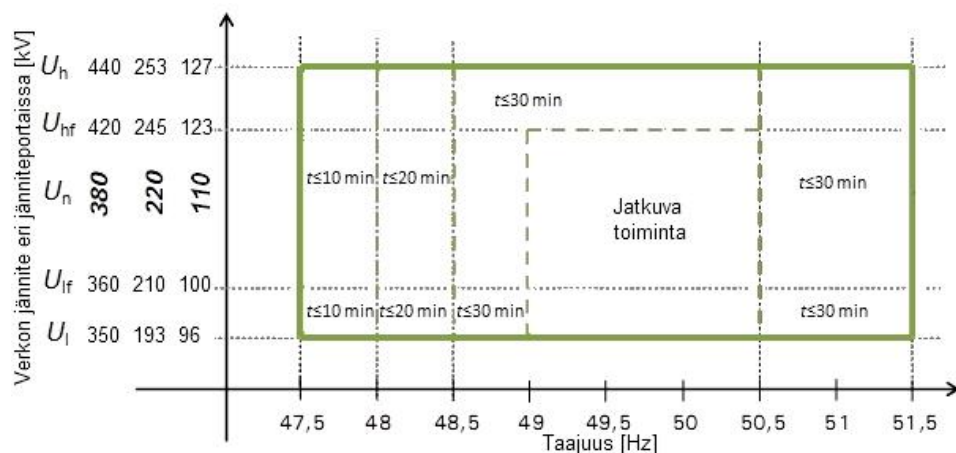
Nimellis jännite, U_n	Alijänniteraja, U_l	Alijänniteraja täyden kuorman alueella, U_{lf}	Ylijänniteraja täyden kuorman alueella, U_{hf}	Ylijänniteraja, U_h
400 kV	320 kV	360 kV	420 kV	440 kV
150 kV	135 kV	146 kV	170 kV	180 kV
132 kV	119 kV	125 kV	145 kV	155 kV

Tanskalla on myös tarkat verkkomääräykset tuulivoimalan toiminnalle eri jännitteille ja taajuuksille alle 100 kV jakeluverkoissa. Kuvassa 17 on esitetty Tanskan verkkomääräykset alle 100 kV jänniteportaissa sekä kuinka kauan voimaloiden on pystyttävä toimimaan tietyillä jännitteillä ja taajuuksilla.



Kuva 17. Tuulivoimalan toiminta-alueet eri jännitteillä ja taajuuksilla Tanskassa alle 100 kV jännitteillä. (DEN 2004a)

Saksassa eri siirtoverkkoyhtiöillä on käytössä eri jännitetasoja. Eri siirtoverkkojen jännitetasot ovat 380 kV, 220 kV ja 110 kV. Kuvassa 18 on esitetty Saksassa toimivien siirtoverkkojen verkkomääräykset jännitteelle ja taajuudelle eri jännitetasoilla. Kuvassa on myös ilmoitettu minuuteissa, kauanko tuulivoimalan on kyettävä pysymään verkossa eri jännitteillä ja taajuuksilla. Kuvasta selviää verkon jännitteet eri jänniteportaisissa sekä yli- ja alijännitteiden rajat. Ylin raja U_h on ylijännitteen raja, jota seuraa U_{hf} ylijänniteraja täydellä kuormalla. Välissä on verkon nimellisjännite U_n sekä normaalitoiminnan rajat, jotka kuvassa ovat esimerkiksi 380 kV jänniteportaassa 360–420 kV. Alin raja U_l on alijänniteraja ja toiseksi alin U_{lf} on alijänniteraja täydellä kuormalla.

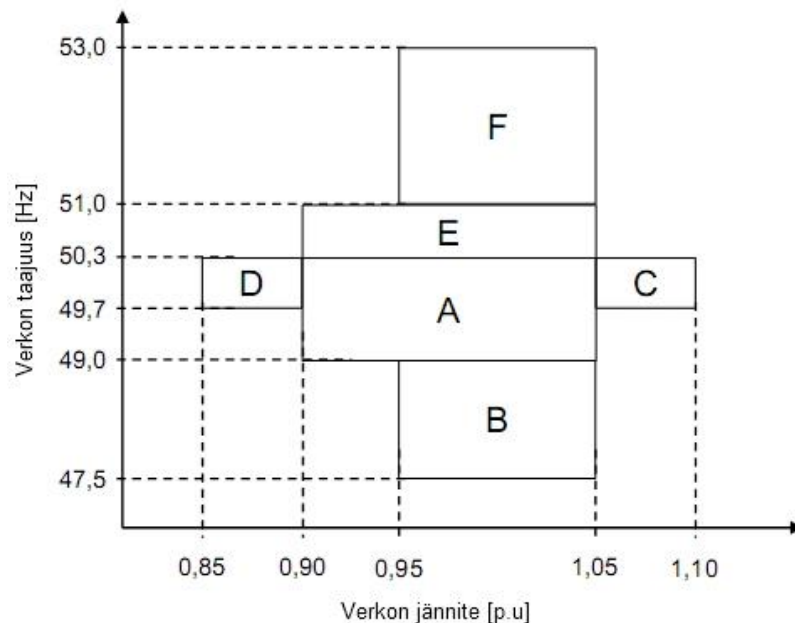


Kuva 18. Tuulivoimalan toiminta-alueet eri jännitteillä ja taajuuksilla Saksan siirtoverkoissa, missä t on vähimmäisaika, jonka voimalan on pysyttävä verkossa. (GER 2006; GER 2009)

Suomessa siirtoverkko koostuu 400 kV, 220 kV ja 110 kV verkoista. Kuvassa 19 on esitetty, millä verkon jännitteillä ja taajuuksilla tuulivoimalan on pystyttävä toimimaan keskeytyksettä. Kuvassa verkon jännite ilmoitetaan suhteellisena yksikkönä, jossa 400 kV

jänniteporras on 400 kV, 220 kV porras on 233 kV ja 110 kV porras 118 kV. Kuvassa A–F ilmoittavat, kuinka kauan keskeytymätön toiminta on oltava mahdollista ja kuinka paljon voimalan on kyettävä syöttämään tehoa verkkoon normaaliin tilanteeseen nähden. (FIN 2009a)

- A. Normaali jatkuva toiminta. Pätö- tai loisteho ei saa alentua verkon taajuuden tai jännitteen takia.
- B. Keskeytymätön toiminta oltava mahdollista vähintään 30 minuutin ajan. Pätötehon tuotto saa vähentyä lineaarisesti 15 % taajuusalueella 49–47.5 Hz.
- C. Keskeytymätön toiminta oltava mahdollista vähintään 60 minuutin ajan. Pätötehon tuotto saa vähentyä 10 %.
- D. Keskeytymätön toiminta oltava mahdollista vähintään 60 minuutin ajan. Pätötehon tuotto saa vähentyä 10 %.
- E. Keskeytymätön toiminta oltava mahdollista vähintään 30 minuutin ajan. Pätötehon tuotto saa vähetä hieman.
- F. Keskeytymätön toiminta oltava mahdollista vähintään 3 minuutin ajan. Pätötehon tuotolle ei ole vaatimuksia, mutta turbiinin on kyettävä pysymään verkossa.



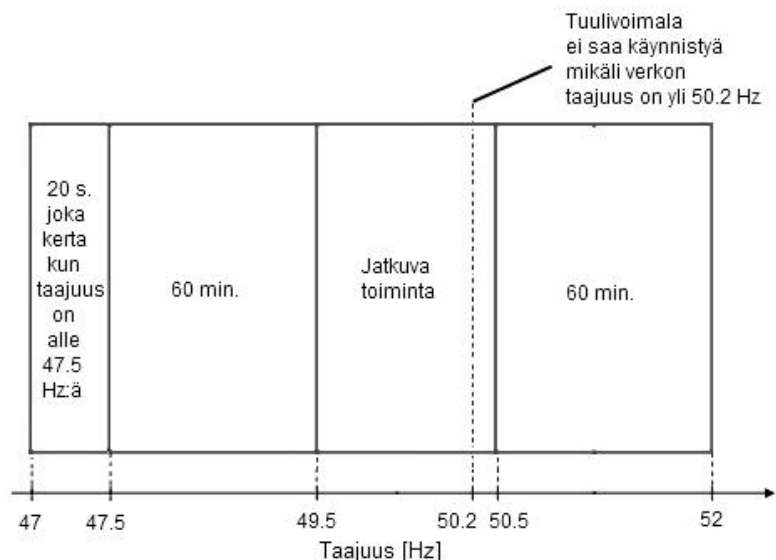
Kuva 19. Tuulivoimalan vaadittu keskeytymätön toiminta eri jännitteillä ja taajuuksilla Suomessa. (FIN 2009a)

Irlannilla on käytössä siirtoverkoissa kolme eri jänniteporrasta. Nämä ovat 400 kV, 220 kV ja 110 kV. Irlannin verkkomääräyksissä ei ole määrätty tuulivoimaloille jännite- ja taajuusrajoja siten kuin esimerkiksi Tanskalla, Saksalla ja Suomella. Irlannin verkkomääräyksissä onkin määrätty tietyt jännitealueet tuulipuistoille, missä kontrolloitavien tuulipuistojen on pystyttävä toimimaan keskeytyksettä täydellä mahdollisella teholla niin verkon normaalitoiminnan aikana, vian aikana sekä siirtoverkon jännitetason askelmaisien heilahteluiden aikana. Tuulipuistojen on kyettävä toimimaan

siirtoverkon jännitetason askelmaisissa muutoksissa, jotka ovat 10 % jänniteportaan jännitteestä. Alla on esitetty jänniterajat eri jännitetasoilla, joissa tuulivoimalan on kyettävä toimimaan. (IRE 2009)

- a) 400 kV järjestelmässä: 350–420 kV
- b) 220 kV järjestelmässä: 200–245 kV
- c) 110 kV järjestelmässä: 99–123 kV

Irlannin taajuusalue on esitetty kuvassa 20. Kuvassa on taajuusrajat, joissa tuulivoimalan on kyettävä toimimaan määrätyn ajan irtautumatta verkosta. Tuulipuistojen on myös kyettävä toimimaan irtautumatta verkosta verkon taajuusmuutoksissa, jotka ovat 0.5 Hz sekunnissa. Verkon taajuuden taas ollessa yli 50.2 Hz ei tuulivoimala saa käynnistyä ja kytkeytyä verkkoon. (IRE 2009)



Kuva 20. Tuulipuistoille asetetut verkkomääräykset taajuuden suhteen Irlannissa. (IRE 2009)

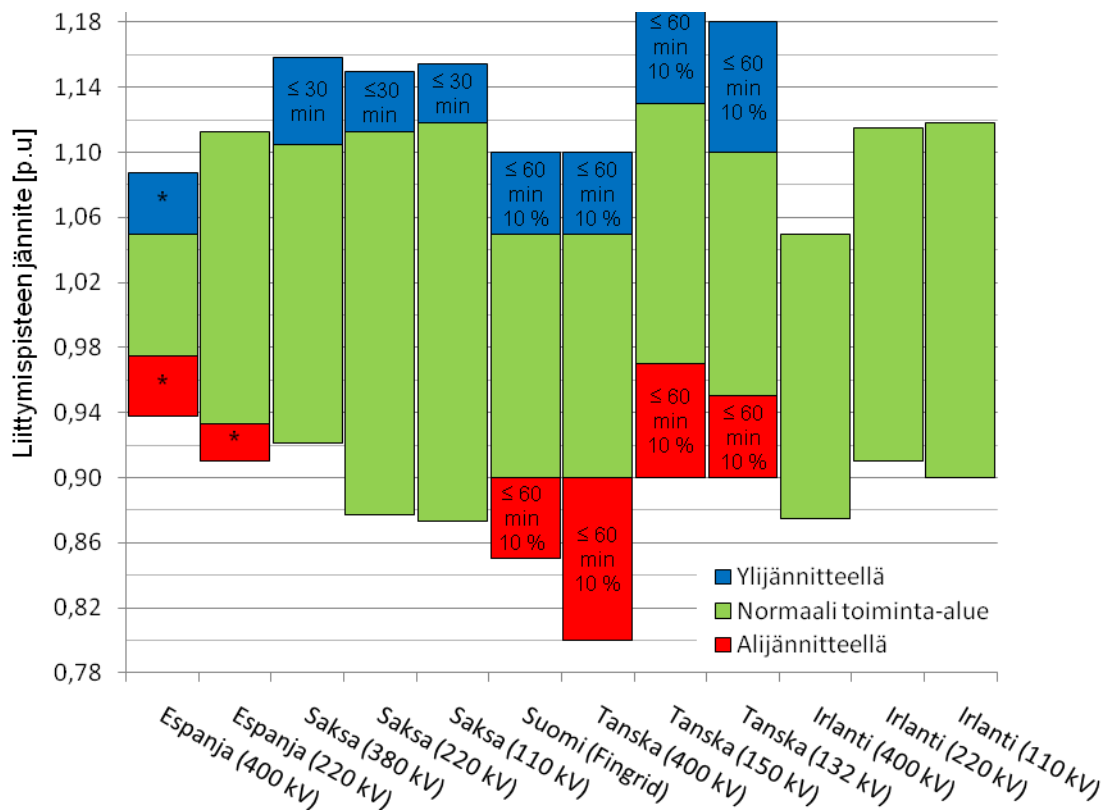
Espanjassa ei ole määritetty kansallisissa verkkomääräyksissä kovin tarkkoja jännitteen ja taajuuden toiminta-alueita tuulivoimalalle. Espanjan siirtoverkon 400 kV ja 220 kV jänniteportaille on kansallisessa verkkomääräyksissä määrätty normaali toiminta-alue sekä minimi- ja maksimiarvot verkon jännitteelle, jossa tuulivoimalan tulee pystyä pysymään verkossa. Nämä arvot ovat esitettyinä taulukossa 9. (SPA 2003)

Taajuusalueesta ei löydy tarkempaa tietoa kansallisesta verkkomääräyksistä kuin että nimellistaajuus on 50 Hz ja normaalitaajuuden vaihtelualue on 49.85–50.15 Hz, jossa tuulivoimalan on pystyttävä toimimaan. (SPA 2003)

Taulukko 9. Espanjan siirtoverkkojen verkkomääräysten jännitetoiminta-alue. (SPA 2003)

Nimellisjännite [kV]	400		220	
	Alaraja	Yläraja	Alaraja	Yläraja
Normaali toiminta alue [kV]	390	420	205	245
Minimi / Maksimi [kV]	375	435	200	Ei määritelty

Eri mailla on eri verkkomääräykset ja ne ovat myös useasti ilmoitettu eri tavalla. Tämä hankaloittaa yleiskuvan saamista halutuista verkkomääräyksistä sekä niiden suoranaista vertailua. Kuvassa 21 on pyritty vertaamaan eri maiden määräyksiä jännite-alueista, joissa tuulivoimalan on pystyttävä toimimaan. Kuvan 21 tiedot on koottu työssä aiemmin esitetyistä tiedoista.

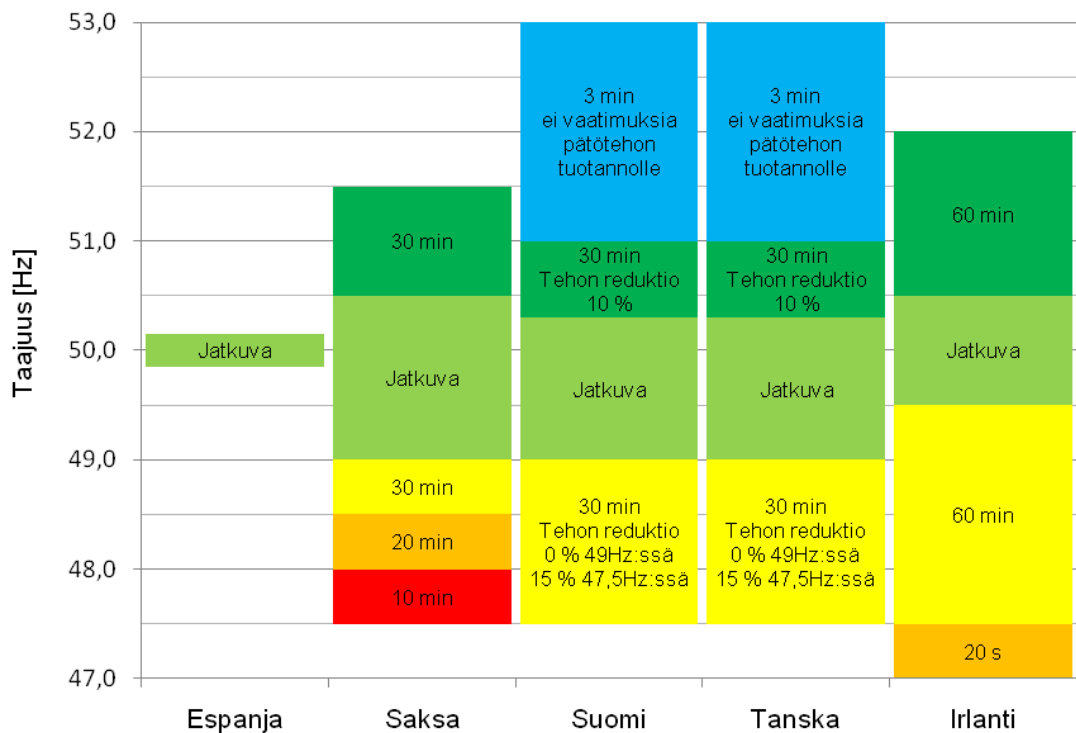


Kuva 21. Vertailu eri maiden jännitealueista, joilla tuulivoimalan tai -puiston on kyettävä toimimaan siirtoverkoissa. (*Verkon vian aikaisia sallittuja liittymispisteen jännitteitä, jossa tuulivoimalan on kyettävä toimimaan. Aikarajoituksesta tai sallitusta tehon muutoksesta ei kuitenkaan ole informaatiota)

Kuvassa 21 on esitetty verkon normaali jännitetoiminta-alue vihreällä. Tällä alueella tuulivoimalan pitää pysyä verkossa ja tulee kyetä toimimaan täydellä saatavissa olevalla teholla. Siniset alueet ilmoittavat jänniterajoista, jolloin verkossa on huomattava ylijännite. Näille alueille on yleensä ilmoitettu tietty aikaraja, jonka tuulivoimalan on vähintään pystyttävä kytkeytyneenä verkkoon sekä mahdollinen verkkoon syötetyn pätötehon sallittu lasku prosenteissa saatavissa olevasta tehosta. Punaiset alueet kuvaavat

alijännitetilanteita, joissa saattaa olla vähimmäisaikaraja verkossa pysymiseen ja sallittu pätötehon tuotannon lasku prosenteissa saatavissa olevasta tehosta.

Kuvassa 22 on koottu työssä aiemmin esitetyistä tiedoista eri maiden taajuusalueet, joilla tuulivoimalan tulee pysyä kytkeytyneenä verkkoon. Kuvassa on esitetty jatkuva-aikaisen toiminnan taajuusrajat sekä taajuusalueet, joissa tuulivoimalan on pysyttävä vähintään tietyn ajan. Joillekin maille ilmoitetaan myös sallittu tehon reduktio jatkuva-aikaiseen tilaan verrattuna kyseisellä taajuusalueella.



Kuva 22. Eri maiden taajuusalueiden vertailu, joilla tuulivoimalan tai -puiston on kyettävä toimimaan siirtoverkoissa.

Edellä esitettyjä verkkomääräyksiä tarkastellessa pitää huomioida, että monissa verkkomääräyksissä on monta lisäehtoa ja poikkeustapauksia, joita ei tässä työssä tuoda esille. Monet verkkomääräykset eivät ole niin tarkkoja kuin toiset. Näillä alueilla verkkomääräykset saatetaan sopia tapauskohtaisesti eikä niitä ole määrätty kansallisesti.

5.3 Pätötehon säätö

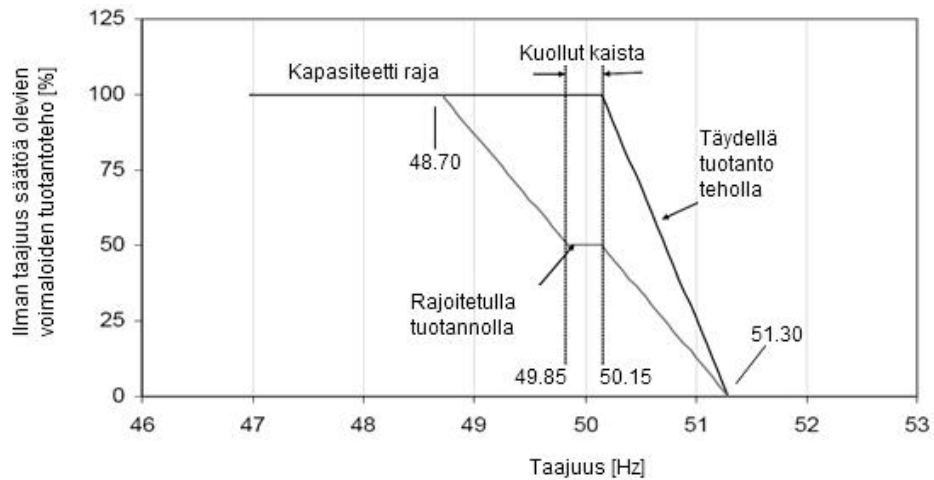
Joissakin verkkomääräyksissä on esitetty, kuinka tuulivoimalan pitää pystyä hallitsemaan verkkoon syötettyä pätötehoa ja miten sen pitää kyetä syöttämään pätötehoa esimerkiksi taajuuden funktiona. Joillakin verkkoyhtiöillä on määräykset siitä, kuinka pätötehon

syöttö verkkoon saa laskea verkon taajuuden vaihdella ja joillakin taas siitä, kuinka pätötehon syöttöä pitää pystyä laskemaan esimerkiksi taajuuden noustessa. Pätötehon säätövaatimuksia on osin jo esitetty kappaleessa 5.2. Espanjan ja Yhdysvaltojen pätötehon säädöstä ei ole saatavissa tietoja.

Tanskassa siirtoverkkoyhtiöt vaativat tuulipuistoilta ja yksittäisiltä tuulivoimaloilta kykyä säätää automaattisesti verkkoon syötetyn pätötehon määrää suhteessa verkon taajuuteen. Tuulipuistojen pitää myös kyetä rajoittamaan verkkoon syöttämäänsä pätötehoa 20–100 % väliin nimellistehosta. Tehon säädön on pystyttävä toimimaan sekä ylös- että alassäädössä 10–100% nimellistehosta minuutissa. (DEN 2004a; DEN 2004b)

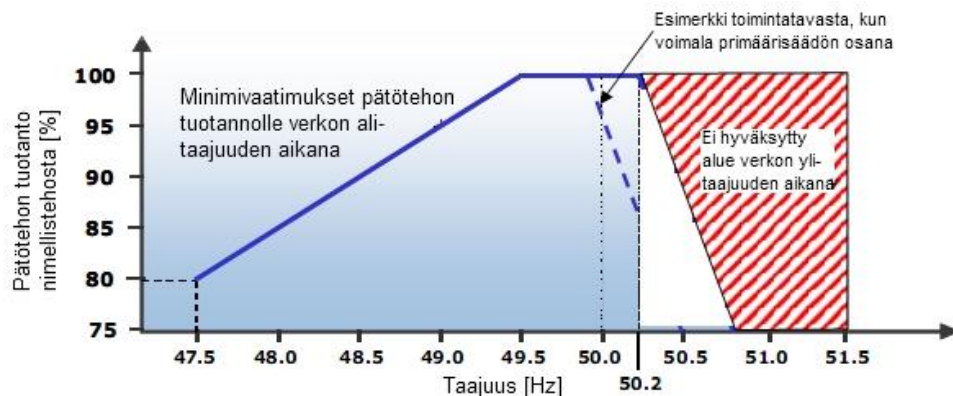
Tuulivoimalan on pystyttävä pitämään Tanskan verkkomääräysten mukaan pätötehon tuotanto kohtuullisen korkealla vaikka verkon taajuus vaihtelisikin. Yli 100 kV verkoissa taajuuden ollessa 49.5–51 Hz on voimalan kyettävä syöttämään verkkoon 100 % mahdollisesta tehontuotannosta. Taajuuden ollessa 49.5–47.5 Hz saa pätötehon tuotto laskea lineaarisesti 15 %, mutta voimalan on pysyttävä verkossa vähintään 30 minuutin ajan. Taajuuden noustessa yli 51 Hz ei pätötehon tuotolle ole vaatimuksia, mutta voimalan on kyettävä pysymään verkossa 3 minuutin ajan. Verkon taajuuden laskiessa alle 47.5 Hz:n tai yli 53 Hz:n saa voimala irtautua verkosta. Kuvassa 16 on esitetty pätötehon tuotannon sallittu vähenemä taajuuden funktiona säädettävien tuulivoimaloiden osalta. (DEN 2004b)

Kuvassa 23 on esitetty, kuinka taajuusohjatun tuulivoimalan pätötehon tuotannon tulee käyttäytyä taajuuden funktiona Tanskassa alle 110 kV:n verkossa. Kuvassa on kaksi esimerkkiä, joissa toisen voimalan toimintateho on rajoitettu verkon normaalin toiminnan aikana 50 prosenttiin ja toinen toimii normaalisti täydellä teholla. Kuten kuvasta huomataan voi rajoitetun voimalan tapauksessa taajuusohjaus lisätä ja vähentää tehontuotantoa kun täydellä teholla toimivassa voimalassa pelkästään vähentää tuotetun tehon määrää.



Kuva 23. Tanskassa oleva pätötehosäädön verkkomääräys taajuus ohjatuille tuulivoimaloille alle 110 kV verkoissa. (DEN 2004a)

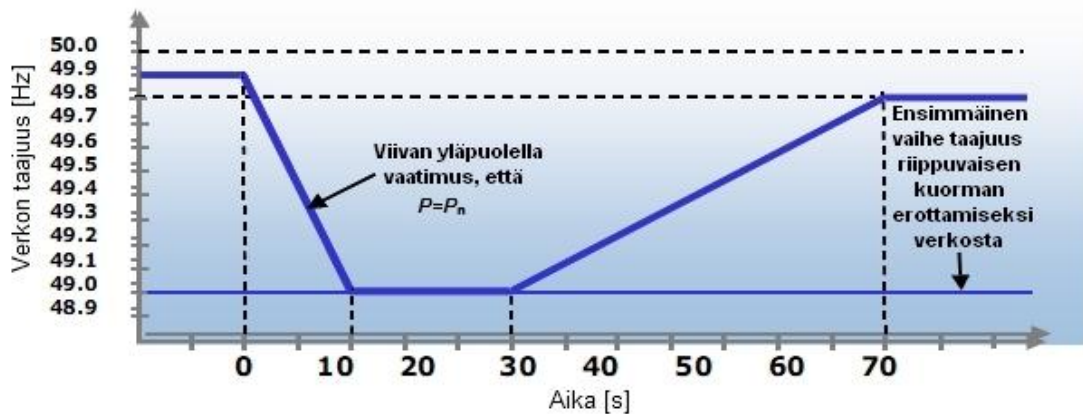
Saksassa on määritelty pätötehon säädölle taajuusrajat, joilla tuulivoimaloiden on vähennettävä verkkoon syöttämäänsä pätötehoa ja joilla tuulivoimala saa vähentää verkkoon syöttämäänsä pätötehoa. Saksassa kaikkien uusiutuvaan energiaan perustuvien voimalaitoksien on vähennettävä verkkoon syöttämäänsä pätötehoa 40 % hertsiä kohden sen hetkisestä saatavissa olevasta tehosta, kun sähköverkon taajuus ylittää 50.2 Hz. Mikäli verkon taajuus laskee takaisin alle 50.05 Hz, saa voimalaitokset taas lisätä verkkoon syöttämäänsä. Kuvassa 24 on esitetty minimivaatimukset pätötehon tuotannolle verkon alitaajuuden aikana sekä vaadittu pätötehon rajoittaminen verkon ylitaajuuksien aikana graafisessa muodossa. Kuvassa on esitetty myös esimerkki mahdollisesta voimalan toimintatavasta, mikäli voimala olisi osa primäärisäätöä. (GER 2007)



Kuva 24. Saksan verkkomääräys tuulivoimaloiden verkkoon syötetyn pätötehon vaaditusta rajoittamisesta ja sen sallitulle laskulle taajuuden funktiona. (GER 2007)

Kuvan 24 mukaan verkon taajuuden laskiessa sallitaan pätötehon lasku tuulivoimaloiden saatavissa olevasta tehosta verkon alitaajuuden aikana. Tehon laskulle on kuitenkin

olemassa aikaraja ennen kuin syötetyn pätötehon määrä saa laskea. Kuvassa 25 onkin esitetty vaatimukset verkon lyhytaikaisissa alitaajuustilanteissa, joissa tuulivoimala ei saa vähentää verkkoon syöttämäänsä pätötehon määrää.



Kuva 25. Verkon lyhytaikaisten alitaajuuksien pätöteho vaatimukset Saksassa, jossa P on pätöteho ja P_n on sen hetkinen saatavissa oleva teho. (GER 2007)

Kuvan 25 paksu viiva osoittaa ajan ja taajuuden laskun, jonka yläpuolella tuulivoimalan on kyettävä syöttämään saatavissa olevan tehon verran pätötehoa verkkoon. Mikäli taajuus laskee alle merkatun linjan, saa tuulivoimala tarvittaessa vähentää verkkoon syöttämäänsä pätötehoa.

Suomen ja Tanskan verkkomääräykset pätötehon säädön suhteen ovat samantyyppisiä. Suomessa tuulivoimaloiden on kyettävä rajoittamaan pätötehotuotannon muutosta ylös- ja alassäädössä 10 prosenttiin minuutissa sekä alassäädössä 10 prosenttiin minuutissa nimellistehosta, kun syötettyä tehoa vähennetään kontrollointitarkoituksessa. Voimaloiden on myös kyettävä vähentämään pätötehon tuottoa verkko-operaattorin määräämälle tasolle 5 % tarkkuudella, kun voimalaitos on toiminnassa. Verkko-operaattorin määräämä taso voi olla 20–100 % nimellistehosta. Nopeissa verkon muutostilanteissa voimalaitosten pitää pystyä myös säätämään syöttämäänsä pätötehoa 100 %:sta 20 %:iin 5 sekunnissa, poiketen normaalista ylös- ja alassäädön muutosnopeusrajoituksista. Voimala ei kuitenkaan saa kytkeytyä tämän takia irti verkosta. (FIN 2009b)

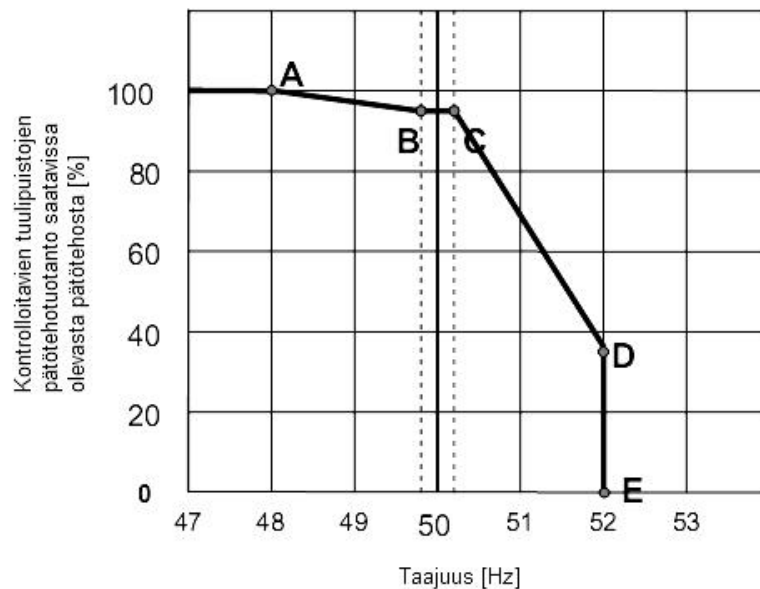
Irlannissa pätötehosäädön vaatimuksista ei suoraan löydy tietoa vaaditusta pätötehon säädöstä tai sen muutosnopeudesta. Siirtoverkon operaattori määrää kuitenkin suurimman muutosnopeuden, johon tuulivoimain on pystyttävä. Siirtoverkon

operaattori ohjeistaa myös, kuinka pätötehoa tulee säätää verkon taajuuden muuttuessa. Taulukossa 10 ja kuvassa 26 on esimerkki mahdollisesta pätötehon säätövaatimuksesta taajuuden muutoksissa. Esitetyt arvot eivät välttämättä päde vaan ne saattavat vaihdella jokaisella tuulipuistolla riippuen muun muassa järjestelmän tilasta ja kontrolloitavissa olevan tuulipuiston sijainnista.

Taulukko 10. Esimerkki pätötehon määrästä, joka tuulipuistojen on kyettävä syöttämään verkkoon Irlannin siirtoverkossa. P_n on voimalan nimellisteho. (IRE 2009)

	Siirtoverkon taajuus [Hz]	Saatavissa oleva pätöteho [%]	
		$P_n > 10$ MW	5 MW $< P_n < 10$ MW
A	47.0–51.0	50–100	100
B	49.5–51.0	50–100	100
C	49.5–51.0	50–100	100
D	50.5–52.0	20–100	20–100
E	50.5–52.0	0	0

Taulukossa 10 esiintyvät kirjaimet A–E kuvaavat kuvan 26 mukaisia pisteitä. Sekä taulukko 10 että kuva 26 eivät ole ehdottomia rajoja vaan ovat suuntaa-antavia. Irlannin siirtoverkko-operaattori määrää lopulliset vaatimukset ennen tuulipuiston rakentamista.



Kuva 26. Havainnollistava esimerkki Irlannin siirtoverkko-operaattorin mahdollisesti määrittämästä pätötehon säätövaatimuksesta taajuuden suhteen. (IRE 2009)

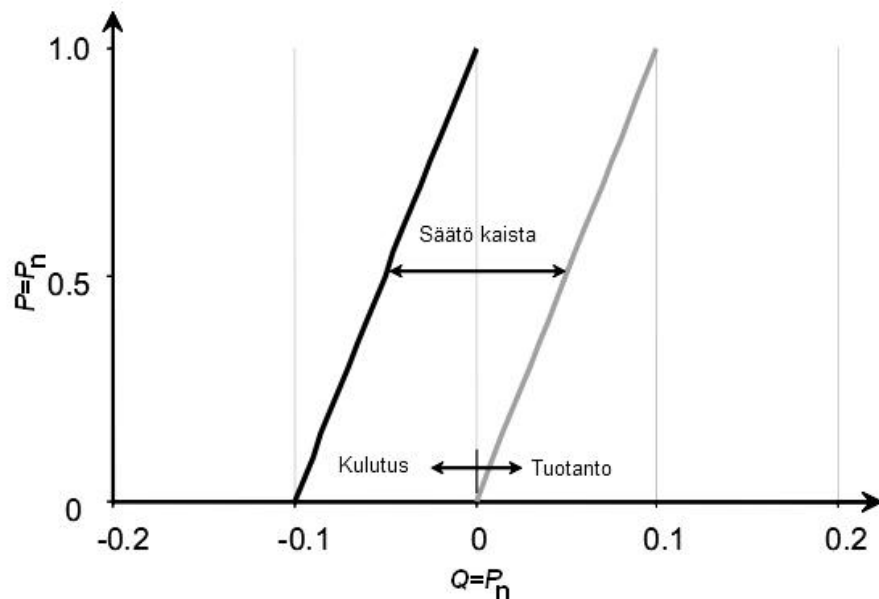
Irlannin verkkomääräyksissä sallitaan tuulivoimalan irtautuminen verkosta, mikäli verkon taajuus nousee verkkomääräyksissä annetun rajan yli. Kuvassa 26 on havainnollistettu tätä rajaa D:n ja E:n välisellä viivalla. Mikäli tuulivoimala irtautuu verkosta, tulee sen

kytkettyä takaisin verkkoon mahdollisimman pian, kun verkon taajuus on laskenut alle 50.2 Hz. (IRE 2009)

5.4 Loistehon säätö jännitteen suhteen ja tehokerroin

Siirtoverkon operaattorit määrittelevät tuulivoimaloille verkkomääräyksissä tehokertoimet, joilla tuulivoimalan on toimittava. Verkkomääräyksissä vaaditaan myös, missä rajoissa voimalat saavat tuottaa tai kuluttaa loistehoa suhteessa tuotettuun pätötehoon sekä kuinka loistehoa tulee pystyä säätämään verkon jännitteen vaihdella. Tässä kappaleessa esitetään eri maiden kansallisista verkkomääräyksistä löytyviä sallittuja rajoja ja vaatimuksia.

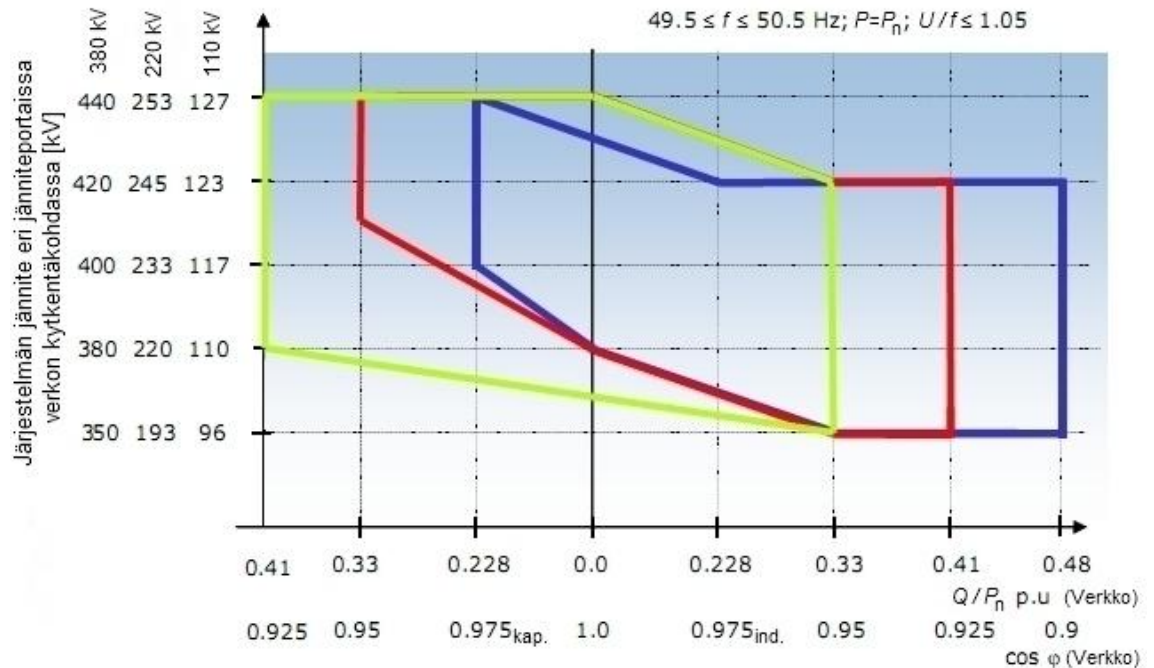
Tanskassa yli 100 kV siirtoverkoissa verkko-operaattorit ovat määränneet, että verkossa toimivien tuulivoimaloiden on pystyttävä suhteuttamaan tuottamaansa tai kuluttamaansa loistehoa pätötehon suhteen tuulivoimalan eri tilanteissa kuvan 27 mukaisesti. Tuulivoimaloiden on noudatettava kuvan 27 mukaista säätöä verkon normaalin käytön aikana. Verkon jännitteen pudotessa alle 0.9 p.u, saa voimala poiketa säädöstä ja sen tulee tukea verkon jännitettä loistehoa säätämällä parhaansa mukaan. Kuitenkin verkon jännitteen noustessa takaisin yli 0.9 p.u, on voimalan palattava normaaleihin loistehon säätörajoihin kymmenessä sekunnissa. (DEN 2004b)



Kuva 27. Tanskan yli 100 kV siirtoverkkojen loistehovaatimus, jossa P on saatavissa oleva pätöteho, P_n on tuulivoimalan nimellisteho ja Q on loisteho. (DEN 2004b)

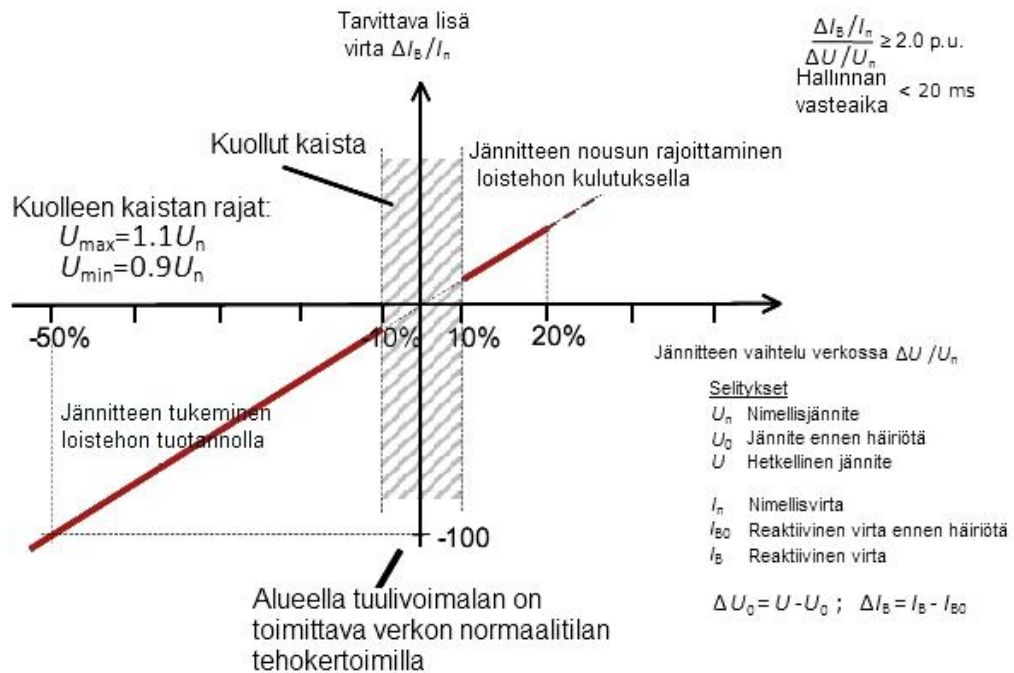
Tanskan alle 100 kV sähköverkoissa on tuulivoimaloille myös kuvan 27 mukaiset rajat tuulivoimalan loistehosäädölle, ellei voimalan ja verkon välinen loistehon vaihto ole alle 25 kVAr. (DEN 2004a)

Saksassa siirtoverkko-operaattorit ovat määritelleet loistehosäädön jännitteen suhteen sekä tehokerroinalueen, jolla voimalan on toimittava. Verkko-operaattorit määräävät uusille verkkoon kytkettäville tuulivoimaloille yhden kuvassa 28 esiintyvistä loistehon säätörajoista. Rajoissa määritetään, kuinka voimalan pitää säätää loistehon kulutusta tai tuotantoa verkon jännitteen vaihdellessa sekä millä tehokertoimilla voimalan tulee toimia. (GER 2007)



Kuva 28. Loistehon säätö jännitteen suhteen sekä tehokerroinrajat Saksassa, missä f on taajuus, P on saatavissa oleva teho ja P_n on voimalan nimellisteho. (GER 2007)

Saksassa on määritetty tuulivoimaloille loistehotuotannon ja -kulutuksen kapasiteetti tarkasti myös verkon vian aikaisien jännitteiden aikana. Tuulivoimaloiden tuleekin pystyä tukemaan verkon jännitettä joko kuluttamalla loistehoa suurien ylijännitteiden aikana tai tuottamaan loistehoa jännitekuoppien aikana. Kuvassa 29 on esitetty tuulivoimaloille vaaditut loistehokapasiteetit vian aikaisien jännitteiden aikana.

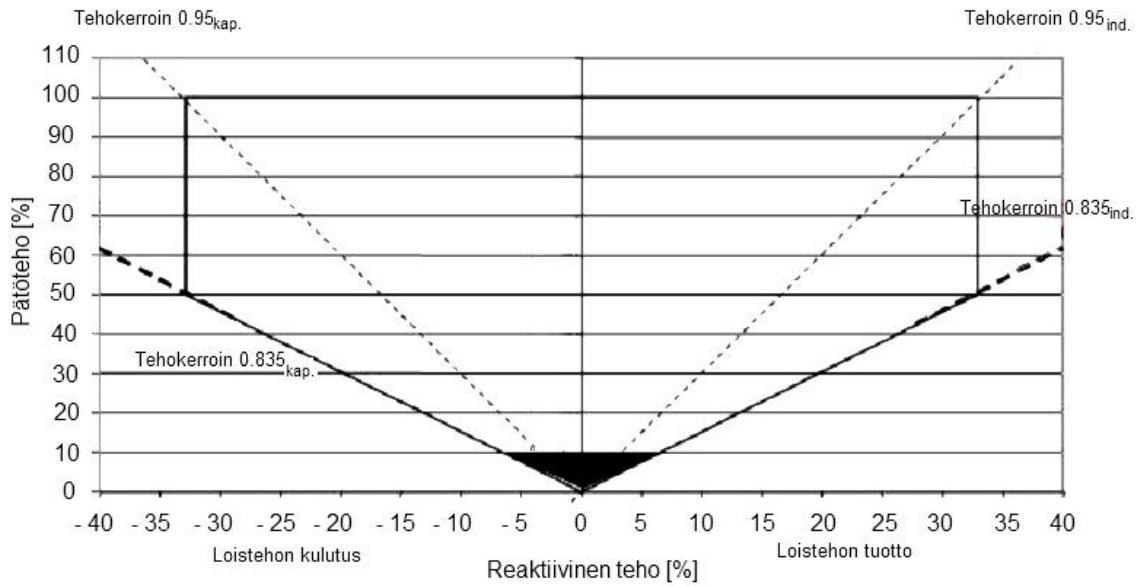


Kuva 29. Loistehon säätö Saksan verkkomääräysten mukaan verkon suurissa jännitevaihteluissa. (GER 2007)

Saksan tuulivoimaloiden pitää pystyä toimimaan kuvan 29 mukaisella tavalla, kun generaattorin tehollinen arvo muuttuu yli 10 %. Voimaloiden pitää pystyä reagoimaan äkilliseen tapahtumaan alle 20 ms:ssa. Tarvittaessa voimaloiden on pystyttävä tukemaan jännitettä alijännitetapauksissa tuottamalla loistehoa vähintään 100 % nimellisvirrasta.

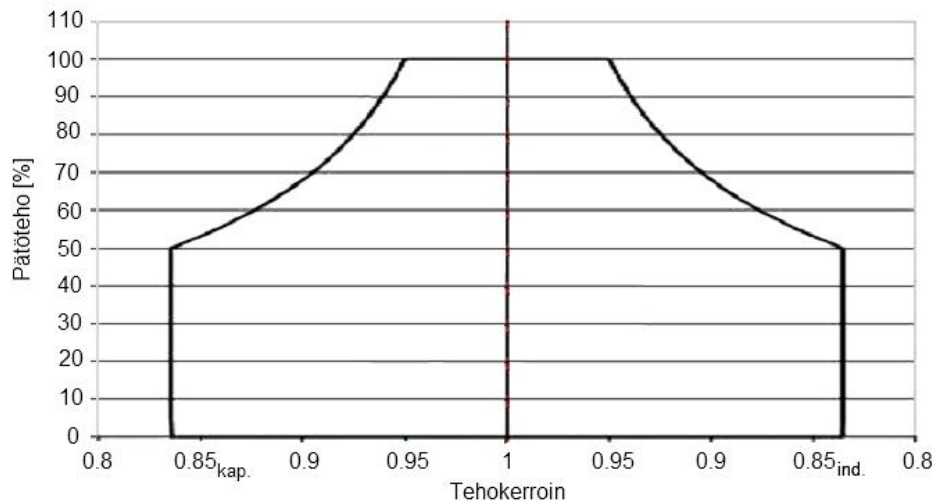
Suomessa siirtoverko-operaattorin määräyksissä on vaadittu, että tuulivoimalalla tulee olla riittävästi reaktiivista kapasiteettia, jotta se voi toimia tehokertoimella 1. Tuulivoimalan tulee myös pystyä säätämään ottamaansa ja kuluttamaansa loistehoa. Verkon alijännitetilanteissa jännitteen ollessa 90–100 % nimellisjännitteestä ei tuulivoimalan tehokerroin saa olla enempää kuin 0.95_{ind} , ja jännitteen ollessa 100–105 % nimellisjännitteestä ei tehokerroin saa olla enempää kuin 0.95_{kap} . Mikäli tuulivoimala ei pysty toimimaan määräysten mukaisesti, tulee tuulivoiman tuottajan toimittaa tarvittava reaktiivinen kapasiteetti voimalan verkkoon liityntäpisteeseen. (FIN 2009a)

Irlanti määrittää kansallisessa siirtoverkon määräyksissä, että kontrolloitavan tuulipuiston tulee pystyä toimimaan kuvien 30 ja 31 määrittelemien rajojen sisällä. Kuva 30 määrittelee loistehotuotannon ja kulutuksen tuotetun pätötehon suhteen ja kuva 31 määrittelee tehokertoimen tuotetun pätötehon suhteen.



Kuva 30. Vaadittu reaktiivisen tehon kapasiteetti suhteessa tuotettuun pätötehoon Irlannin verkkomääräysten mukaan. (IRE 2009)

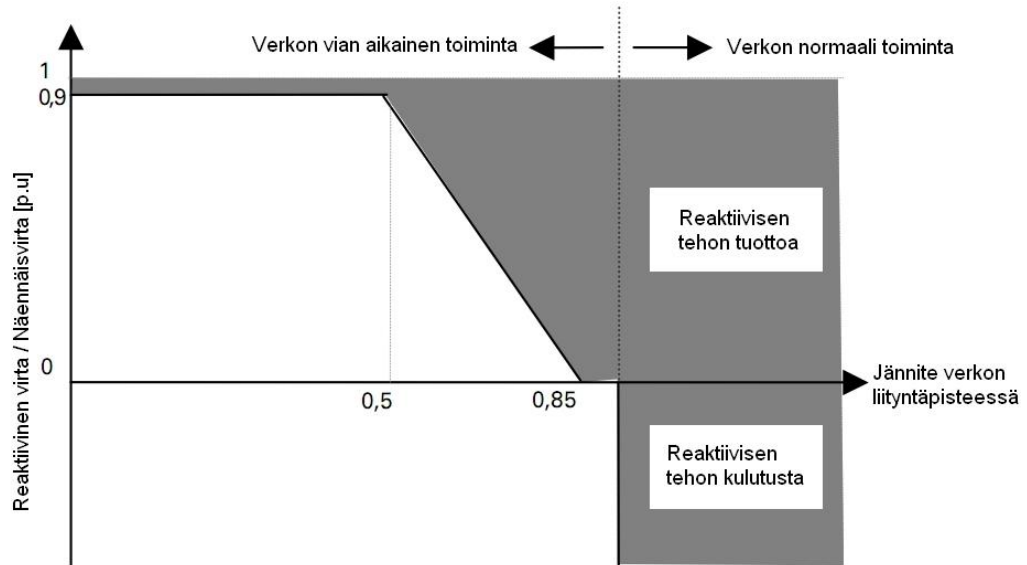
Kontrolloitavan tuulivoimalan on pystyttävä operoimaan kuvan 30 olevalla tummalla alueella, kun pätötehoa tuotetaan alle 10 % nimellistehosta. Mikäli tuulivoimala ei tähän jostain syystä pysty, tulee voimalan aiheuttama loistehokuormitus verkolle tutkia verkkoonliityntää suunniteltaessa. Mikäli tutkimuksissa havaitaan, että tuulivoimalan aiheuttama kuormitus verkolle muuttaa verkon jännitettä enemmän kuin jänniterajoissa on sallittu, on reaktiivisen tehon vaatimuksia jouduttava tarkistamaan.



Kuva 31. Vaadittu tehokerroin tuotetun pätötehon suhteen Irlannin verkkomääräysten mukaan. (IRE 2009)

Espanjan siirtoverkkomääräyksissä vaaditaan tuulivoimaloilta reaktiivista kapasiteettia jännitteen suhteen kuvan 32 mukaisesti. Kuvan 32 mukaan verkon jännitteen laskiessa on

tuulivoimaloiden pyrittävä tukemaan jännitettä tuottamalla reaktiivista tehoa. Kuitenkin verkon normaalin toiminnan aikana tuulivoimalat saavat myös kuluttaa loistehoa.



Kuva 32. Espanjan siirtoverkkomääräysten määrittelemä loistehoraja jännitteen suhteen. (SPA 2003)

Yhdysvaltojen loistehovaatimuksista ei ole saatavilla muita tietoja kuin tehokerroinrajat, joiden sisällä tuulivoimalan on operoitava. Tehokerroinrajat ovat $0.95_{\text{ind}}-0.95_{\text{kap}}$.

Eri maat vaativat tuulivoimaloilta eri loistehokapasiteettia. Taulukossa 11 on vertailun vuoksi koottu eri maiden tehokerroin- ja loistehovaatimuksia. Taulukossa olevat arvot ovat saatu kappaleessa aiemmin esitetyistä tiedoista.

Taulukko 11. Vertailu eri maiden loisteho- ja tehokerroinvaatimuksista.

Maa	Q / P_n [p.u] (verkko)		$\cos \varphi$ (verkko)	
	Edellä	Jäljessä	Edellä	Jäljessä
Tanska (Normaali toiminta)	0.1	0.1	-	-
Saksa V1 (Normaali toiminta)	0.228	0.48	0.975	0.9
Saksa V2 (Normaali toiminta)	0.33	0.41	0.95	0.925
Saksa V3 (Normaali toiminta)	0.41	0.33	0.925	0.95
Suomi	-	-	0.95	0.95
Irlanti ($P = P_n$)	0.33	0.33	0.95	0.95
Irlanti ($P \leq 0.5 P_n$)	-	-	0.835	0.835
Espanja	-	-	-	-
USA	-	-	0.95	0.95

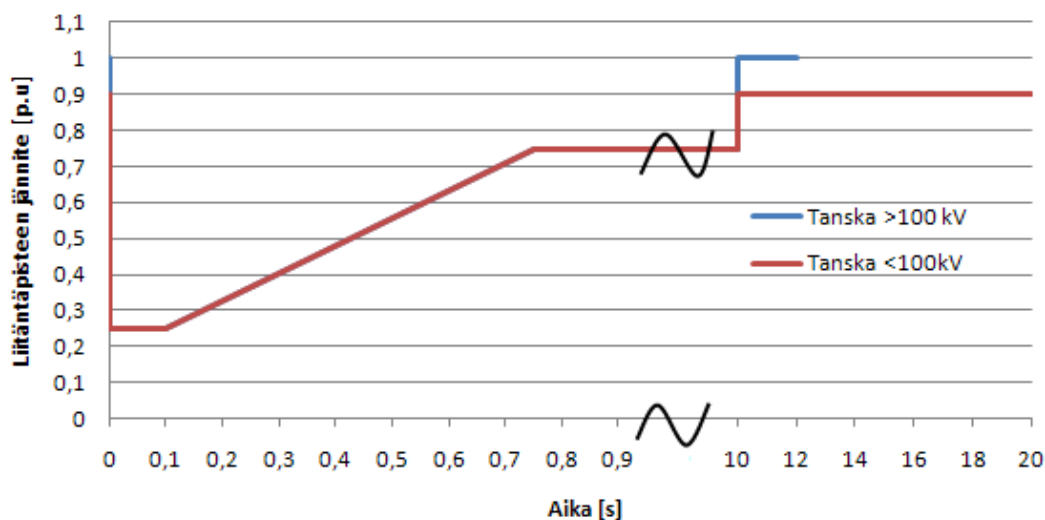
Kuten taulukosta 11 huomataan ovat eri maiden vaatimukset samoilla linjoilla. Taulukon maista Irlanti on ainoa, joka on ilmoittanut vajaatehoilla käyvälle voimalalle omat

vaaditut tehokertoimet. Taulukon arvot ovat ilmoitettuja vaatimuksia, kun sähköverkko on niin sanotussa normaalissa tilassa.

5.5 Vian aikaiset alijännitteet (LVRT)

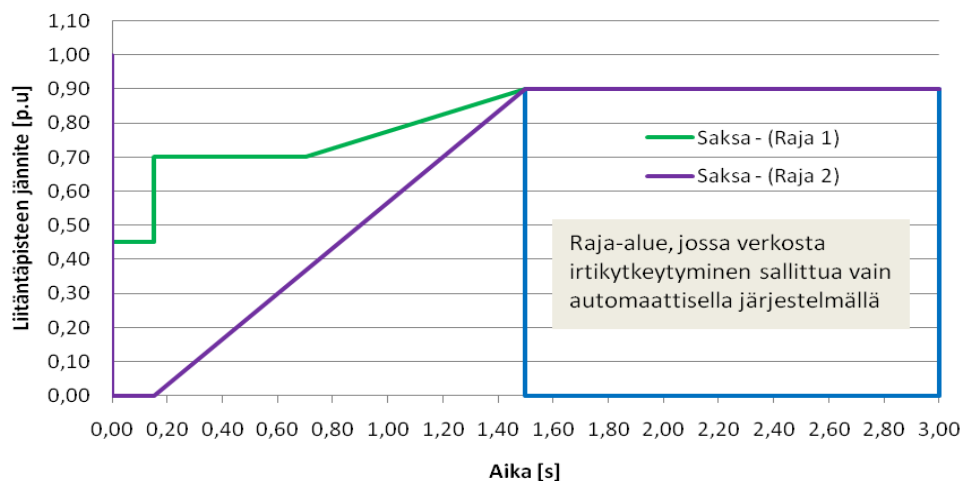
Sähköverkon vian aikaisien alijännitteiden verkkomääräykset eli LVRT-(Low Voltage Ride-Through) määräykset määrittelevät, kuinka paljon tarkasteltavan pisteen jännite saa alentua ajan funktiona siten, että tuulivoimala ei saa kytkeytyä irti verkosta. LVRT-vaatimukset ovat yksi tärkeimmistä verkkomääräyksistä niin tuulivoimalan kuin sähköverkonkin kannalta. Tästä syystä kaikissa tarkasteltavien maiden verkkomääräyksissä määritetään tarkat rajat LVRT:lle. Tässä kappaleessa tullaankin esittelemään eri maiden LVRT rajat sekä lopussa verrataan niitä toisiinsa.

Tanskassa LVRT määräykset ovat alle ja yli 100 kV verkoissa osittain yhteneväiset. Tuulivoimala ei saa pudota verkosta kolmivaiheisen oikosulun aikana, joka kestää enintään 100 ms. Voimalat eivät saa myöskään pudota verkosta kaksivaiheisen oikosulun aikana, joka kestää enintään 100 ms ja jota seuraa uusi enintään 100 ms kestävä oikosulku 300–500 ms päästä. Kuvassa 33 on esitetty Tanskan sähköverkkojen LVRT vaatimukset. Tuulivoimaloiden tulee pysyä verkossa, kun liityntäpisteen jännite on kuvassa esitettyjen rajojen yläpuolella. Voimalat saavat irtautua verkosta, jos jännite laskee alle kuvan rajojen, mutta Tanskan alle 100 kV verkoissa voimalan on pakko irtautua 12 sekunnin jälkeen vian alkamisesta, mikäli jännite ei ole palannut rajan yläpuolelle. (DEN 2004a; DEN 2004b)



Kuva 33. Tanskan LVRT vaatimukset tuulivoimaloille. (DEN 2004a; DEN 2004b)

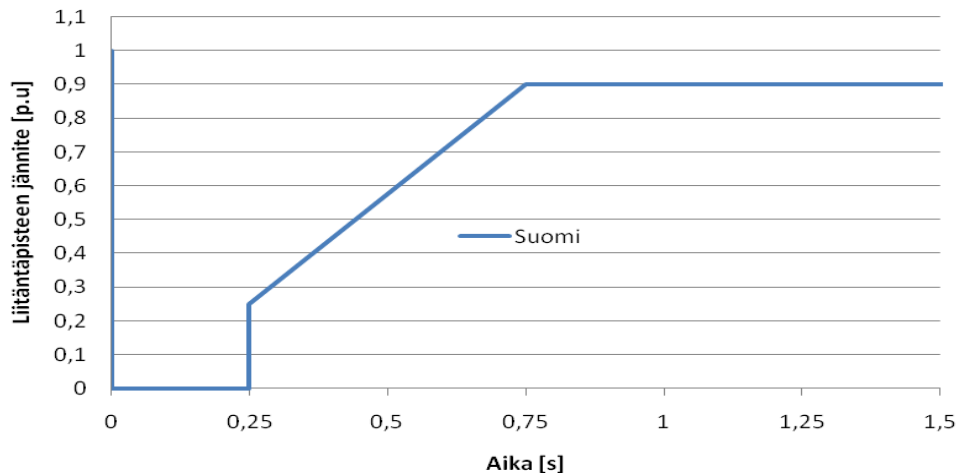
Saksa on verkkomääräyksissään määrittänyt häiriön aikaisien jännitteenalennemien rajat ajan funktiona. Kuvassa 34 on esitetty määritellyt häiriön aikaiset alijänniterajat, joista tuulivoimalan on selvittävä irtautumatta verkosta. Verkon vian aikainen loistehokapasiteetti on esitetty aiemmin kuvassa 29. (GER 2007)



Kuva 34. Saksan LVRT-rajat, joissa raja 1 on symmetrisille ja kolmivaiheisille vioille ja raja 2 muille jännitteenalennemille. (GER 2007)

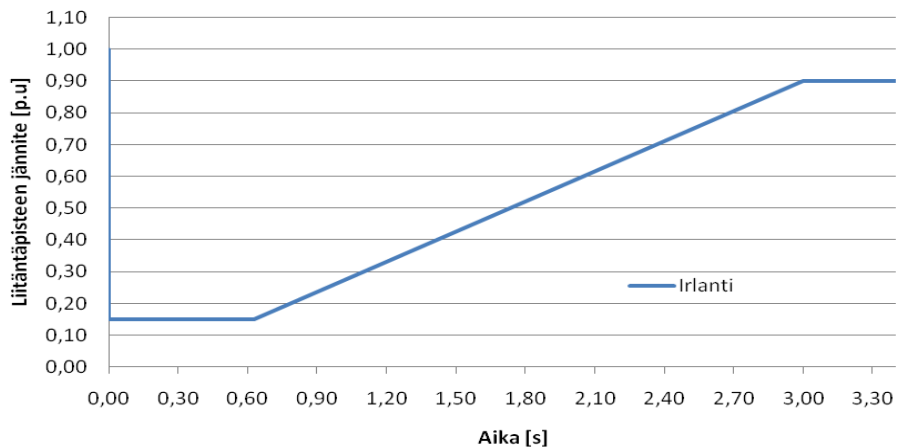
Kuvassa 34 on esitetty kaksi rajaa. Rajan 1 yläpuolella tuulivoimalat eivät saa joutua epästabiliin tilaan eivätkä irtautua verkosta kolmivaiheisissa oikosuluissa tai symmetrisissä jännitekuopissa. Rajan 1 ja 2 välissä tuulivoimaloiden tulee selvitä vian aikaisista jännitteistä irtautumatta sähköverkosta. Mikäli tuulivoimala ei kykene suoriutumaan rajan 1 ja 2 vaatimuksista, voi verkko-operaattori siirtää rajaa sillä ehdolla, että uudelleen synkronoitumisaika pienenee ja vaadittu reaktiivisen virran vähimmäistuotanto vian aikana on taattu. Mikäli tuulivoimala ajautuu vian aikana epästabiliin tilaan tai voimalan suojaus aktivoituu, saa voimala irtautua verkosta hetkeksi verkko-operaattorin luvalla. Uudelleen kytkeytymisen on kuitenkin tapahduttava viimeistään kahden sekunnin päästä verkosta irtautumisesta ja pätötehon tuotannon on lisäännyttävä vähintään 10 % sekunnissa generaattorin nimelliskapasiteetista alkuperäiseen arvoon. Rajan 2 alapuolella on tuulivoimalan irtautuminen verkosta hetkeksi sallittua aina. Mikäli voimala putoaa verkosta vian aikana ennen määriteltyjä rajoja, on sen jatkettava pätötehon syöttöä heti vian selvittyä ja lisättävä tuotantoa vähintään 20 % sekunnissa nimelliskapasiteetista, kunnes alkuperäinen arvo on saavutettu. (GER 2007)

Suomessa on siirtoverkon operaattorin verkkomääräyksissä kuvan 35 mukaiset LVRT-rajat tuulivoimaloille. Tuulivoimaloiden on pysyttävä Suomen siirtoverkossa 250 ms ajan jännitteen pudotessa nolnaan. Vaikka jännite voi olla nolla 250 ms ajan, on tuuliturbiinin generaattorin terminaaleissa korkeampi jännite muuntajan ja verkon impedanssin takia. (FIN 2009b)



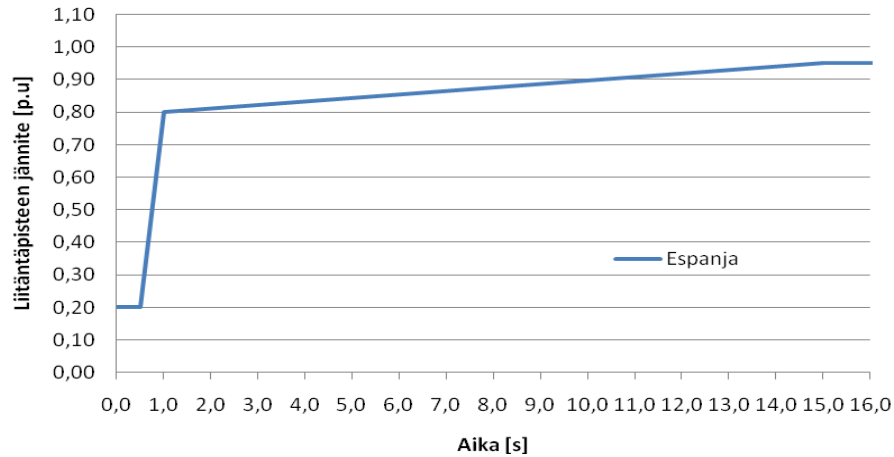
Kuva 35. Suomen LVRT rajat tuulivoimaloille. (FIN 2009b)

Irlannin kansallisissa verkkomääräyksissä on määritelty rajat, joiden sisällä tuulivoimalan tulee pysyä verkossa jännitekuopissa kaikenlaisissa oikosulkutapauksissa. Irlannin LVRT rajat on esitetty kuvassa 36. Kuvassa oleva viiva kuvastaa jännitettä verkkoon kytketyn muuntajan yläjännitepuolella eikä tuulivoimala saa pudota verkosta viivan yläpuolella. Tuulivoimalan on myös tuettava jännitettä lisäämällä loistehon tuotantoa mahdollisimman paljon. Tuulivoimalan on tuettava verkkoa vähintään 600 ms ajan tai kunnes verkon jännite palaa normaalin jännitealueen rajoihin. (IRE 2009)



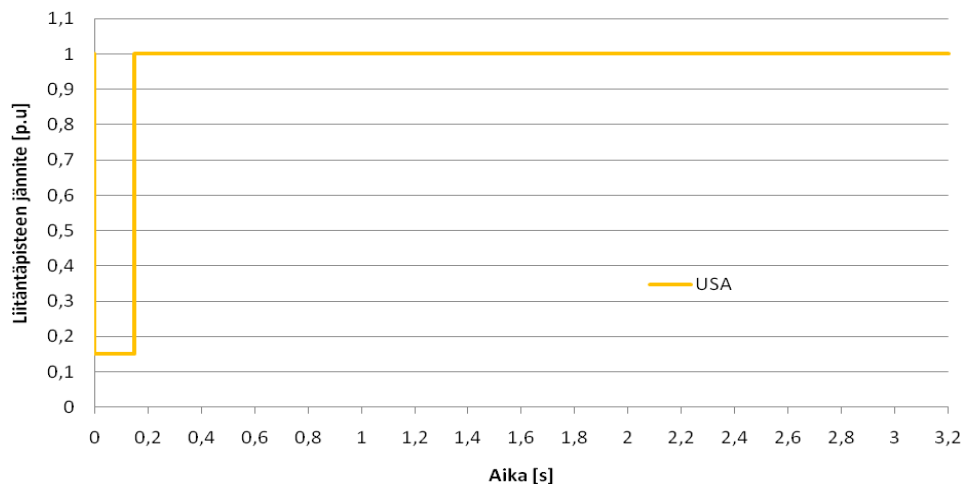
Kuva 36. Irlannin siirtoverkon verkkomääräysten LVRT-rajat. (IRE 2009)

Espanja määrittelee kansallisessa verkkomääräyksessään kuvan 37 mukaisen LVRT-ajan, josta tuulivoimalan on selvittävä putoamatta verkosta.



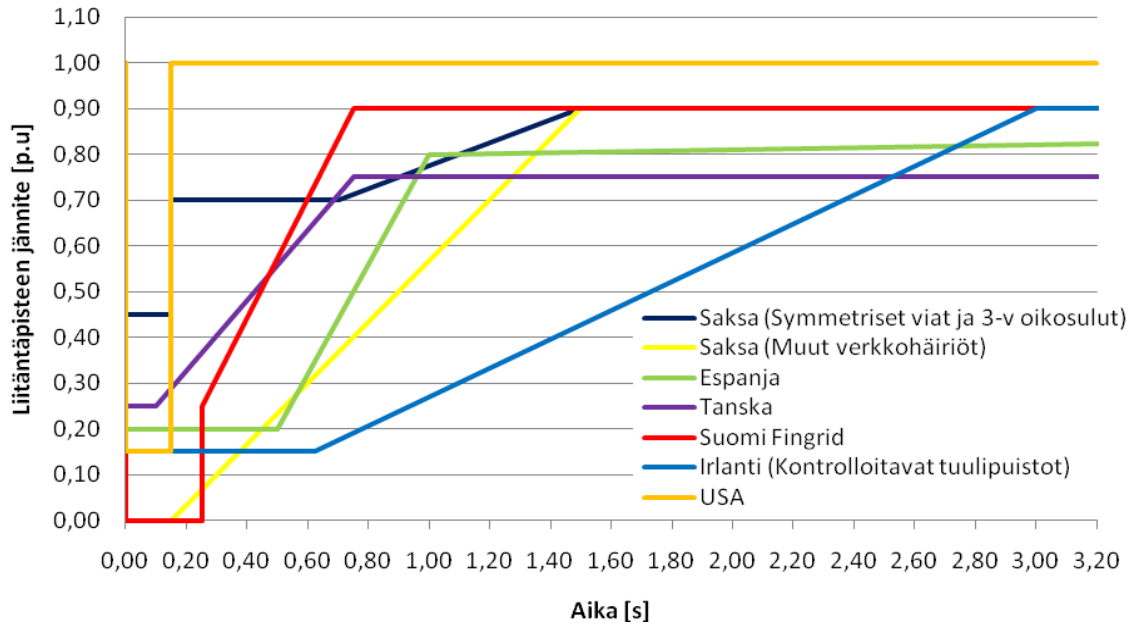
Kuva 37. Espanjan siirtoverkon verkkomääräysten LVRT-rajat. (SPA 2003)

USA:ssa on määritetty, että tuulivoimalan tulee selvittää kolmivaiheisista oikosuluista johtuvista jännitekuopista putoamatta verkosta, mikä kestää enintään yhdeksän jakson ajan kuvan 38 mukaisesti. Tämän jälkeen tuulivoimala saa irrottautua verkosta. Koska USA:ssa käytetään 60 Hz taajuutta sähköverkossa, tarkoittaa yhdeksän jakson aika 150 ms ajanjaksoa.



Kuva 38. USA:n verkkomääräysten LVRT-rajat. (FERC 2003b)

Koska LVRT rajat ovat määritetty samalla periaatteella tarkasteltavissa maissa, on niitä helppo verrata toisiinsa pääpiirteittäin. Eri mailla on kuitenkin lisäehtoja ja poikkeussääntöjä verkkomääräyksissään eikä niitä tässä työssä käsitellä. Kuvassa 39 on esitetty tarkasteltavien maiden LVRT-rajat samassa kuvassa.

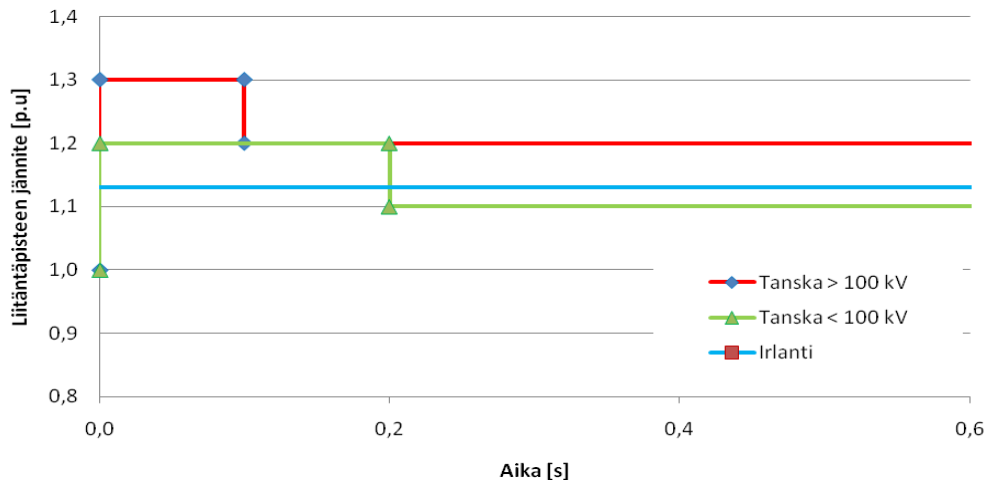


Kuva 39. Vertailu eri maiden LVRT-vaatimuksista.

Kuvasta 39 huomataan, että Suomella on hyvin tiukat LVRT-rajat muihin maihin verrattuna. LVRT-rajat vaihtelevatkin paitsi verkon erilaisten rakenteiden ja tuulivoiman suhteellisen määrän takia myös maiden linjauksista johtuen.

5.6 Vian aikaiset ylijännitteet (HVRT)

Verkon viat tai verkossa olevien suurien kuormien yllättävä putoaminen saattaa aiheuttaa verkossa tilapäisesti korkean jännitteen. Tämänlaisesta jännitteen noususta on joissain maissa määrätty rajat, joita ennen voimala ei saa pudota verkosta. Näitä verkkomääräyksiä kutsutaan useasti HVRT-(High Voltage Ride-Through) määräyksiksi eli ylijännitteestä selviämismääräyksiksi. Useasti huomaa myös käytettävän TOV (Temporary Overvoltages)-nimitystä eli väliaikaista ylijännitemääräystä. HVRT-vaatimuksia ei ole tiedossa kuin Tanskan alle ja yli 100 kV verkoille ja Irlannin siirtoverkoille. Kuvassa 40 esitetään kyseisten maiden HVRT-rajat.



Kuva 40. Tanskan ja Irlannin HVRT-rajat. (DEN 2004a; DEN 2004b; IRE 2009)

Kuvassa 40 ylin punainen raja on Tanskan yli 100 kV verkoissa vaatimus, jonka ylittyessä on tuulivoimalan irtauduttava verkosta. Kuvassa näkyvä 1.3 p.u jännitetaso saa kestää 100 ms. Tanskan alle 100 kV verkkojen vaatimukset eroavat hieman ja niissä 1.2 p.u:n jännitetaso saa kestää 200 ms. Irlannin vaatimuksissa ei ilmoiteta muuta kuin että tuulivoimalan on pystyttävä pysymään verkossa 1.13 p.u:n jännitteellä.

5.7 Nopeat jännitevaihtelut ja välkyntäilmiöt

Nopeille jännitevaihteluille ja välkyntälle eli flickerille on määritetty joissain verkkomääräyksissä rajat. Nopeat jännitevaihtelut ovat määritetty yksittäisiksi nopeiksi jännitteen tehollisarvojen muutoksiksi, missä jännitteen muutoksella on tietty kesto. Sallitut nopeat jännitevaihtelut ilmoitetaan yleensä prosentteina jännitteen tehollisarvosta. Välkyntälle taas ilmoitetaan yleensä sallittu välkyntäkerroin lyhyen ja pitkän aikavälin välkyntälle. Nopeiden jännitevaihteluiden ja välkyntän rajoja ei ole määritetty erikseen tuulivoimalle jokaisen maan verkkomääräyksissä. Tässä kappaleessa esitetäänkin tiedossa olevat rajat Tanskan verkkoyhtiöistä.

Tanskan kansallisissa verkkomääräyksissä yli 100 kV verkoissa sallitut nopeat jännitevaihtelut ovat jaoteltu kolmeen eri ryhmään riippuen siitä, kuinka useasti jännitevaihteluita tapahtuu. Verkkomääräyksissä vaaditut rajat perustuvat standardiin IEC 61000-3-7 ja nopea jännitevaihtelu määritellään olevan yksittäinen nopea muutos jännitteen tehollisarvossa, jossa jännitteen muutoksella on tietty kesto. Nämä rajat tuulivoimalan liittymispisteessä ovat:

- Yleinen rajoitus < 3.0 %
- Kunnes taajuus on 10 kertaa tunnissa < 2.5 %
- Kunnes taajuus on 100 kertaa tunnissa < 1.5 %

Tanskan alle 100 kV verkoissa nopeiden jännitevaihteluiden rajat ovat ilmoitettu jännitevaihtelun suuruusluokan mukaan eli kuinka suurina nopeita jännitevaihteluita sallitaan. Nopean jännitevaihtelun d -rajat ovat:

- 10–20 kV verkoissa $d \leq 4 \%$
- 50–60 kV verkoissa $d \leq 3 \%$

Jännitevaihtelukerroin k on määritelty IEC:n standardissa 61400-21 ja se määritetään tuulivoimalan tyyppitestauksella. Nopean jännitevaihtelun ja sen kertoimen suhde on esitetty kaavassa 1.

$$d(\%) = 100 \cdot k \cdot \psi \cdot \frac{S_n}{S_k}, \quad (1)$$

missä d on jännitevaihtelun sallittu raja, k on jännitevaihtelukerroin, ψ on liittymispisteen oikosulkukulma, S_n on turbiinin näennäisteho ja S_k on liittymispisteen oikosulkukapasiteetti.

Tanskan yli 100 kV sähköverkoissa flicker eli välkynnän rajat liittymäpisteessä ovat ilmoitettu IEC:n standardin 61000-3-7 mukaisesti välkyntäosuuksina. Välkyntä ilmoitetaan lyhyen P_{st} ja pitkän P_{lt} aikavälin välkyntäosuuksina. Välkynnän osuuden sallitut rajat ovat:

- $P_{st} < 0.30$ painotettuna keskiarvona välkynnän osuudesta 10 minuutissa.
- $P_{lt} < 0.20$, painotettuna keskiarvona välkynnän osuudesta 2 tunnissa.

Alle 100 kV sähköverkoissa ei ole määritetty lyhyen aikavälin välkyntärajoja vaan pelkästään pitkän aikavälin rajat. Pitkän aikavälin P_{lt} välkyntäosuudet ovat seuraavat:

- 10–20 kV verkoissa $P_{lt} \leq 0.5$
- 50–60 kV verkoissa $P_{lt} \leq 0.35$.

5.8 Harmoniset yliaallot

Harmonisien yliaaltojen vaatimuksia ei ole määritelty läheskään jokaisessa tuulivoimaa koskevassa verkkomääräyksessä. Tässä kappaleessa esitelläänkin saatavissa olevia rajoja Tanskan verkkomääräyksistä.

Tanskalla harmonisien yliaaltojen rajat ovat määritetty yli 100 kV sekä alle 100 kV sähköverkoissa. Tanskan yli 100 kV sähköverkkojen määräyksissä 51 ensimmäiselle harmoniselle jännitteelle on määrätty, että harmoninen häiriö ei saa ylittää 1 % liittymispisteessä. Harmoninen kokonaishäiriön eli THD:n taas tulee olla pienempi kuin 1.5 %. Kokonaishäiriöön lasketaan yhteen 2.–50. kertaluvun harmoniset jännitteet.

Alle 100 kV verkkomääräyksissä on tarkemmin määritelty harmonisille jännitteille rajat 10–20 kV verkoissa toimiville tuulivoimaloille. Harmonisten jännitteiden rajat ovat määriteltävinä taulukon 12 mukaisesti.

Taulukko 12. Harmonisten jännitteiden enimmäisarvot Tanskan 10–20 kV verkoissa. (DEN 2004a)

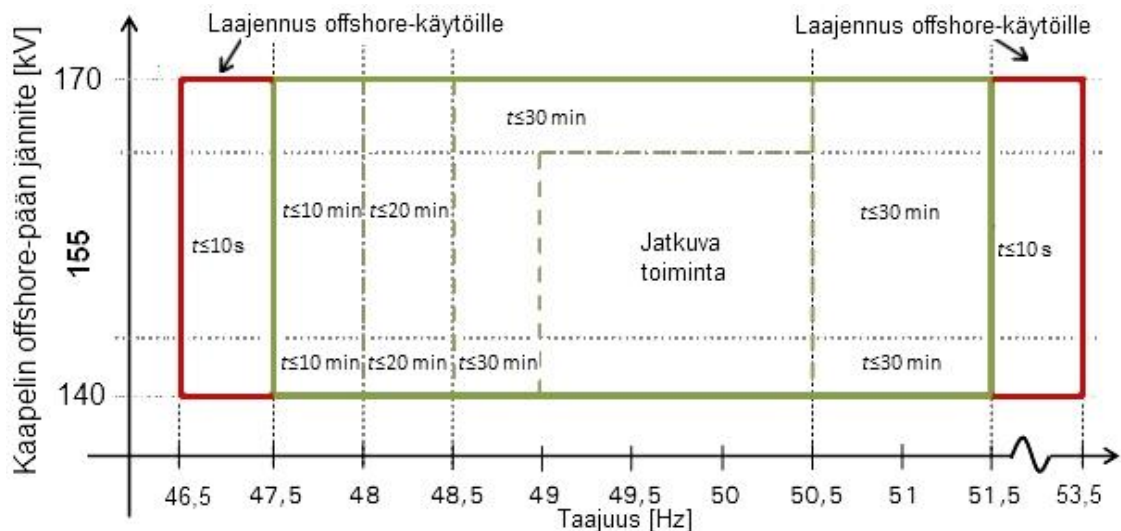
Järjestysluku	Harmoninen jännite U_v [%]
Parittomat harmoniset	
5	3
7	2.5
11	1.8
13	1.5
17	1.0
19	0.8
23	0.8
25	0.8
Parilliset harmoniset	
2	1.0
4	0.5
6	0.3
8	0.3
10	0.1
> 12	0.1

Koska muista maista ei ole tiedossa rajoja harmonisille yliaalloille, ei työssä päästä vertailemaan Tanskan asettamia vaatimuksia muihin maihin. Muissa maissa verkkoyhtiöt saattavat kuitenkin vaatia joitakin rajoituksia harmonisille jännitteille, mutta ne määritellään tapauskohtaisesti tuulivoimalan verkkoonliittymistä suunniteltaessa.

5.9 Offshore

Offshore-sovelluksille on määritelty joissakin maissa omat verkkomääräykset erilaisten olosuhteiden vuoksi, kuten Saksassa E.ON on tehnyt. Jotkin maat taas ovat pitäneet offshore-käyttöille samat verkkomääräykset kuin maalla olevilla sovelluksilla eivätkä ole määritelleet offshore-käyttöille omia vaatimuksia. Tässä kappaleessa esitelläänkin saksalaisen E.ON:n offshore-verkkomääräyksiä ja verrataan niitä tavallisiin verkkomääräyksiin. Muiden maiden offshore-käyttöille ei ole tiedossa omia verkkomääräyksiä, joten niitä ei voida esittää.

Saksan E.ON verkkoyhtiö on määritellyt offshore-verkkojen jännitteeksi 155 kV ja jatkuvan toiminnan jänniterajoiksi 140–170 kV. Kuitenkin muille yksittäisille yhteyksille muutkin jännitetasot ovat hyväksyttävissä. Verkon taajuus on 50 Hz ja poiketen mantereella oleviin verkkomääräyksiin, offshore-käyttöjen pitää pystyä toimimaan hetkellisesti matalammilla ja korkeammilla taajuuksilla. Kun onshore-käytöissä vaaditaan keskeytymätöntä toimintaa vähintään 10 minuutin ajan taajuusalueella 47.5–51.5 Hz, vaaditaan offshore-käyttöille keskeytymätöntä toimintaa vähintään kymmenen sekunnin ajan taajuusalueella 46.5–53.5 Hz. Kuvassa 41 on esitetty jännitteen ja taajuuden toiminta-alueet offshore-käyttöille sekä aikarajat, kuinka kauan voimalan on pystyttävä tietyllä alueella toimimaan. Kuvassa punaisella merkityt alueet ovat alueita, jotka eroavat onshore-käytöistä. Taajuuden ylittäessä punaisella merkityt rajat saa voimala kytkeytyä irti verkosta 300 ms jälkeen. (GER 2008)

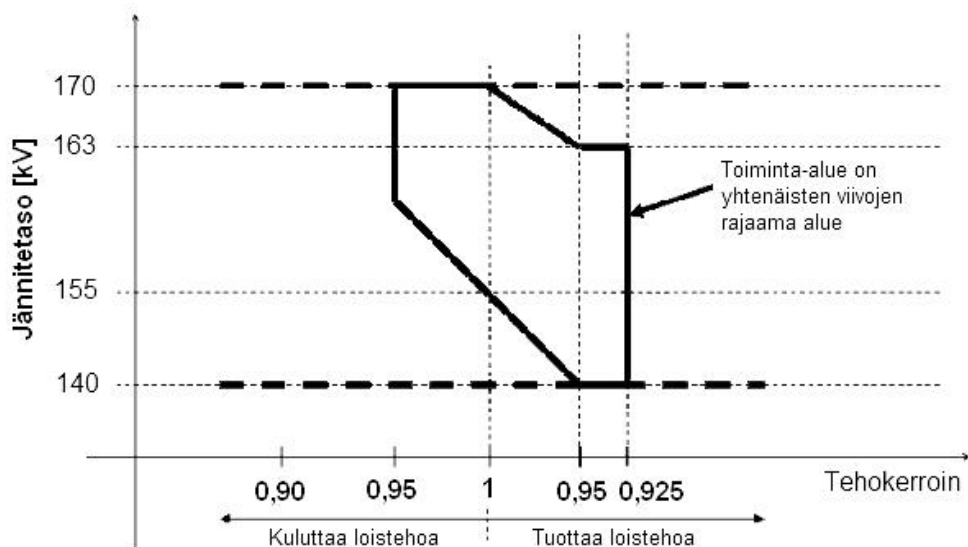


Kuva 41. Jännitteen ja taajuuden toiminta-alueet, joissa tuulivoimaloiden on pystyttävä toimimaan keskeytymättä tietyn ajan verran. Kuvassa t on vähimmäisaika, jonka voimalan on pystyttävä verkossa. (GER 2008)

Pätötehon säädölle on ilmoitettu, että taajuusohjattu pätötehon vähennys tulee toimia taajuusalueella 50.1–51.5 Hz. Syötetyn pätötehon määrä tulee vähentyä 98 % / Hz ja 25 % sekunnissa tuulivoimalan syöttämästä pätötehon määrästä säätöhetkellä.

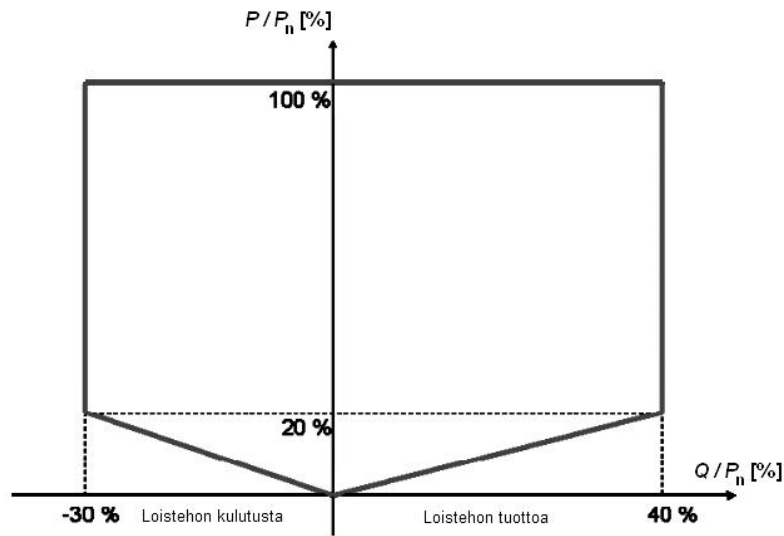
Vian sattuessa ja voimalan kytkeytyessä irti verkosta ei voimala saa takaisinkytkettyessään nostaa tuottamaansa pätötehotasoa liian nopeasti. Kytkeydyttäessä takaisin verkkoon on sallittua nostaa verkkoon syötettyä pätötehoa enintään 10 % asennetusta kapasiteetista minuutissa.

Loistehokapasiteetille on määritetty rajat jännitteen suhteen, ja offshore-käytön pitää pystyä säätämään kuluttamaansa ja tuottamaansa loistehoa jännitteen mukaan. Kuvassa 42 on esitetty yhtenäisellä viivalla rajat, joiden sisällä tuulivoimalan loistehotuotannon tai -kulutuksen on pysyttävä, kun verkon taajuus on välillä 47.5–51.5 Hz. (GER 2008)



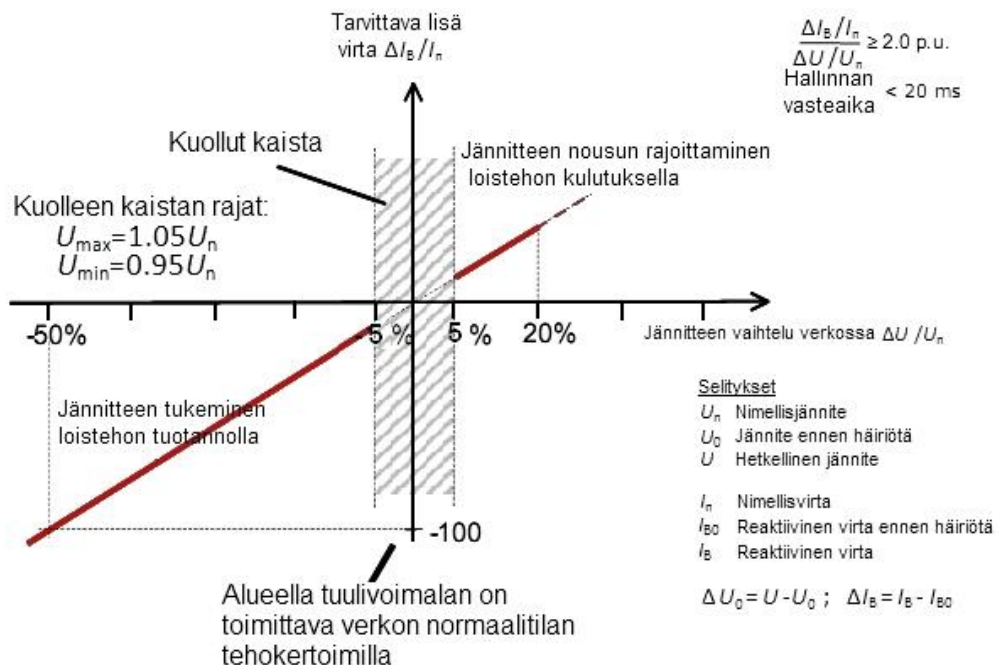
Kuva 42. Vähimmäisvaatimukset loistehon kompensoinnille offshore-tuulivoimalalle, verkon taajuuden ollessa 47.5–51.5 Hz ja pätötehon tuottoa ei ole rajoitettu. (GER 2008)

Kuvassa 43 on esitetty vaadittu loistehokapasiteetti pätötehon suhteen, kun verkon jännite on ± 5 % nimellisjännitteestä.



Kuva 43. Vähimmäisvaatimukset offshore-käyttöjen loistehokapasiteetille pätötehon suhteen, kun jännite on $\pm 5\%$ nimellisjännitteestä. P on pätötehon määrä, P_n on nimellispätöteho ja Q on loistehon määrä.

Offshore-käyttöjen pitää pystyä tukemaan verkon jännitettä onshore-käyttöjen tapaan. Verkon jännitteen laskiessa tuulivoimalan on pystyttävä tuottamaan loistehoa verkkoon jännitetason laskiessa ja kuluttamaan loistehoa jännitetason noustessa. Kuvassa 44 on esitetty offshore-käyttöiltä vaadittu jännitteen tukeminen verkon vikojen aikana.



Kuva 44. Offshore-tuulivoimaloiden jännitteen tukemisen periaate verkon vian aikana. (GER 2008)

E.ON:n verkkomääräykset offshore-tuulivoimaloille ei eroa onshore-tuulivoimaloista huomattavasti. Kuten edellä esitetyistä tiedoista huomataan, on offshore-tuulivoimalalle normaalin jänniteheilunnan rajat hieman tiukemmat. Samoin taajuuden toiminta-alue on hieman laajempi ja täten haastavampi. Kuvassa 42 ja 43 esitetyt vaatimukset offshore-

käyttöille eivät eroa kovinkaan paljon onshore-käyttöjen vaatimuksista, jotka ovat esitetty kuvassa 28. Samoin kuvassa 44 esitetty jännitteen tukemisen periaate on miltei vastaava onshore-tuulivoimaloille; erona on muun muassa kapeampi kuollut kaista offshore-käyttöissä. E.ON:n verkkomääräyksissä offshore-voimaloille on hieman vaativammat määräykset kuin onshore-voimaloille.

6 TUULIVOIMAN VERKKOMÄÄRÄYSTEN KEHITYS TULEVAISUUDESSA

Tuulivoimalle ja hajautetulle tuotannolle on ollut olemassa omat verkkomääräyksensä vasta suhteellisen vähän aikaa. Vasta tuulivoiman ja muiden uusiutuvien energioiden yleistyessä on alettu säätää energiantuotantotapoja varten erikseen niitä koskevia määräyksiä. Jotkin verkkoyhtiöt ovat määritelleet yleisiä vaatimuksia jo pidemmän aikaa, kun toiset ovat vasta alkaneet miettiä määräyksiä asettamista esimerkiksi tuulivoimaloille. Tuulivoiman verkkomääräykset ovat kehittyneet vuosien saatossa ja tuulivoiman edelleen yleistyessä, sekä tulevat verkkomääräykset kehittymään tulevaisuudessa sen suhteellisen osuuden kasvaessa kokonaisenergiantuotannosta. Tässä osassa työtä selvitetään, mitä varten verkkomääräyksiä kehitetään, sekä arvioidaan, kuinka verkkomääräykset tulevat kehittymään tulevaisuudessa.

6.1 Verkkomääräysten kehittämistarpeet

Verkko-operaattorit vaativat verkkoon liittyviltä asiakkailta tiettyjä verkkomääräyksiä, jotta sähköverkon luotettava ja taloudellinen käyttö olisi mahdollista. Verkko-operaattoreiden tuleekin kehittää verkkomääräyksiä siten, että luotettavuus, taloudellisuus ja paras mahdollinen energiansiirtokyky paranee tai pysyy vähintään samalla tasolla kuin aiemmin. Verkko-operaattoreiden määrittelemät vaatimukset vaikuttavat paitsi itse sähköverkkoihin, niin myös sähköntuottajiin sekä sähköverkon komponentteja valmistaviin ja suunnitteleviin tahoihin.

Jokainen verkko-operaattori luo tarvitsemansa verkkomääräykset erikseen ja ilmoittavat ne omalla tavallaan. Tämä johtaa tilanteeseen, jossa jokaisten verkko-operaattoreiden verkkomääräykset ovat erilaisia rakenteeltaan, vaatimuksiltaan ja esitystavoiltaan. Verkko-operaattorit saattavat myös muuttaa ja tiukentaa vaatimuksiaan kohtuullisen lyhyessä ajassa verkon laajentuessa ja sen rakenteen muuttuessa. Verkkomääräyksiä vaikea selkoisuus, ymmärrettävyys ja tiukat vaatimukset aiheuttaakin vaivaa valmistajien keskuudessa. Tämä on saanut valmistajat myös kyseenalaistamaan joitakin verkkomääräyksiä. Jossain määrin määräykset ovat kuitenkin kohtuullisia ja välttämättömiä, sillä vaatimukset liittyvät suoraan järjestelmän teknisiin ja toiminnallisiin

ominaisuuksiin. On esimerkiksi kohtuullista, että ensisijaiset taajuusvastevaatimukset lisääntyvät heikoissa ja heikosti yhteenliitetyissä verkoissa verrattuna vahvoihin verkkoihin.

Toisaalta nykyisten verkkomääräysten monimuotoisuus aiheuttaa suhteettoman rasituksen tuulivoimalavalmistajille, jotka joutuvat jatkuvasti muuttamaan turbiininsa suunnittelua vastaamaan uusimpia määräyksiä ja joutuvat kehittämään turbiineja tietyille alueille universaalien tuotteiden sijaan. Valmistajille monimuotoiset määräykset tuottavat ongelmia, kun ne joutuvat selvittämään rakenteeltaan toisistaan poikkeavien määräyksien sisältöä kuten käytettyä termistöä, määritelmiä ja nimityksiä. Valmistajien tarvitsee myös selvittää eri verkkomääräysten perimmäiset tarkoitukset ja ymmärtää eri sähkönsiirtojärjestelmien yksilöllisyydet. Tämän jälkeen valmistajat voivat vasta siirtyä kehittämään laitteistoja ja ohjelmistoja. Pahimmassa tapauksessa joudutaan kehittämään eri verkkomääräyksille kokonaan erilaisia ratkaisuja. (Tsili 2009)

Verkkomääräysten monimuotoisuuden ja vaikeaselkoisuuden takia verkkomääräyksiä tulisi harmonisoida ja kehittää yksiselitteisiksi ja helposti ymmärrettäviksi. Verkkomääräyksiä harmonisoidessa ei kuitenkaan verkkomääräyksissä vaadittuja raja-arvoja tarvitse yhdenmukaistaa, sillä jokainen sähköverkko on rakenteeltaan erilainen ja tarvitsee erilaiset raja-arvot vaatimuksissaan. Kuitenkin määräyksien rakenteet, esitystavat, mittaustavat ja –pisteet sekä käytetyt termistöt tulisi yhdenmukaistaa. Tämä helpottaisi tuulivoimalavalmistajien ja monien muiden tahojen toimintaa.

Verkkomääräyksiä harmonisointi hyödyttäisi tuulivoimalavalmistajia, joiden tarvitsisi harmonisoinnin jälkeen kehittää vain yhtä tai enintään muutamia yleisiä laitteisto- ja ohjelmistoalustoja. Harmonisointi hyödyttäisi myös kehittäjiä, jotka hyötyisivät harmonisoinnista vähentyneinä tuotekehityskustannuksina. Määräyksiä kehitys ja harmonisointi hyödyttäisi lisäksi verkko-operaattoreita ja varsinkin niitä verkko-operaattoreita, jotka eivät ole vielä laatineet uusiutuvalle energiantuotannolle omia verkkomääräyksiä. Operaattorit saisivat verkkomääräyksilleen pohjan, josta laatia omaan verkkoon vaadittavat raja-arvot.

Verkkomääräyksiä kehitys ja harmonisointi vähentää epäselvyyksiä vaadituista määräyksistä ja luo tuulivoimalle paremmat edellytykset kilpailla muiden energiantuotantomuotojen kanssa. Harmonisointi hyödyttäisikin melkein kaikkia osapuolia. Tuulivoimantuottajat saavat mahdollisesti lisää vaihtoehtoja voimalan valmistajiksi. Valmistajat saavat varmuuden tuotteidensa yhteensopivuudesta eri verkoissa ja voivat luottaa paremmin määräyksiä pysyvyyteen. Tätä kautta tuulivoimavalmistajat voivat valmistaa suurempia sarjoja ja yleispätevämpiä tuotteita. Kehityskustannusten laskiessa laskevat voimalan kokonaiskustannukset huomattavasti ja tuulivoima tulee kannattavammaksi tuotantomuodoksi.

6.2 Verkkomääräysten kehitys ja tulevaisuus

Nykyisin voimassa olevat tuulivoiman verkkomääräykset ovat muiden tuotantotapojen verkkomääräyksiin verrattuna uusia. Monilla mailla tuulivoiman verkkomääräykset ovat vasta alkutekijöissään eivätkä verkkomääräykset vielä määrittele vähimmäisvaatimuksia kovinkaan laajasti. Verkkomääräykset myös eroavat toisistaan huomattavasti, mikä on avannut keskustelun verkkomääräysten harmonisoinnin tarpeesta. Verkkomääräyksiä onkin jo alettu kehittää ja harmonisointia suunnitella esimerkiksi EU:n alueella.

Kehitys ja harmonisointi on jo nykyään hyvin käynnissä ja esimerkiksi EWEA on ehdottanut kehitettäväksi Euroopan laajuiset geneeriset verkkomääräykset tuulivoimalle, jotka perustuvat teknisiin lähtökohtiin. Näiden verkkomääräysten laatijina toimivat verkko-operaattorit ja tuulivoimateollisuus yhdessä. Tämä olisi merkittävä harppaus verkkomääräyksiä kehittämisessä ja merkittävä tapaus koko maailmassa. Euroopan laajuiset verkkomääräykset myös vahvistaisivat pyrkimystä yhdistää Euroopan sähkömarkkinat yhdeksi alueeksi, jossa sähköverkot ovat yhteydessä toisiinsa. (Tsili 2009)

Verkkomääräyksiä kehittämisessä on kuitenkin huomioitava, että niiden täydellinen harmonisointi ei ole järkevää lyhyellä aikataulilla. Se saattaisi johtaa tilanteeseen, jossa yhdistetään eri maiden tiukimmat verkkomääräykset. Määräyksiä tuleekin harmonisoida siten, että tarkkoja raja-arvoja ei määrätä, koska ne ovat järjestelmäriippuvaisia. Harmonisoitujen verkkomääräysten tulee kuitenkin olla kattavia, selkeitä ja selvästi laadittuja väärinymmärrysten ehkäisemiseksi. (Tsili 2009)

Hyvin todennäköisesti verkkomääräyksiä tullaan harmonisoimaan Euroopan maiden lisäksi myös muilla alueilla mahdollisuuksien mukaan. Aikaa myöten voidaan kehittää verkkomääräyksiä ja niiden raja-arvoja lähemmäksi toisiaan. Tämä on mahdollista varsinkin tekniikan kehittyessä ja halventuessa. Vaikka maailmanlaajuiset verkkomääräykset on enemmän haaveilua kuin todellisuutta, jonkinlainen harmonisointi on tulevaisuudessa hyvin mahdollista ja jopa todennäköistä.

Harmonisoinnin lisäksi verkkomääräykset tulevat todennäköisesti muuttumaan tulevaisuudessa. Tähän mennessä tuulivoiman osuus kokonaisenergiantuotannosta on ollut suhteellisen pientä, minkä vuoksi asennettu tuulivoima ei ole juuri vaikuttanut verkon stabiilisuuteen. Tuulivoiman osuuden ja liittymispisteiden tehojen kasvaessa tämä tilanne kuitenkin muuttuu.

Tällä hetkellä esimerkiksi Yhdysvalloissa WECC-(Western Electricity Coordinating Council) pyrkii tiukentamaan kansallisia verkkomääräyksiä. WECC on ehdottanut LVRT-rajojen tiukentamista liittovaltion verkkomääräyksistä vastaavalle FERC-komissiolle. WECC pyrkii saamaan LVRT-rajat enemmän Saksan verkkomääräysten mukaisiksi. Lisäksi se on ehdottanut HVRT-rajojen vaatimista verkkomääräyksiin. (Altin 2010)

Yhdysvaltojen tapainen pyrkimys tiukentaa verkkomääräyksiä tulee kasvamaan myös muissa maissa tuulivoimakapasiteetin kasvaessa, varsinkin heikoissa verkoissa, missä sähköverkon stabiilius menetetään helpoiten. Vahvemmissa verkoissa verkkomääräysten tiukentumiset tulevat esille esimerkiksi liitettäessä verkkoon suuria tuulipuistoja tai tuulivoimakapasiteetin noustessa merkittäväksi verkon kannalta. Nykyisien toimintarajojen lisäksi saatetaan vaatia paikallista jännitetason hallintaa, inertian jäljittelemistä, tehon oskilloinnin vaimentamista, entistä parempaa sähkönlaatua, osallistumista taajuuden säätöön ja verkon tukemista vian aikaisissa tilanteissa. (Altin 2010)

Tulevaisuudessa, pyrittäessä kasvattamaan tuulivoimakapasiteettia entisestään, saatetaan tuulivoimalta vaatia yhtä useita ja tiukkoja vaatimuksia kuin perinteisimmiltäkin

energiantuotantotavoilta. Vaatimuksia tiukentaessa tullaan kuitenkin huomioimaan tuulivoimaa koskevat rajoitukset ja ominaisuudet, jotka estävät vaatimuksien täydellisen harmonisoinnin.

7 TUULIVOIMALA JA SEN TÄYSTEHOKONVERTTERI ÄLYKKÄISSÄ SÄHKÖVERKOISSA

Sähköverkkojen kehittyessä älykkäiksi, voidaan tuulivoimalla ja varsinkin täysehokkonvertteriteknikalla toteuttaa toimintoja ja ominaisuuksia mitä verkkomääräykset eivät vaadi ja nykyisissä verkoissa ei ole edes kannattavaa. Voimaloiden ja muiden tekniikoiden kehittyessä ja sähkönkäyttötapojen muuttuessa voidaan tuulivoimaa soveltaa eri tavoin nykyisten sovelluksien lisäksi.

Seuraavissa kappaleissa esitetään mahdollisia tuulivoiman sovelluksia, joita ei nykyään ole yleisesti käytössä. Kappaleissa arvioidaan myös kuinka tuulivoiman käyttöä voidaan parantaa ja kuinka se tulee muuttumaan älykkäiden sähköverkkojen myötä. Lisäksi tullaan käsittelemään uudenlaisien verkkojen ja niiden kehittyvien määräysten tuomia haasteita tuulivoimalan ja täysehokkonvertterin kannalta.

7.1 Täysehokkonvertterin mahdolliset lisäominaisuudet nykyisissä verkoissa

Täysehokkonvertterin nykyisellä tekniikalla voidaan toteuttaa muitakin toimintoja kuin mitä verkkomääräykset vaativat. Näitä toimintoja ovat muun muassa verkon tasapainoa ja sähkönlaatua parantavat tekijät.

Verkon vinokuormitustilanteissa eri vaiheita on kuormitettu epätasaisesti. Täysehokkonvertterilla voidaan vinokuormitustilanteissa syöttää eri tehomääriä eri vaiheisiin ja täten tasapainottaa verkon kuormitusta. Kuinka paljon vinokuormitusta voidaan tasapainottaa, riippuu verkon vahvuudesta, jännitteestä ja epäsymmetrian tasosta.

Täysehokkonvertteri aiheuttaa sähköverkkoon harmonisia yliaaltoja, mutta sillä voidaan myös periaatteessa suodattaa verkossa esiintyviä harmonisia komponentteja. Täysehokkonvertterilla voidaan tarkkailla verkossa esiintyviä harmonisia komponentteja ja tarpeen tullen luoda niille vastakomponentti, jolloin vastakkaiset komponentit kumoavat toisensa. Yksittäisiä taajuuksia ei kuitenkaan voida suodattaa vaan suodatus

perustuu jonkin taajuusalueen suodattamiseen. Tällä saadaan kuitenkin suurimmat yliaallot suodatettua ja sähkönlaatua parannettua.

Nykyisissä verkoissa taajuutta säädetään yleensä vesivoimalaitoksilla tai muilla helposti säädettävillä voimalaitoksilla. Täystehokonvertteri mahdollistaa kuitenkin tuulivoimalan osallistumisen taajuussäätöön. Tämä on mahdollista ajamalla tuulivoimalaa verkon normaalioloissa osatehoilla ja nostamalla voimalan tehoja tarvittaessa taajuussäätöä. Tuulivoimaa voitaisiin käyttää taajuussäätöön, mikäli tuulisähkön tuottajille maksettaisiin jonkinlainen korvaus tuulivoimalan käyttämisestä osatehoilla.

7.2 Älykkäiden sähköverkkojen tuomat mahdollisuudet

Älykkäät sähköverkot tuovat sähköverkon komponenttien välille paremmat kommunikointi mahdollisuudet. Laitteiden välinen kommunikointi tuo myös mahdollisuuden ohjata kuormia ja energialähteitä verkon eri tilojen mukaan. Tämä parantaa varsinkin tuulivoiman asemaa, jonka tuotantoteho riippuu tuulen voimakkuudesta.

Nykyisissä sähköverkoissa tuotanto seuraa verkon kuormitusta. Älykkäissä sähköverkoissa tämä voidaan muuttaa siten, että kuorma seuraa tuotantoa. Ohjattavien kuormien ansiosta älykkäissä sähköverkoissa voidaan muun muassa hyödyntää tuulivoiman vaihtelevaa tehontuotantoa vähentämällä kuormaa tuulivoimasta saatavan tehon laskiessa. Tehovajetta voidaan tukea myös energiavarastoilla, kuten sähköautojen akuilla. Tuulivoiman tehon ylittäessä verkossa olevan kuorman tarpeen voidaan kuormaa taas lisätä. Tämä mahdollistaa tuulivoimakapasiteetin lisäämisen sähköverkossa.

Nykyisissä verkoissa tuulivoiman käyttö saarekkeessa on teknisesti mahdollista, mutta älykkäät sähköverkot luovat paremmat mahdollisuudet tuulivoiman saarekekäyttöön. Saarekekäyttö avaa mahdollisuuden korkeamman käyttövarmuuden saavuttamiseksi jakeluverkoissa. Keskeytyskustannusten pienentyminen ja tuulivoimatuottajien lisääntynyt tehonsyöttö kannustavatkin tuulivoiman saarekekäyttöön. Nykyisissä verkoissa suojaukset, saarekkeen tunnistaminen, taajuussäätö ja varsinkin jakeluverkoista puuttuva loistehontuotanto on rajoittanut tuulivoiman käyttöä saarekkeessa. Näistä ongelmista monet voidaan ratkaista älykkäiden sähköverkkojen avulla. Laitteistojen välisellä

kommunikoinnilla tuulivoimaloille voidaan ilmoittaa, kun ne ovat joutumassa saarekkeeseen. Tuulivoimaloilta taas voidaan antaa tietoa ennustetusta tulevasta tehokapasiteetista. Saatavilla tiedoilla ja ohjattavien kuormien ja energiavarastojen ansiosta voidaankin päättää pystyykö ja voiko tuulivoimala jäädä syöttämään verkkoa saarekkeessa. Ja vaikka tuulivoimalat eivät yksin pystyisi ylläpitämään saarekettä, voitaisiin niillä tukea huomattavasti saarekekäyttöä nykyistä paremmin.

Tuulivoimaloiden täystehokonverttereita voidaan verkon välisellä kommunikoinnilla käyttää myös erilaisien tilatietojen keräämisessä. Täystehokonvertteri voi esimerkiksi ilmoittaa millainen vika verkossa on tapahtunut, kuinka suuren jännitteenaleneman se on aiheuttanut ja oliko vika symmetrinen vai epäsymmetrinen. Sitä voidaan käyttää myös sähköverkon vian paikannuksen apuna, joka auttaa verkon vian paikallistamista ja lyhentää käyttökatkoksia. Täystehokonvertterilta saadaan myös reaaliaikaiset tiedot verkon jännitetasosta, taajuudesta, sähkönlaadusta ja verkkoon syötetystä tehosta, joilla verkkoa voidaan ohjata paremmin.

Älykkäät sähköverkot mahdollistavat tuulivoimaloiden ja niiden täystehokonverttereiden tehokkaan käytön. Edellä esitettyjen toimintojen lisäksi saattaa älykkäiden sähköverkkojen yleistyessä ilmetä muitakin hyödyllisiä toimintoja, joita voidaan käyttää sähköverkon toiminnan parantamiseen. Tekniikan kehittyessä ja halvetessa entisestään saadaan aikaiseksi myös huomattavia säästöjä, täystehokonverttereiden korvattaessa muita verkon komponentteja ja parantaessa verkon luotettavuutta.

7.3 Tuulivoimalan ja täystehokonvertterin kohtaamia haasteita älykkäissä sähköverkoissa

Älykkäät sähköverkot ja tiukkenevat verkkomääräykset saattavat tuoda tuulivoimaloille ja niiden täystehokonverttereille myös haasteita monien mahdollisuuksien vastapainoksi. Tuulivoimaloiden tuleekin pystyä selvittämään tulevat haasteet menettämättä kilpailukykyään muihin energiantuotantotapoihin verrattuna. Odottamattomiin ongelmiin on myös pystyttävä varautumaan.

Tuulivoimaloiden haastavimmat verkkomääräykset nykyään ovat pääasiassa FRT-vaatimukset. Vian aikaisien alijännitteiden aikana joudutaan voimalasta saatava teho

ajamaan esimerkiksi vastuksiin. Kun voimalan vaaditaan pysyvän verkossa pidempiä aikoja, joudutaan voimalan vastuksia suurentamaan tai niiden jäähdytystä parantamaan. Myös korkeat ylijännitevaatimukset ovat vaikeita toteuttaa, sillä jännitetason noustessa myös konvertterin välipiirin jännite nousee. Välipiirin jännite ei kuitenkaan voi nousta mahdollisesti ennenkuin voimala on irroitettava verkosta laitteistovaurioiden ehkäisemiseksi.

Tulevaisuudessa sähkönlaadun vaatimukset saattavat myös tiukentua, joka velvoittaa tuulivoimaloita suodattamaan verkkoon tuottamiensa häiriöitä paremmin ja vaimentamaan tehovaihteluita. Nämä eivät ole teknisesti mahdollisia toteuttaa, mutta lisäävät tuulivoimalan investointikustannuksia.

Nykyiset tuulivoimalat pystyvät täyttämään niille asetetut vaatimukset. Entistä tiukemmat verkkomääräykset saattavat kuitenkin johtaa tuulivoimaloissa huomattavan kalliisiin ja monimutkaisiin teknisiin ratkaisuihin, jotka vähentävät tuulivoimaloiden kilpailukykyä. Tuulivoimaloiden ja täystehokonverttereiden kehittäjien on pystyttävä tuomaan kustannustehokkaita ratkaisuja tuulivoiman kilpailukyvyn säilyttämiseksi. Tämä onkin suurin haaste tulevaisuuden verkoissa.

8 YHTEENVETO JA JOHTOPÄÄTÖKSET

Diplomityön tavoitteena oli tutkia tuulivoimatekniikkaa ja nykyisiä verkkomääräyksiä sekä arvioida kuinka verkkomääräykset tulevat kehittymään tulevaisuudessa älykkäiden sähköverkkojen kannalta. Verkkomääräyksiä käsiteltiin pääosin siirtoverkkotasolla. Työssä otettiin myös kantaa siihen, kuinka täystehokonvertteri voi vastata nykyisiin sekä tuleviin verkkomääräyksiin.

Tuulivoimatekniikka on kehittynyt huomattavasti viime vuosina. Nykyinen tuulivoimatekniikka luo mahdollisuuden entistä laaja-alaisempaan tuulivoiman käyttöön. Tuulivoimakapasiteetti onkin kasvanut nopeaa tahtia maailmassa. Nykyisillä tekniikoilla voidaan vastata hyvin sekä voimassa oleviin verkko-operaattoreiden vaatimiin verkkomääräyksiin että älykkäiden sähköverkkojen vaatimiin tuleviin haasteisiin. Älykkäät sähköverkot lisäävätkin tuulivoiman potentiaalisia käyttömahdollisuuksia.

Nykyisiä verkkomääräyksiä tutkittiin viidestä eri Euroopan maasta sekä Yhdysvalloista. Tutkittavina Euroopan maina oli Tanska, Suomi, Saksa, Irlanti sekä Espanja. Yhdysvaltoja käsiteltiin yhtenä kokonaisuutena. Näitä maita tutkittiin niiden erilaisten verkkorakenteiden ja suuresti vaihtelevan tuulivoimakapasiteetin takia. Tutkimuksessa huomattiinkin, että maiden verkkomääräykset vaihtelivat hyvin paljon, eikä kaikki maat olleet laatineet kovin kattavia verkkomääräyksiä tuulivoimalle.

Verkkomääräyksistä huomattiin, että verkkomääräysten kattavuudet ja vaatavuudet eivät korreloineet suoraan asennetun tuulivoimakapasiteetin määrään eivätkä verkon vahvuuteen. Yleinen linja kuitenkin oli, että paljon tuulivoimakapasiteettia omaavilla Tanskalla ja Saksalla olivat kattavimmat ja heikoksi verkoksi luettavalla Irlannilla tiukimmat verkkomääräykset. Poikkeuksia kuitenkin esiintyi huomattavan usein. Eri maiden verkkomääräyksistä voitiin myös huomata hienoista yhdenmukaisuutta tärkeimpien verkkomääräysten osalta.

Tuulivoiman verkkomääräysten kehitystä tulevaisuudessa arvioitiin nykyisten verkkomääräysten ja voimassa olevien hankkeiden perusteella. Maissa joissa on suuri

tuulivoimakapasiteetti, on myös yleisesti ottaen tiukat verkkomääräykset. Myös yhdysvalloissa pyrkimyksenä oleva verkkomääräysten kiristäminen ja Euroopassa suunnitteilla oleva verkkomääräysten harmonisointi antavat osviittaa kehityksestä. Työssä päädyttiin siihen johtopäätökseen, että tuulivoimakapasiteetin lisääntyessä ja verkkomääräyksiä harmonisoitaessa, tullaan verkkomääräyksistä tekemään hyvin kattavia, selkeitä ja todennäköisesti entistä tiukempia.

Tuulivoimaloita ja niiden täystehokonverttereita tutkittiin myös älykkään sähköverkon kannalta. Tutkimuksissa huomattiin, että älykkäät sähköverkot tuovat monia mahdollisuuksia tuulivoimaloiden tehokkaampaan ja monipuolisempaan käyttöön. Näitä etuja olivat muun muassa tuulivoimalan mahdollisuus tukea sähköverkkoa, sähkölaadun parantaminen täystehokonvertterilla ja verkon keskeytysaikojen pienentäminen tuulivoimalan saarekekäytöllä.

Työssä käy ilmi, että verkkomääräyksiä kehittämistä tulee jatkaa niin verkko-operaattoreiden, sähköntuottajien kuin komponenttien kehittäjien vuoksi. Tulevaisuudessa tullaankin varmasti näkemään harmonisoituja verkkomääräyksiä ja muiden energiatuotantolaitoksien verkkomääräyksiä muistuttavia vaatimuksia.

Tässä työssä keskityttiin vain hyvin suppeaan joukkoon verkkomääräyksistä ja niitä käsiteltiin pääosin siirtoverkkojen tasolla. Verkkomääräysten ovat tällä hetkellä myös hyvin varhaisella kehitysasteella. Tulevaisuudessa onkin aihetta tutkia verkkomääräyksiä uudelleen niiden nopean kehityksen vuoksi. Jakelu- ja pienjänniteverkot eroavat toiminnaltaan siirtoverkoista ja tästä syystä siirtoverkkojen verkkomääräyksiä ei voida soveltaa suoraan niihin. Jakelu- ja pienjänniteverkkojen verkkomääräyksiä tuleekin tutkia tarvittaessa tarkemmin erikseen. Tätä työtä voidaan käyttää hyvänä ohjenuorana tutkittaessa tuulivoimatekniikkaa, siirtoverkkojen verkkomääräyksiä ja niiden kehitystä.

LÄHDELUETTELO

- (ABB 2000) ABB. Sähkön laatu. ABB:n TTT-käsikirja 2000-7. ABB. 2000. Saatavana:
[http://www02.abb.com/global/fiabb/fiabb255.nsf/viewunid/C46D5509D325D21AC225695B002FB07B/\\$file/040_0007.pdf](http://www02.abb.com/global/fiabb/fiabb255.nsf/viewunid/C46D5509D325D21AC225695B002FB07B/$file/040_0007.pdf)
- (Ackermann 2005) Ackermann Thomas. Wind Power in Power Systems. England 2005. John Wiley & Sons Ltd. 690 sivua. ISBN 0-470-85508-8.
- (Altin 2010) Altin M., Göksu Ö., Teodorescu R., Rodriquez P., Jensen B., Helle L. Overview of Recent Grid Codes for Wind Power Integration. 12th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment. 2010. Institution of Electrical and Electronics Engineers. ISBN 978-1-4244-7020-4
- (AWEA 2010) AWEA Wind Power Outlook 2010. American Wind Energy Association. Saatavissa:
http://www.awea.org/pubs/documents/Outlook_2010.pdf
- (Baroudi 2005) Baroudi J.A., Dinavahi V., Knight A.M. A Review of Power Converter Topologies for Wind Generators. Edmonton 2005. Alta. ISBN 0-7803-8987-5.
- (Burton 2001) Burton Tony, Sharpe David, Jenkins Nick, Bossanyi Ervin. Wind Energy Handbook. 2001. John Wiley & Sons Ltd. 648 sivua. ISBN 0-471-48997-2.

- (Chen 2010) Zhe Chen. Ph.D course – Introduction to Wind Power, course material. Aalborg 2010.
- (Clemens 2005) Clemens J. International Comparison of Requirements for Connection of Wind Turbines to Power System. Wind Energy 2005. Wiley Interscience. Sivut 295-306. DOI: 10.1002/we.160.
- (DEN 2004a) Official Translation of Wind Turbines Connected to Grids with Voltages Below 100 kV - Technical Regulations for the Properties and the Control of Wind Turbines. 2004. Transmission Lines Department. Project No: 3418. Saatavissa: <http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Engelske%20dokumenter/El/Grid%20Code%203.2.6%20Wind%20Turbines%20connected%20below%20100%20kV.pdf>
- (DEN 2004b) Wind Turbines Connected to Grids with Voltages above 100 kV – Technical Regulation for the Properties and the Regulation of Wind Turbines. 2004. Elkraft System and Eltra. Saatavissa: <http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Engelske%20dokumenter/El/Grid%20Code%203.2.5%20Wind%20Turbines%20connected%20above%20100%20kV.pdf>
- (EN 50160 1999) Standard EN 50160 – Voltage Characteristics in Public Distribution Systems. 1999. CENELEC.
- (EC 2006) European Commission. European Smart Grids Technology Platform, Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the Future. 2006. 44 sivua. ISBN 92-79-01414-5.

- (Elovaara 1988) Elovaara Jarmo, Laiho Yrjö. Sähkölaitostekniikan perusteet. Helsinki 2005. ISBN 951-672-285-7
- (EMV 2004) Energiamarkkinaviraston Internet-sivut. Sähköverkonhaltijoista kertova kuvaus. 2010. Energiamarkkinavirasto. Saatavissa: <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/select.asp?gid=40>
- (EWEA 2008) EWEA Working Group on Grid Code Requirements. European Grid Code Requirements for Wind Power Generation – Position Paper. Brussels 2008. European Wind Energy Association. 12 sivua. Saatavissa: http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/position_papers/080307_WGGCR_final.pdf
- (EWEA 2009) EWEA. Harmonising Europe's Grid Codes for the Connection of Wind Power Plants to the Electricity Network. 2009. European Wind Energy Association. Position Paper. 3 sivua. Saatavissa: http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/position_papers/091210_EWEA_Harmonising_Europes_GC_s_for_the_Connection_of_Wind_Power_Plants.pdf
- (EWEA 2010) EWEA. Statistics and Targets. 2010 .European Wind Energy Association. 4 sivua. Saatavissa: http://www.ewea.org/fileadmin/swf/factsheet/1_statisticsandtargets.pdf
- (Farin 2009) Farin Juho, Peltonen Lasse, Pykälä Marja-Leena ja Uskijousenvuo Sanna. Taajuusmuuttajien rakenne, mitoitus ja

säätö generaattorikäytöissä. 2009. Valtion tieteellinen tutkimuskeskus. Tutkimusraportti VTT-R-03623-09

- (FERC 2003a) Standard Interconnection Agreements & Procedures for Large Generators. Large Generator Interconnection Agreement. 2003. Federal Energy Regulatory Commission. Saatavissa: <http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/gi/stnd-gen/2003-C-LGIA.doc>
- (FERC 2003b) Standard Interconnection Agreements for Wind Energy and Other Alternative Technologies. Large Generator Interconnection Agreement. 2003. Federal Energy Regulatory Commission. Saatavissa: <http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/gi/wind/appendix-G-lgia.doc>
- (FIN 2009a) Connection of a Wind Farm to the Main Grid - Instructions and Requirements set by Fingrid Oyj. 2009. Fingrid Oyj. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/attachments/en/services/gridservices/grid_connections/connectionwindfarm.pdf
- (FIN 2009b) Liittymissäännöt tuulivoimaloiden liittämiseksi Suomen voimansiirtoverkkoon. 2009. Fingrid Oyj. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/liittyminen/liittsaannot_tuulivoimalat.pdf
- (Funabashi 2003) Funabashi T., Koyanagi K., Yokoyama R. A Review of Islanding Detection Methods for Distributed Resources. Italy 2003. The Institute of Electrical and Electronics Engineers. 6 sivua. ISBN 0-7803-7967-5103.

- (GEF 2006) Global Environment Fund. The Emerging Smart Grid, Investment And Entrepreneurial Potential in the Electric Power Grid of the Future. 2006. Saatavissa: http://www.smartgridnews.com/artman/uploads/1/sgnr_2007_0801.pdf
- (GER 2006) Grid Code – High and Extra High Voltage. 2006. E.ON Netz GmbH. Saatavissa: http://www.eon-netz.com/pages/ehn_de/Veroeffentlichungen/Netzanschlus s/Netzanschlussregeln/ENENARHS2006eng.pdf
- (GER 2007) Transmission Code – Network and System Rules of the German Transmission System Operators. 2007. Verband der Netzbetreiber VDN. Saatavissa: [http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_TransmissionCode_2007_Network_and_System_Rules_of_theGerman_Trans mission_System_Operators/\\$file/TransmissionCode.pdf](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_TransmissionCode_2007_Network_and_System_Rules_of_theGerman_Trans mission_System_Operators/$file/TransmissionCode.pdf)
- (GER 2008) Requirements for Offshore Grid Connections in the E.ON Netz Network. 2008. E.ON Netz GmbH. Saatavissa: http://www.eon-netz.com/pages/ehn_de/Veroeffentlichun gen/Netzanschluss/Netzanschlussregeln/080702ENENAR OS2008eng.pdf
- (GER 2009) Grid Connection Code – Extra High Voltage. 2009. Transpower Stromübertragungs gmbh. Saatavissa: http://www.transpower.de/pages/tso_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Netzanschluss/Netzanschlussregeln/transp ower-NAR2009eng.pdf

- (Gjengedal 2005) Gjengedal Terje. Large-scale Wind Power Farms as Power Plants. Norway 2005. Wind Energy 2005. Wiley Interscience. Sivut 361-373. DOI: 10.1002/we.165
- (Gómez-Lázaro 2009) Gómez-Lázaro Emilio, Fuentes Juan Alvaro, Molina-García Angel, Cañas-Carretón Miguel. Characterization and Visualization of Voltage Dips in Wind Power Installations. 2009. The Institute of Electrical and Electronics Engineers. Sivut 2059-2064. ISBN 978-1-4244-2189-3.
- (GWEC 2010) Global Wind Energy Council. Table and Statistics 2009. 2010. Saatavissa: http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/statistics/gwec/GWEC_-_Table_and_Statistics_2009.pdf
- (Hammons 2008) Hammons T.J. Integrating Renewable Energy Resources into European Grids. 2008. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. Volume 30. ISSN 01420615
- (Heyerman 2009) Heyerman David. The Smart Grid Frontier: Wide Open. 2009. Tinycomb tech news. Saatavissa: <http://tinycomb.com/2009/05/03/what-is-the-smart-grid/>
- (IEEE 1993) IEEE STD 141-1993. IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants. 1993. The Institute of Electrical and Electronics Engineers. 765 sivua. ISBN 1-55937-333-4.

- (IRE 2009) EirGrid Grid Code. 2009. EirGrid. Saatavissa: <http://www.eirgrid.com/media/EirGrid%20Grid%20Code%20Version%203.4.pdf>
- (Khaligh 2010) Khaligh Alireza, Onar Omer. Energy harvesting – Solar, Wind and Ocean Energy Conversion Systems. 2010. CRC Press. Taylor & Francis Group. 350 sivua. ISBN 978-1-4398-1508-3
- (Kontturi 2008) Kontturi Marko, Ålander Jouni. Energiasäästölamppujen verkkovaikutukset. Opinnäytetyö. 2008. Pohjois-Karjalan ammattikorkeakoulu. Saatavissa: <http://www.ncp.fi/julkaisut/sahkoinenjulkaisu/Kontturi%20&%20%C3%85lander.pdf>
- (Korpinen 2010) Korpinen Leena. Yliaalto-opus. Saatavissa: <http://www.leenakorpinen.fi/archive/opukset/yliaalto-opus.pdf>
- (Kumpulainen 2006) Kumpulainen Lauri, Ristolainen Ilari. Sähkönjakeluverkon ja siihen liitetyn hajautetun tuotannon sähköteknisen suojauksen kehittäminen. 2006. VTT Technical Research Centre of Finland. 144 sivua. VTT-R-05644-06.
- (Laaksonen 2003) Laaksonen Hannu, Repo Sami. Tuulivoimateknologia sähkönjakeluverkossa. Tampere 2003. Tampereen Teknillinen Yliopisto. 88 sivua. ISBN 952-15-1045-5. ISSN 1459-529X.
- (Mahat 2008) Mahat Pukar, Chen Zhe, Bak-Jensen Birgitte. Review of Islanding Detection Methods for Distributed Generation.

Nanjing, China 2008. The Institute of Electrical and Electronics Engineers. 6 sivua. ISBN 978-7-900714-13-8.

- (Mazza 2005) Mazza P. Powering Up the Smart Grid. A Special Report from Climate Solutions. 2008. Climate Solutions. Saatavissa: <http://climatesolutions.org/solutions/reports/powering-up-the-smart-grid-a-northwest-initiative-for-job-creation-energy-security-and-clean-affordable-electricity/PoweringUpTheSmartGrid.pdf>
- (Miner 2010) Miner Stephen. U.S Wind Industry: On the Move. Varsova 2010. EWEC 2010 conference.
- (Morren 2006) Morren J. de Haan S.W.H. Kling W.L. Ferreira J.A. Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary Frequency Control. 2006. The Institute of Electrical and Electronics Engineers. 2 sivua. ISSN 0885-8950.
- (Mulhausen 2010) Mulhausen J. Schaefer J. Mynam M. Guzman A. Donolo M. Anti-islanding Today, Successful Islanding in the Future. 2010. The Institute of Electrical and Electronics Engineers. 8 sivua. ISBN 978-1-4244-6073-1
- (Motiva 2006) Pöyry Energy Oy. Sähkön pientuotannon liittäminen verkkoon. Helsinki 2006. Motiva. 41 sivua. Saatavissa: http://www.motiva.fi/files/232/Sahkon_pientuotannon_liittaminen_verkkoon.pdf
- (Mäki 2003) Mäki Kari, Järventausta Pertti, Repo Sami. Tuulivoimaan perustuvan hajautetun sähköntuotannon vaikutus keskijänniteverkon suojaukseen. Tampere 2003.

Tampereen teknillinen yliopisto. 93 sivua. ISBN 952-15-1048-X

- (Nordel 2007) Nordic Grid Code, (Nordic Collection of rules). 2007. Nordel. 190 sivua. Saatavissa: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/nordic/planning/070115_entsoe_nordic_NordicGridCode.pdf
- (Partanen 2010) Partanen Jarmo. Sähkösiirtotekniikka – luentomateriaali. 2010. LUT Energia. Lappeenrannan Teknillinen Yliopisto.
- (Parthan 1997) Parthan B. Technical Standards and Legal Requirements for Wind Turbines: A Global Overview. India 1997. Indian Renewable Energy Development Agency Limited. 7 sivua. 97072
- (Realisegrid 2009) Review of existing methods for transmission planning and for grid connection of wind power plants. Project number 219123. 2009. Commission of the European Communities - Directorate General Joint Research Centre (JRC) - Institute for Energy. Saatavissa: http://realisegrid.erseweb.it/content/files/File/Publications%20and%20results/Deliverable_REALISEGRID_3.1.1.pdf
- (Repo 2000) Repo Sami. Sähkösiirtoverkon jännitestabiilisuusmarginaalin approksimointi. Tampere 2000. Tampereen teknillinen yliopisto. 84 sivua. ISBN 952-15-0435-8

- (Repo 2004a) Repo Sami. Hajautetun energiatuotannon verkkoonkytkentä. Tampere 2004. Tampereen teknillinen yliopisto. 19 sivua. Saatavissa:
http://akseli.tekes.fi/opencms/opencms/OhjelmaPortaali/ohjelmat/DENSY/fi/Dokumenttiarkisto/Viestinta_aktivointi/Seminaarit/Vuosiseminaari04/Repo.pdf
- (Repo 2004b) Repo Sirpa. Hajautettu tuotanto sähkönjakeluyhtiön verkkoliiketoiminnassa. Tampere 2004. Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto. 91 s.
- (Ruppa 2001) Ruppa Erkki. Yliaallot – materiaali. 2001. Satakunnan ammattikorkeakoulu. Tekniikan Porin yksikkö. Saatavissa:
<http://www.tp.spt.fi/~salabra/er/siirto/yliallot.doc>
- (RVPN 2010) Grid Code, Part I, General and Planning Code. 2010. Rajasthan Rajya Vidyut Prasaran Nigam Limited. 105 sivua. Saatavissa: <http://www.rajenergy.com/gc-01.pdf>
- (SFS 2010) SFS. Suomen standardoimisliiton internet sivut. Saatavissa: sfs.fi
- (SPA 2003) Instalaciones Conectadas a la Red de Transporte: Requisitos Mínimos de Diseño y Equipamiento. 2003. Red Eléctrica de Espana. Saatavissa:
http://www.ree.es/transporte/doc/TI.E_02_040_Edicion_3_REQUISITOS_INST_CONECTADAS_RdT.pdf
- (Tarjanne 2007) Tarjanne Risto. Ydinvoima ja pohjoismaiset sähkömarkkinat. ATS YG Seminaari. 2007. Lappeenrannan Teknillinen Yliopisto. Saatavissa:
http://www.ats-fns.fi/archive/esitys_tarjanne1.pdf

- (Toshiya 1999) Toshiya Ohnuki, Osamu Miyashita. A Three-phase, Active Power Filter with a Predictive-Instantaneous-Current PWM Controller. 1999. Electrical Engineering in Japan. DOI: 10.1002/(SICI)1520-6416(200002)130:3<68::AID-EEJ8>3.0.CO;2-D.
- (Tsili 2009) Tsili M., Papathanassiou S. A Review of Grid Code Technical Requirements for Wind Farms. 2009. IET Renewable Power Generation, Vol. 3, No.3. 54 sivua. Saatavissa: http://users.ntua.gr/stpapath/Paper_1.31.pdf
- (TSV 2009) Tampereen sähkölaitos. Loisteho-ohje. 2009. 4 sivua. Saatavissa: http://www.tampereensahkolaitos.fi/NR/rdonlyres/453C6A99-E6C5-44B1-8DAF-8B1B13C476E5/0/TSV_loisteho_ohje_20091118.pdf
- (Vickers 1988) Vickers, J. & Yarrow, G. Privatization: An Economic Analysis. 1988. The MIT Press. ISBN 0-262-22033-4.
- (VTT 2010) Tuulivoima tutuksi - kurssimateriaali. 2010. Tutkimuskeskus Dipoli.
- (Zeineldin 2006) Zeineldin H. Et al. Islanding Detection of Inverter-based Distributed Generation. Canada 2005. The Institution of Engineering and Technology. 9 sivua. ISSN 1350-2360.