

Tuulipuiston kytkentä sähköasemalle sähkön laadun näkökulmasta



Anna Kulmala
Joulukuu 2015



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Sisällysluettelo

Sisällysluettelo	1
1. Johdanto	2
2. Jännitetaso	2
2.1. Raja-arvot jännitetasolle	2
2.2. Jännitetason laskenta	2
2.3. Huomioitavaa säädössä, kun jakeluverkossa on tuotantoa	3
2.4. Mahdollisia jännitetasoon liittyviä ongelmia	4
3. Yksittäiset nopeat jännitemuutokset	5
3.1. Raja-arvot yksittäiselle nopealle jännitemuutokselle	5
3.2. Jännitemuutoksen laskenta	6
3.2.1. Käynnistys	7
3.2.2. Irtikytkeytyminen	8
3.2.3. Tuulennopeuden vaihtelu	9
4. Vätkyntä	9
4.1. Raja-arvot vätkynnälle	9
4.2. Tuulivoimalan vätkyntäindeksien laskenta	11
4.2.1. Vätkyntä jatkuvassa tuotantotilanteessa	11
4.2.2. Vätkyntä kytkentätilanteissa	12
5. Yliaallot	14
6. Yhteenveto	15
7. Lähteet	16

1. Johdanto

Tässä raportissa tarkastellaan tuulipuiston kytkentää sähköasemalle jännitteen laadun näkökulmasta. Jakeluverkon jännitteen laatuominaisuudet on määritelty SFS-EN 50160 standardissa [1]. Tässä raportissa huomioidaan myös kyseisen standardin liite SFS-EN 50160/A1 [2], jonka vaatimukset ovat ainakin toistaiseksi voimassa vain Norjassa. Standardi pätee normaaleissa käyttöolosuhteissa, eikä sen vaatimuksia tarvitse täyttää esimerkiksi poikkeuksellisissa syöttöjärjestelyissä.

Jännitteen laatu koostuu monista ominaisuuksista, joita ovat mm. jännitetaso ja sen vaihtelut, yliaallot, jännitekuopat, keskeytykset, ylijännitteet, nopeat jännitemuutokset ja taajuus [1]. Jakeluverkkoon liitetty tuotanto muuttaa verkon jännitetasoa, saattaa aiheuttaa nopeita jännitemuutoksia ja välkyntää sekä lisää tai vähentää yliaaltoja [3].

Tässä raportissa tarkastellaan sähköasemalle omalla lähdöllään kytketyn tuulipuiston vaikutuksia edellä mainittuihin jännitteen laatuominaisuuksiin. Olennaista on tarkastella tuulipuiston vaikutusta sähköaseman kiskojännitteen laatuun. Tuulipuiston liittymispisteen jännitteen laadusta voidaan tarvittaessa tehdä standardista poikkeava voimalan omistajan ja jakeluverkko-operaattorin välinen sopimus [1].

2. Jännitetaso

Jännitteen nousu on merkittävä hajautetun tuotannon määrää rajoittava tekijä, kun tuotantolaitos kytkeytyy johdon varrelle. Sähköasemalle kytkeytyvien laitosten tapauksessa pysyvän tilan jännitteen nousu ei pitäisi yleensä muodostua ongelmaksi, sillä sähköaseman jännitettä säädetään päämuuntajan käänikytkimen avulla ja se pystytään pitämään tuotannosta riippumatta halutulla tasolla, mikäli käänikytkimen ääriasentoa ei saavuteta.

2.1. Raja-arvot jännitetasolle

Standardi SFS-EN 50160 määrittelee, että pienjänniteverkossa vähintään 95 % 10 minuutin mittausjaksolta mitatuista jännitteen tehollisarvojen keskiarvoista on oltava välillä $U_n \pm 10\%$, missä U_n on nimellisjännite 230 V. Kaikkien jakelujännitteen tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvojen tulee olla välillä $U_n +10\% / -15\%$. Keskijänniteverkossa vähintään 99 % 10 minuutin mittausjaksolta mitatuista jännitteen tehollisarvojen keskiarvoista on oltava välillä $U_c \pm 10\%$, missä U_c on sopimuksen mukainen jakelujännite. Yksikään 10 minuutin mittausjaksolta mitatuista jännitteen tehollisarvojen keskiarvoista ei saa olla rajojen $U_c \pm 15\%$ ulkopuolella. [1]

Standardin liitteessä SFS-EN 50160/A1 asetetaan pienjänniteverkon jännitetasolle tiukemmat rajat: Pienjänniteverkon jännitteiden tulee pysyä aina välillä $U_n \pm 10\%$. Tarkastelussa käytetään jännitteen tehollisarvosta 1 minuutin jaksoilta laskettuja keskiarvoja. [2]

2.2. Jännitetason laskenta

Tuotannon aiheuttama jännitemuutos jakeluverkossa riippuu tuotantolaitoksen päto- ja loistehosta sekä verkon impedansseista. Mikäli oletetaan, että verkon jännitteet ovat lähellä nimellistä arvoa ja että jänniteosoittimien välinen kulmaero on pieni, voidaan tuotannon aiheuttama jännitetason muutos suhteellisarvona laskea seuraavasti:

$$\Delta U = \frac{RP + XQ}{U_N^2} \quad (2.1)$$

, missä R on liittymispisteen oikosulkuresistanssi, X liittymispisteen oikosulkureaktanssi, P pätötehon suuruus, Q loistehon suuruus ja U_N jännitteen nimellisarvo. Kun tarkastellaan sähköasemalle kytkeytyvää tuulipuistoa, koostuvat impedanssiarvot R ja X päämuuntajan ja syöttävän verkon impedansseista. On huomattava käyttää 20 kV:n jännitetasoon redusoituja impedanssiarvoja.

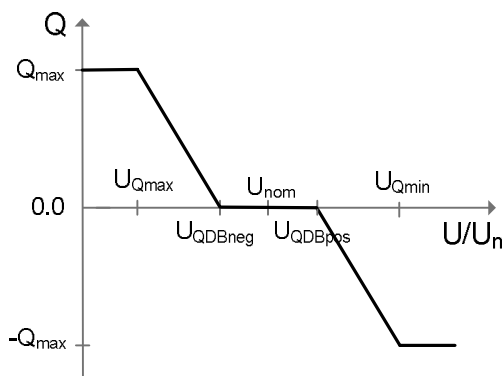
Yhtälöstä (2.1) voidaan laskea tuotantolaitoksen aiheuttama jännitemuutos sähköasemalla, kun käämikytkimen asento pysyy vakiona. Siitä ei siis voida laskea pysyvän tilan jännitemuutosta, jos käämikytkimen säätö on normaalisti toiminnassa.

2.3. Huomioitavaa säädössä, kun jakeluverkossa on tuotantoa

Päämuuntajan käämikytkintä säädetään jännitteensäätöreleen (engl. automatic voltage control (AVC) relay) avulla. Jännitteensäätörele toimii joko vakiojännite- tai compoundisäädössä. Vakiojännitesäädössä sähköaseman alajännitekiskon jännite pyritään pitämään vakiona. Compoundisäädössä alajännitekiskon jännitteen tavoitearvoa muutetaan muuntajan läpi kulkevan kuormitusvirran funktiona. [4]

Kun jännitteensäätörele toimii vakiojännitesäädössä, sähköasemalle kytkeytyvä tuulipuisto ei vaikuta verkon jännitetasoihin, sillä jännitteensäätörele pitää sähköaseman jännitteen tuotannosta riippumatta epäherkkyyalueensa (engl. deadband) sisällä. Kun jännitteensäätörele toimii compoundisäädössä, tuulipuiston vaikutus muuntajan läpi kulkevaan kuormitusvirtaan tulee huomioida, jotta säätö toimii kuormituslähtöjen kannalta katsottuna oikein. Mikäli tuotantoa ei säädössä huomioida, pienenee kuluttajien kokema jännitetaso silloin, kun tuulipuisto tuottaa tehoa.

Elenian menettelyohjeessa [5] suositellaan tuulivoimalan ensisijaiseksi loistehonsäätömenetelmäksi vakiojännitesäätöä. Sähköasemalle kytkeytyvän tuulivoimalan tapauksessa vakiojännite- tai vakiotehokerroinsäätö voi olla parempi ratkaisu. Mikäli tuulivoimala toimii vakiojännitesäädössä, reagoi se sähköaseman jännitteenmuutokseen aina nopeammin kuin käämikytkin. Tällöin on mahdollista, että joissain tilanteissa tuulivoimala tuottaa tai kuluttaa suuren määrän loistehoa, vaikka samaan jännitteeseen olisi päästy käämikytkimen säädölläkin. Toisaalta loistehonsäädön nopeus on myös etu, sillä sen avulla sähköaseman jännite saadaan liikahtamaan sopivaan suuntaan nopeammin kuin pelkkää käämikytkintä käyttämällä. Mikäli jännitteensäätömoodi on tarpeellinen, kannattaa siinä käyttää epäherkkyyalueita (deadband) (kts. kuva 2-1).



Kuva 2-1. Jännitteensäätäjän toiminta jännitteensäätömoodissa, kun säädössä on myös epäherkkyyalue.

2.4. Mahdollisia jännitetasoon liittyviä ongelmia

Sähköasemalle kytkeytyvä tuulipuisto ei aiheuta jakeluverkossa ongelmia pysyvän tilan jännitetasossa, mikäli sähköaseman jännitteensäätörele on jännitteensäätömoodissa ja käämikytkimen säätövara riittää.

Hetkellisiä jännitetaso-ongelmia voi silti käämikytkimen viiveen aikana muodostua. Vaihtelut tuulivoimalan ulostulotehossa muuttavat sähköaseman jännitettä yhtälön (2.1) mukaisesti. Ulostulotehon vaihtelut voivat johtua tuulennopeuden vaihteluista tai tuulivoimayksiköiden verkkoon- ja irtikytkeytymisistä. Ulostulotehon vaihtelusta johtuvien jännitevaihteluiden tulee olla sellaisia, että sekä jännitetasolle että nopeille jännitemuutoksille asetetut ehdot täyttyvät. Nopeita jännitemuutoksia käsitellään luvussa 3.

Kun ulostulotehon muutoksia tarkastellaan jännitetaso näkökulmasta, tulee varmistua siitä, että ulostulotehon muutoksista aiheutuvat muutokset eivät ole niin suuria ja nopeita, että sähköaseman jännite muuttuu liiaksi ennen kuin käämikytkin ehtii toimia. Jännitteen raja-arvot eivät ylitä sähköasemalla, mutta on varmistuttava myös siitä, että jännitteet muualla verkossa pysyvät sallitulla tasolla. Elenia määrittelee kiskojaännitteen maksimivaihteluväliksi normaalissa käyttötilanteessa $\pm 3\%$ U_n .

Jos toimitaan vakiotehokertoimella, tehon maksimimuutos käämikytkimen säädön viiveen aikana voidaan laskea yhtälöstä (2.1) seuraavasti

$$\Delta P_{\Delta U_{max}} = \frac{\Delta U_{max} \cdot U_N^2}{R + \tan \phi X} \quad (2.2)$$

, missä ΔU_{max} on 0.03 (3%). Jos toimitaan vakioiloistehosäädössä, saadaan jännitemuutos laskettua yhtälöstä (2.1.) seuraavasti

$$\Delta P_{\Delta U_{max}} = \frac{\Delta U_{max} \cdot U_N^2}{R} \quad (2.3)$$

Vakiojännitesäädössä pätötehon muutoksen aiheuttama jännitemuutos on vielä pienempi, sillä loistehon säädöllä pyritään pitämään jännite lähellä asetusarvoaan. Vakiojännitesäädössä jännitemuutoksen suuruus riippuu säätäjän parametreista (droop, deadband), eikä yllä olevan kaltaista yksinkertaista yhtälöä voida johtaa. Jännitemuutos voidaan määrittää simuloimalla tai voidaan koodata yksinkertainen ohjelma tarkoitusta varten.

Jos yllä olevista yhtälöistä tai simuloinnista saatu tehonmuutos on suurempi kuin voimalaitoksen nimellisteho, ei ongelmaa jännitetaso kanssa voi tulla. Mikäli tehonmuutos on pienempi kuin nimellisteho, tulee tarkastella tuulennopeuden käyttäytymistä kyseisessä liittymispisteessä ja määrittää sen perusteella, onko mahdollista, että tehonmuutos käämikytkimen säädön viiveen aikana on säännöllisesti suurempi kuin suurin sallittu muutos $\Delta P_{\Delta U_{max}}$.

Tuulennopeuden ja siis myös tuulivoimalan tehon minuuttivaihteluista on vaikea löytää mittaustietoa, sillä useimmat mittaustulokset on annettu viiden tai kymmenen minuutin keskiarvoina. Lisäksi tuulennopeuden vaihtelut riippuvat tuulivoimalan sijainnista. Lähteessä [6] tarkastellaan yhden minuutin keskiarvoja ja todetaan, että tuulivoimalan tehonmuutos minuutin aikana on erittäin suurella todennäköisyydellä korkeintaan 10 % nimellistehosta. Toisaalta lähteessä [7], jossa on tarkasteltu 5 minuutin keskiarvoja, todetaan, että yksittäisen tuulipuiston ulostuloteho voi muuttua nimellistehosta nollaan tai toisinpäin muutaman minuutin aikana ja että tällainen käyttäytyminen ei ole harvinaista.

Suomalaisen tuulivoimatutkijan näkemys oli, että puuskaisessa tuulessa vaihtelut lienevät minuutissa luokkaa 20-30 % ja joitain yksittäisiä jopa 50 prosentin vaihteluita saattaa olla mukana. Melko turvallinen arvio voisi olla sellainen, jossa oletetaan maksimimuutokseksi minuutissa 50 % tuulivoimalan nimellistehosta ja hyväksytään tuulivoimalan verkkoonliityntä ilman jatkoselvityksiä, mikäli tämä maksimimuutos on pienempi kuin yhtälöstä (2.2) laskettu tehonmuutos. Jos tämä ehto ei täyty, voidaan harkinnan mukaan tai mittausten perusteella olettaa maksimitehonmuutos pienemmäksi kuin 50 %.

Tarvittaessa voidaan asettaa vaatimuksia voimalaitoksen pätötehon tuotannon muutosnopeudelle Fingridin voimalaitosten järjestelmäteknisten vaatimusten [8] mukaisesti. VJV toteaa, että tehon muutosnopeuden asetteluarvo tulee pystyä määrittämään vähintään alueella, jonka minimiarvo on 10 prosenttia mitoitustehosta minuutissa ja maksimiarvo on sata prosenttia mitoitustehosta minuutissa ($0,1 \times P_{\max}/\min \dots 1,0 \times P_{\max}/\min$). Tuulennopeuden heiketessä ei tarvitse pystyä rajoittamaan muutosnopeutta, mikä tulee huomioida liittämistarkasteluissa.

3. Yksittäiset nopeat jännitemuutokset

Yksittäiset nopeat jännitemuutokset liittyvät lähinnä kytkentätilanteisiin. Myös tuulennopeuden vaihtelu aiheuttaa nopeita jännitemuutoksia, mutta ne tuskin ylittävät yksittäisille nopeille jännitemuutoksille asetettuja rajoja (kts. luku 3.2.3).

3.1. Raja-arvot yksittäiselle nopealle jännitemuutokselle

SFS-EN 50160 antaa nopeille jännitemuutoksille vain viitteellisiä arvoja. Keski-jänniteverkon nopeat jännitemuutokset eivät ylitä arvoa 4 % arvosta U_C , mutta lyhytkestoisia jännitemuutoksia, jotka ovat jopa 6 % arvosta U_C , saattaa esiintyä muutamia kertoja päivässä joissakin olosuhteissa. Nopealla jännitemuutoksella tarkoitetaan jännitteen tehollisarvon nopeaa muutosta kahden peräkkäisen tason välillä. [1]

SFS-EN 50160/A1 määrittelee nopeat jännitemuutokset tarkemmin ja antaa niille myös raja-arvoja. Yksittäinen nopea jännitemuutos on jännitteen tehollisarvon muutos, jonka muutosnopeus on vähintään 0,5 % sopimuksen mukaisesta jakelujännitteestä sekunnissa. Standardissa erotetaan pysyvän tilan nopea jännitemuutos ja maksimijännitemuutos: [2]

$$\%U_{\text{steadystate}} = \frac{\Delta U_{\text{steadystate}}}{U_{\text{agreed}}} \cdot 100\% \quad (3.1)$$

$$\%U_{\text{max}} = \frac{\Delta U_{\text{max}}}{U_{\text{agreed}}} \cdot 100\% \quad (3.2)$$

Jännitemuutoksille asetetut rajat on esitetty taulukossa 3-1. Yksittäiselle jännitemuutokselle ei määritellä maksimiarvoa

Taulukko 3-1. SFS-EN 50160/A1 rajat nopeille jännitemuutoksille. [2]

Jännitemuutoksen suuruus	Suurin sallittu lukumäärä 24 tunnin ajanjaksolla	
	$0,23 \text{ kV} \leq U_n \leq 35 \text{ kV}$	$U_n > 35 \text{ kV}$
$\Delta U_{\text{steadystate}} \geq 3 \%$	24	12
$\Delta U_{\text{max}} \geq 5 \%$	24	12

Standardissa IEC 61000-3-7 annetaan suunnittelurajoiksi nopeille jännitemuutoksille taulukossa 3-2 esitetyt arvot [9]. Taulukon 3-1 rajat ovat näitä tiukemmat.

Taulukko 3-2. IEC 61000-3-7 asettamat rajat nopeille jännitemuutoksille. [9]

Jännitemuutosten lukumäärä n	$\Delta U/U_n$ [%]	
	$1 \text{ kV} < U_n \leq 35 \text{ kV}$	$U_n > 35 \text{ kV}$
$n \leq 4$ päivässä	5-6	3-4
$n \leq 2$ tunnissa ja > 4 päivässä	4	3
$2 < n \leq 10$ tunnissa	3	2,5

Fingridin voimalaitosten järjestelmäteknisissä vaatimuksissa [8] todetaan, että tuulivoimalaitoksen kytkeminen sähköjärjestelmään ei saa aiheuttaa yli 3 %:n muutosta tuulivoimalaitoksen VJV-referenssipisteen jännitteessä. Lisäksi Fingrid toteaa lähteessä [10], että 110 kV:n verkossa nopeat jännitemuutokset eivät ylitä arvoja:

- <6 % kerran vuorokaudessa
- <4 % alle 24 kertaa vuorokaudessa
- <3 % yli 24 kertaa vuorokaudessa

Sähköasemalle kytkeytyvän tuulipuiston aiheuttama nopea jännitemuutos näyttää jakeluverkon näkökulmasta jokseenkin samalta kuin nopea jännitemuutos 110 kV:n verkon jännitteessä.

Elenian suunnitteluohjeessa [11] nopean jännitemuutoksen maksimiarvoksi on asetettu 5 %, jolloin jää prosentin marginaali lähteissä [1] ja [10] esitettyyn 6 prosentin rajaan.

Yhteenvedona voidaan todeta, että kun tarkastellaan pysyvän tilan nopeaa jännitemuutosta $\Delta U_{\text{steadystate}}$ sähköaseman kiskossa, saa yli kolmen prosentin suuruinen jännitemuutos tapahtua korkeintaan 24 kertaa vuorokaudessa ja suurin yksittäinen muutos voi olla korkeintaan 5 prosenttia.

Sähköasemalle kytkeytyvän tuulipuiston tapauksessa seuraavien ehtojen tulee täyttyä:

1. Tuulipuiston kytkeminen sähkövoimajärjestelmään ei saa aiheuttaa yli 3 prosentin muutosta sähköaseman jännitteessä. [8]
2. Tuulipuiston irtikytkeytyminen ei saa aiheuttaa yli 5 prosentin muutosta sähköaseman jännitteessä.
3. Yli 3 prosentin suuruisia yksittäisiä jännitemuutoksia ei saa tapahtua useammin kuin 24 kertaa vuorokaudessa. Näitä tarkasteltaessa tulee huomioida myös mahdollisista muista lähteistä aiheutuvat nopeat jännitemuutokset. Tämä ei toistaiseksi ole vaatimus standardissa SFS-EN 50160 [1].

Ehdoista kaksi ensimmäistä koskee kytkentätilanteita. Viimeinen voi jäädä täyttymättä, jos irtikytkeytymisiä suurella teholla tapahtuu useammin 24 kertaa vuorokaudessa tai jos tuulennopeuden vaihtelusta aiheutuu raja-arvoa suurempia nopeita jännitemuutoksia.

3.2. Jännitemuutoksen laskenta

Elenian suunnitteluohjeessa [11] ja lähteissä [12] ja [13] nopea jännitemuutos tuotantolaitoksen käynnistymistilanteessa lasketaan seuraavasti:

$$\Delta U = k_{imax} \cdot \frac{S_N}{S_k} \quad (3.3)$$

missä k_{imax} on käynnistysvirtakerroin, S_N tuotantolaitoksen nimellisteho ja S_k liittymispisteen oikosulkuteho. Yhtälö (3.3) on johdettu yhtälöstä (2.1), kun oletetaan, että tuotantolaitoksen ottama virta on käynnistymishetkellä puhdasta loisvirtaa.

Yhtälöstä (3.3) voi laskea jännitemuutoksen suuruuden käynnistysvirtapiikin aikana, kun tuotantolaitos kytkeytyy verkkoon oikosulkugeneraattorin välityksellä, sillä oikosulkugeneraattorin käynnistysvirta on pääosin loisvirtaa. Mikäli tuotantolaitos kytkeytyy verkkoon taajuusmuuttajan tai tahtigeneraattorin välityksellä, antaa yhtälö (3.3) jännitemuutokselle huomattavasti todellista suuremman arvon, vaikka käynnistysvirtakerroin asetettaisiin arvoon yksi, sillä laitos ei käynnistyshetkelläkään ota nimellistehonsa suuruista loistehoa.

Tässä raportissa jännitemuutos lasketaan joko tehonmuutoksista käyttäen yhtälöä (2.1) tai virroista seuraavasti:

$$\Delta U = R \cdot \Delta I_p + X \cdot \Delta I_q \quad (3.4)$$

, missä ΔI_p on pätövirran muutos ja ΔI_q loisvirran muutos.

Seuraavissa alakohdissa käsitellään jännitemuutoksen laskentaa kussakin tarkasteltavassa tapauksessa.

3.2.1. Käynnistys

Käynnistymisen osalta tuulivoimalan teknisellä toteutuksella on suuri merkitys. Oikosulkugeneraattorit ottavat käynnistyshetkellä nimellistä suuremman käynnistysvirran. Tahtigeneraattorin käynnistysvirran pitäisi jäädä lähelle nimellistä, kun laitos tahdistetaan asianmukaisesti verkkoon. Taajuudenmuuttajan välityksellä verkkoon kytkeytyvän laitoksen käynnistysvirta voidaan rajoittaa jopa nimellistä pienempiin arvoihin.

Jännitemuutos laitoksen käynnistyessä lasketaan ensisijaisesti yhtälöstä (3.4) käyttäen asiakkaan toimittamia käynnistysvirtoja. Mikäli käynnistysvirrat eivät ole saatavilla, käytetään yhtälöä (2.1).

Oikosulkugeneraattorin tapauksessa käynnistysvirta on pääosin loisvirtaa. Kun lasketaan jännitemuutosta kaavasta (2.1), asetetaan pätötehon muutos ΔP nolaksi ja loistehon muutos ΔQ arvoon $-k_{imax} \cdot S_N$. Jännitemuutoksen arvoksi saadaan siis:

$$\Delta U_{käynnistys} = \frac{-X \cdot k_{imax} \cdot S_N}{U_N^2} \quad (3.5)$$

Käynnistysvirtakertoimen arvona käytetään asiakkaan toimittamia selkeästi dokumentoituja arvoja. Mikäli arvoja ei ole saatavilla, käytetään arvoa 8 [11]. Käynnistysvirtaa voidaan rajoittaa esimerkiksi pehmökäynnistimen avulla.

Taajuudenmuuttajan välityksellä verkkoon liittyvän yksikön tapauksessa käynnistysvirta voidaan rajoittaa jopa nimellistä pienemmäksi ja loistehopiikkiä ei esiinny. Näiden yksiköiden kohdalla käynnistys aiheuttama jännitemuutos lasketaan

$$\Delta U = k_{imax} \cdot \frac{R\Delta P + X\Delta Q}{U_N^2} \quad (3.6)$$

, missä ΔP on nimellinen pätöteho ja ΔQ nimellinen loisteho. Käynnistysvirtakertoimena käytetään arvoa 1,2 [11], mikäli asiakas ei ole toimittanut käynnistysvirtatietoja.

Mikäli tuulivoimala koostuu useammasta yksiköstä, voidaan yksiköt kytkeä verkkoon porrastetusti, jolloin käynnistykseen aiheuttama jännitemuutos määritetään yhdelle yksikölle kerrallaan. Mikäli verkkoonkytkentää ei ole porrastettu, tarkastellaan laskennassa kaikkien yksiköiden yhtäaikaista verkkoonkytketymistä.

Fingridin voimalaitosten järjestelmäteknisissä vaatimuksissa [8] todetaan, että tarpeesta rajoittaa pätötehon tuotannon nousunopeutta tuulivoimalaitoksen tehoajon käynnistämisen yhteydessä voidaan sopia erikseen. Lisäksi sanotaan, että voimalaitoksen tuotannon automaattisesta aloittamisesta sähköverkosta irtikytketymisen jälkeen on sovittava erikseen liittymispisteen verkonhaltijan kanssa. [8] Tuulivoimalan pätötehon muutosnopeudelle ja verkkoonkytketymisten taajuudelle voidaan siis tarvittaessa esittää ehtoja. Koska nopea jännitemuutos rajoitetaan käynnistystilanteessa kuitenkin joka tapauksessa alle 3 prosentin tasolle, ei käynnistymisten taajuudelle aseteta missään lähteessä ehtoja. Käynnistymisten taajuutta saattaa sen sijaan rajoittaa niiden aiheuttama mahdollinen välkyntä, jota käsitellään myöhemmin luvussa 4.2.2.

3.2.2. Irtikytketyminen

Nopea jännitemuutos laitoksen irtikytketyessä lasketaan kaikkien verkkoonliityntätyyppien kohdalla yhtälöstä (2.1). Pätö- ja loistehon arvoina käytetään nimellisiä tehoja.

Jännitemuutosta laskettaessa on määritettävä, onko useamman voimalayksikön yhtäaikainen irtoaminen verkosta todennäköistä. Hyvä oletus on suorittaa laskenta sellaiselle yksikköjen joukolla, joka sijoittuu yhden kytkinlaitteen taakse. Koko lähdön verkosta irtoaminen suuren tuotannon aikaan on harvinaista ja raja-arvona voidaankin käyttää yksittäiselle jännitemuutokselle asetettua ylärajaa 5 prosenttia.

Irtikytketymisen osalta tulee tarkastella myös myrskytilanteita, jolloin tuuliturbiinit irrotetaan verkosta suuren tuulennopeuden vuoksi. Tällöin verkosta voi irrota lyhyen ajanjakson sisällä useamman kytkinlaitteen takana sijaitseva tuotanto. VJV-vaatimuksissa [8] todetaan, että tuulivoimalaitoksen tuuliturbiinigeneraattorit eivät saa pysähtyä yhtä aikaa suuren tuulennopeuden vuoksi. Pysäytyksen tulee olla porrastettu ja porrastuksen tulee perustua tuuliturbiinigeneraattoreiden kykyyn toimia turvallisesti voimakkaalla tuulella. Porrastuksen viiveet tulee asettaa siten, että jännitetaso ei tule myrskytilanteessa ongelmaksi eli että käämikytkin ehtii toimia ennen kuin koko puisto on irrotettu, mikäli tästä aiheutuisi jännitetaso-ongelmia sähköaseman kiskossa tai muissa verkon osissa.

Irtikytketymisen aiheuttamalle jännitemuutokselle sallitaan suurempi arvo kuin kolme prosenttia, jolloin jännitemuutos saa tapahtua korkeintaan 24 kertaa vuorokaudessa. Vikatilanteista johtuvat koko lähdön kerrallaan irtikytkävät tapahtumat ovat harvinaisia. Suuresta tuulennopeudesta johtuvan irtoamisen ei puolestaan pitäisi aiheuttaa suurempaa jännitemuutosta kuin tuuliturbiinin käynnistymisen, jos yksiköt irtikytketyvät porrastetusti eli kolmen prosentin rajan ei pitäisi ylittyä. Tästä poikkeuksen muodostavat tilanteet, joissa käynnistysvirta on nimellistä pienempi.

Yhteenvetona voidaan siis todeta, että kun tarkastellaan laitoksen irtikytketymisen aiheuttamaa nopeaa jännitemuutosta ja oletetaan, että turbiinit irtikytketään myrskytilanteessa porrastetusti VJV-vaatimusten mukaisesti, riittää, että lasketaan nopea jännitemuutos, kun yksi lähtö irtioo verkosta. Tämän jännitemuutoksen tulee olla raja-arvoa 5 prosenttia pienempi.

3.2.3. Tuulennopeuden vaihtelu

Myös tuulennopeuden vaihtelu voi aiheuttaa nopeita jännitemuutoksia. Tuulennopeuden vaihtelut ovat yleensä askelmuutosta loivempia, jolloin niiden aiheuttamat jännitemuutoksetkaan eivät ole askelmaisia [3]. Tuulivoimalan ulostulotehon muutokset ja näin ollen myös jännitemuutokset liittymispisteessä riippuvat sekä tuulen ominaisuuksista että tuulivoimalan teknisestä toteutuksesta.

Yksittäinen nopea jännitemuutos on lähteessä [2] määritelty jännitteen tehollisarvon muutoksena, jonka muutosnopeus on vähintään 0,5 % sopimuksen mukaisesta jakelujännitteestä sekunnissa. Taulukon 3-1 mukaisesti jännitemuutosten määrälle asetetaan rajoituksia, kun yksittäinen muutos on kolmea prosenttia suurempi. Yksittäisten jännitemuutosten määrää tulee siis rajoittaa, mikäli liittymispisteen jännite muuttuu enemmän kuin kolme prosenttia kuuden sekunnin aikana. Yhtälöstä 2.2 voidaan laskea arvot tehomuutokselle, joka aiheuttaisi kolmen prosentin muutoksen liittymispisteen jännitteessä, kun asetetaan ΔU_{max} on 0.03 (3%).

Lasketaan esimerkkinä tehomuutoksen arvo, kun syöttävä verkko on erittäin heikko ja voimala toimii tehokertoimella 1. Liittymispisteen oikosulkuresistanssi on 1Ω ja oikosulkureaktanssi 5Ω ja nimellisjännite 20 kV. Tällöin kolmen prosentin jännitemuutos tapahtuu, kun tuulivoimalan teho muuttuu 12 MW. Jos muuten samassa tilanteessa voimala tuottaisi loistehoa tehokertoimella 0.95, kolmen prosentin jännitemuutos tapahtuisi, kun tuulivoimalan teho muuttuisi 4.5 MW. Jos voimala kuluttaisi loistehoa samalla tehokertoimella 0.95, kolmen prosentin jännitemuutos tapahtuisi, kun tuulivoimalan teho muuttuisi 18.7 MW.

Ei ole todennäköistä, että tuulennopeuden vaihtelusta aiheutuu säännöllisesti näin suuria ja nopeita tehomuutoksia. Yksittäisten nopeiden jännitemuutosten tarkastelussa riittää siis käynnistys- ja irtikytkentätilanteiden tarkastelu.

4. Välkyntä

Toistuvat ulostulotehon muutokset voivat aiheuttaa välkyntää tuulivoimalan liittymispisteen jännitteessä. Ulostulotehon vaihtelua aiheutuu kytkentätoimenpiteistä, tuulennopeuden vaihtelusta ja tuulivoimalan teknisestä toteutuksesta. Ulostulotehon vaihtelut tulee tuntea, jotta voidaan määrittää laitoksen aiheuttama välkyntä.

4.1. Raja-arvot välkyntälle

Välkyntä häiritsevyyttä kuvataan lyhytaikaisen ja pitkäaikaisen häiritsevyyksindeksin avulla. Tarkastelujakso on lyhytaikaisen indeksin tapauksessa yleensä 10 minuuttia ja pitkäaikaisen indeksin tapauksessa 2 tuntia [14]. SFS-EN 50160 standardissa todetaan, että välkyntä pitkäaikaisen häiritsevyyksindeksin tulisi olla 95 % ajasta $P_{lt} \leq 1$. SFS-EN 50160/A1 antaa tiukemmat raja-arvot, jotka on esitetty taulukossa 4-1.

Taulukko 4-1. SFS-EN 50160/A1 rajat välkyntä häiritsevyyksindekseille [2].

	$0,23 \text{ kV} \leq U_n \leq 35 \text{ kV}$	$U_n > 35 \text{ kV}$	Aikaväli
Lyhytaikainen häiritsevyyksindeksi P_{st}	1,2	1,0	95 % ajasta
Pitkäaikainen häiritsevyyksindeksi P_{lt}	1,0	0,8	100 % ajasta

Fingrid toteaa lähteessä [10], että 110 kV:n verkossa lyhytaikainen häiritsevyysindeksi P_{st} pyritään pitämään arvon 1,0 ja pitkäaikainen häiritsevyysindeksi P_{lt} arvon 0,8 alapuolella. Välkynnän suunnitteluraja-arvoiksi kannattanee siis keski-jänniteverkossa asettaa $P_{stMV} = 1,1$ ja $P_{ltMV} = 0,9$. Nämä arvot on valittu olettaen, että jännitevaihtelun siirtymiskerroin (flicker transfer coefficient) eri jännitetasojen välillä on 1,0 eli että välkyntä ei vaimene jännitetasojen välillä [9]. Nämä raja-arvot kuvaavat kaikkien häiriölähteiden yhteisvaikutuksena syntyvää välkyntää. Yksittäisen tuulivoimalan välkyntäraajat tulee siis asettaa pienemmiksi.

Maksimiemissioraja kullekin verkkoon kytkeytyvälle välkyntälähteelle voidaan määrittää standardin 61000-3-7 mukaan [9]. Standardissa välkynnän emissiorajat jaetaan välkyntälähteille niiden nimellistehojen suhteessa.

Keski-jänniteverkkoon kytkeytyvien laitteiden yhteenlaskettu lyhytaikainen maksimivälkyntäemissio voidaan laskea yhtälöstä

$$G_{PstMV} = \sqrt[3]{L_{PstMV}^3 - T_{HV-MV}^3 \times L_{PstHV}^3} \quad (4.1)$$

, missä L_{PstMV} on keski-jänniteverkon suunnitteluraja-arvo, T_{HV-MV} jännitevaihtelun siirtymiskerroin alueverkon ja keski-jänniteverkon välillä ja L_{PstHV} alueverkon suunnitteluraja-arvon [9]. Pitkäaikaiselle välkynnän häiritsevyysindeksille pätee samanlainen yhtälö

$$G_{PltMV} = \sqrt[3]{L_{PltMV}^3 - T_{HV-MV}^3 \times L_{PltHV}^3} \quad (4.2)$$

Kun näihin yhtälöihin sijoitetaan edellä esitetyt suunnitteluraja-arvot eri jännitetasoille ja oletetaan jännitevaihtelun siirtymiskerroin ykköseksi, saadaan keski-jänniteverkkoon kytkeytyvien välkyntälähteiden yhteenlasketuiksi maksimiemissiotasoiksi $G_{PstMV} = 0,69$ ja $G_{PltMV} = 0,60$.

Välkyntäemissiorajat kullekin verkkoon kytkeytyvälle yksikölle voidaan laskea yhtälöistä

$$E_{Psti} = G_{PstMV} \cdot \sqrt[3]{\frac{S_i}{S_{tMV}}} \quad (4.3)$$

$$E_{Plti} = G_{PltMV} \cdot \sqrt[3]{\frac{S_i}{S_{tMV}}} \quad (4.4)$$

, missä S_i on tarkasteltavan yksikön nimellisteho ja S_{tMV} keski-jänniteverkkoon kytkeytyvien kuormien ja tuotantolaitosten yhteenlaskettu nimellisteho, jossa tulee pyrkiä huomioimaan mahdolliset tulevaisuudessa verkkoon liittyvät asiakkaat. Yhtälöistä (4.3) ja (4.4) lasketut välkyntäemissiorajat E_{Psti} ja E_{Plti} ovat rajat, joiden alle tuulipuiston aiheuttaman välkynnän tulee jäädä. Yhtälöissä (4.3) ja (4.4) käytetään kuutiojuurta, sillä sitä suositellaan käytettäväksi useimpien välkyntälähteiden kohdalla ("3 should be used for most types of flicker sources where the risk of coincident voltage changes is small. The majority of studies combining unrelated disturbances fall into this category and it is recommended for general use"). [9]

Pienitehoisten yksiköiden tapauksessa saattavat yhtälöistä (4.3) ja (4.4) lasketut emissiorajat jäädä epäkäytännöllisen pieniksi. Tällöin voidaan emissiorajoina käyttää arvoja $E_{Psti} = 0,35$ ja $E_{Plti} = 0,25$ [9]. Toisaalta yksityiskohtainen tarkastelu ei pienten yksiköiden kohdalla ole tyypillisesti tarpeen. IEC

61000-3-7 toteaa, että mikäli yksikön aiheuttamat tehonmuutokset ovat tiettyjä raja-arvoja pienemmät, voidaan verkkoon kytkeytyminen sallia ilman yksityiskohtaisia tarkasteluja [9]. Sähköasemalle kytkeytyvät laitokset lienevät tyypillisesti niin suuria, että yllä oleva yksityiskohtaisempi tarkastelu on tarpeen.

Verkonhaltija voi harkintansa mukaan sallia myös yllä laskettuja suurempia välkyntäemissioita joillekin yksiköille. Näin voidaan toimia esimerkiksi tapauksissa, joissa muut verkkoon kytkeytyvät yksiköt eivät aiheuta välkyntää, välkyntää aiheuttavat yksiköt eivät ole koskaan verkkoon kytkettyinä yhtä aikaa tai voidaan olettaa ykköstä pienempi jännitevaihtelun siirtymiskerroin jännitetasojen välillä. [9]

4.2. Tuulivoimalan välkyntäindeksien laskenta

Tuulivoimalan aiheuttama välkyntä voidaan jakaa jatkuvan tuotantotilanteen aikaiseen välkyntään ja kytkentäilmiöiden aiheuttamaan välkyntään. Nämä ilmiöt eivät esiinny yhtä aikaa ja välkyntäindeksit lasketaan molemmille tapauksille erikseen. Emissioraja ei saa ylittyä kummassakaan tapauksessa.

4.2.1. Välkyntä jatkuvassa tuotantotilanteessa

Tuulivoimalan ulostulotehon vaihtelu jatkuvassa tuotantotilanteessa sisältää eritaajuisia ilmiöitä. Nopeammat ilmiöt (yhdestä hertsistä muutamaan hertsiin) liittyvät turbiinin dynamiikkaan, tornin resonanssiin, vaihteistoon, tornin varjoon ja tuulen pystysuuntaiseen gradienttiin. Hitaammat vaihtelut johtuvat tuulennopeuden vaihtelusta. [15]

Ensin mainitut sekuntitason ilmiöt eivät näy tuulivoimalan ulostulotehossa, mikäli tuulivoimala kytketään verkkoon tehoelektroniikan välityksellä ja käytössä on pieni energiavarasto. Muuttuvanopeuksiset tuulivoimalat täyttävät nämä ehdot ja sekuntitason vaihtelut tuulivoimalan ulostulotehossa liittyvätkin vain vakionopeuksiin laitoiksiin. [15]

Joissain lähteissä on havaittu, että tuulipuiston yksiköt voisivat joissain olosuhteissa tahdistua siten, että tornin varjosta ja tuulen pystysuuntaisesta gradientista johtuvat tehovaihtelut tapahtuisivat kaikilla yksiköillä samanaikaisesti. Ilmiö on mahdollinen olosuhteissa, joissa tuulennopeus on melko vakio ja pyörteisyyttä ei esiinny. Tätä ei pidetä nykyään suurena riskinä. [15]

Tuulennopeuden vaihtelut ovat yleensä muodoltaan askelmuutosta loivempia, jolloin niiden aiheuttamat jännitemuutoksetkaan eivät ole askelmaisia [3]. Muuttuvanopeuksisissa tuulivoimaloissa tuulivoimalan tekninen toteutus loiventaa tehonmuutoksia vielä lisää.

Standardin IEC 61400-21 [16] mukaan yksittäisen tuuliturbiinin aiheuttama välkyntä jatkuvassa tuotantotilanteessa voidaan laskea yhtälöstä

$$P_{st} = P_{lt} = c(\psi_k, v_a) \times \frac{S_n}{S_k} \quad (4.5)$$

, missä $c(\psi_k, v_a)$ on turbiinin välkyntäkerroin (flicker coefficient), kun syöttävän verkon impedanssin kulma on ψ_k ja keskituulennopeus tuuliturbiinin asennuspaikalla on v_a , S_n on turbiinin nimellisteho ja S_k liittymispisteen oikosulkuteho. Tuuliturbiinin valmistaja määrittää välkyntäkerrointaulukon erilaisille impedanssin kulmille ja tuulennopeuksille ja taulukosta valitaan liittymispistettä vastaavat arvot. Tuulivoimalan tapauksessa lyhytaikainen ja pitkäaikainen häiritsevyysindeksi ovat yhtä suuret [16], jolloin emissiorajaksi tulee valita pitkäaikaiselle häiritsevyysindeksille asetettu raja.

Useasta turbiinista koostuvan tuulipuiston aiheuttama välkyntä voidaan laskea yhtälöstä

$$P_{st\Sigma} = P_{lt\Sigma} = \sqrt{\sum_{i=1}^N P_{st,i}^2} \quad (4.6)$$

, missä N on turbiinien lukumäärä [16].

Yhtälöstä (4.5) tai (4.6) lasketun välkyntän häiritsevyysindeksi tulee olla pienempi kuin luvussa 4.1 määritetyn emissiorajan.

4.2.2. Välkyntä kytkentätilanteissa

Yksittäistä nopeaa jännitemuutosta tuulivoimalan kytkeytymistilanteissa käsiteltiin luvussa 3 ja osa kytkeytymistilanteista on niin harvinaisia, että niiden osalta luvun 3 tarkastelu riittää. Useammin tapahtuva kytkentätilanne voi olla tuulivoimalan käynnistyminen, mikäli käynnistymisten taajuutta ei ole rajoitettu. Peräkkäisten käynnistymisten aiheuttama välkyntä tulee määrittää sekä cut-in että nimellisellä tuulennopeudella.

Yksittäisen tuuliturbiinin kytkentätilanteiden aiheuttamat välkyntän häiritsevyysindeksit voidaan laskea yhtälöistä [16]:

$$P_{st} = 18 \times N_{10m}^{0,31} \times k_f(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_k} \quad (4.7)$$

$$P_{lt} = 8 \times N_{120m}^{0,31} \times k_f(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_k} \quad (4.8)$$

, missä $k_f(\psi_k)$ on yksittäisen turbiinin välkyntäaskelkerroin (flicker step factor) ja N_{10m} ja N_{120m} ovat suurimmat mahdolliset kytkeytymisten lukumäärät 10 minuutin ja 2 tunnin ajanjaksolla. Tässä on huomioitava, että säätöjärjestelmä voi rajoittaa kahden tunnin aikana tapahtuvat kytkennät pienempään arvoon kuin $12 \times N_{10m}$. Myös välkyntäaskelkertoimet määrittää turbiinin valmistaja. Välkyntäaskelkertoimet annetaan erikseen cut-in tuulennopeudella ja nimellisellä tuulennopeudella tapahtuvalle verkkoonkytkeytymiselle ja tarkastelu tulee tehdä molempien tapausten osalta. Kytkentöjen lukumäärätkin N_{10m} ja N_{120m} löytyvät tuuliturbiinivalmistajan dokumenteista tai jos niistä ei ole tietoa, standardi IEC 61400-21 suosittelee arvoiksi cut-in tuulennopeudelle $N_{10m} = 10$ ja $N_{120m} = 120$ ja nimellisellä tuulennopeudella $N_{10m} = 1$ ja $N_{120m} = 12$.

Useamman voimalan tapauksessa voidaan häiritsevyysindeksit laskea yhtälöistä [16]:

$$P_{st\Sigma} = \sqrt[3,2]{\sum_{i=1}^N P_{st,i}^{3,2}} \quad (4.9)$$

$$P_{lt\Sigma} = \sqrt[3,2]{\sum_{i=1}^N P_{lt,i}^{3,2}} \quad (4.10)$$

Myös kytkentäilmiöiden aiheuttamien välkyntän häiritsevyysindeksien tulee olla pienempiä kuin luvussa 4.1 määritetyt emissiorajat.

4.3. Laskentaesimerkki

Esimerkkinä lasketaan välkyntän häiritsevyysindeksit, kun sähköasemalle liittyy neljä 3 MVA Nordex N117/3000-mallin turbiinia (kokonaistuotantoteho on siis 12 MVA). Syöttävä verkko on

erittäin heikko. Liittymispisteen oikosulkuresistanssi on 1Ω ja oikosulkureaktanssi 5Ω ja nimellisjännite 20 kV. Lasketaan ensin liittymispisteen oikosulkuteho.

$$S_k = \frac{U_n^2}{Z_k} = \frac{(20kV)^2}{\sqrt{1+5^2}\Omega} \approx 78.5MVA$$

Syöttävän verkon impedanssin kulma on $\tan^{-1}(X/R) \approx 78.7^\circ$. Keskituulennopeus ei kyseisen turbiinin kohdalla juurikaan vaikuta turbiinin välkyntäkertoimeen. Valitaan keskituulennopeudeksi 6 m/s.

Lasketaan ensin välkynnän häiritsevyysindeksi jatkuvassa tuotantotilanteessa. Turbiinin testiraportissa [17] annetaan välkyntäkertoimen arvot syöttävän verkon impedanssin kulmille 70° (1.27) ja 85° (1.21). Koska laskettu arvomme 78.7° on lähes näiden keskikohdassa, valitaan välkyntäkertoimista suurempi 1.27. Lasketaan nyt välkynnän häiritsevyysindeksi yhdelle turbiinille yhtälön (4.5) mukaisesti.

$$P_{st} = P_{lt} = c(\psi_k, v_a) \times \frac{S_n}{S_k} = 1.27 \times \frac{3MVA}{78.5MVA} \approx 0.049$$

Turbiineja on yhteensä neljä ja koko tuulipuiston aiheuttama välkyntä jatkuvassa tuotantotilanteessa voidaan laskea yhtälöstä (4.6).

$$P_{st} = P_{lt} = \sqrt{4 \times 0.049^2} \approx 0.097$$

Lasketaan seuraavaksi välkynnän häiritsevyysindeksit kytkentätilanteissa. Turbiinin testiraportista nähdään, että välkyntäaskelkertoimet ovat lähes samansuuruiset cut-in ja nimellisellä tuulennopeudella, mutta suurimmat mahdolliset kytkeytymisten lukumäärät ovat standardin [16] mukaisesti kymmenkertaiset cut-in tuulennopeudella. Riittää siis, että tarkastellaan tilanne cut-in tuulennopeuden tapauksessa. Myös välkyntäaskelkertoimet on annettu testiraportissa syöttävän verkon impedanssin kulmille 70° (0.05) ja 85° (0.06). Valitaan jälleen arvoista suurempi 0.06, koska laskettu impedanssin kulma asettuu taulukon kulmien välille. Lasketaan nyt välkynnän häiritsevyysindeksit yhdelle turbiinille yhtälöiden (4.7) ja (4.8) mukaisesti.

$$P_{st} = 18 \times N_{10m}^{0,31} \times k_f(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_k} = 18 \times 10^{0,31} \times 0.06 \times \frac{3MVA}{78.5MVA} \approx 0.084$$

$$P_{lt} = 8 \times N_{120m}^{0,31} \times k_f(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_k} = 8 \times 120^{0,31} \times 0.06 \times \frac{3MVA}{78.5MVA} \approx 0.081$$

Turbiineja on yhteensä neljä ja koko tuulipuiston aiheuttama kytkentätilanteista johtuva välkyntä voidaan laskea yhtälöistä (4.9) ja (4.10).

$$P_{st} = \sqrt[3,2]{4 \times 0.084^{3,2}} \approx 0.13$$

$$P_{lt} = \sqrt[3,2]{4 \times 0.081^{3,2}} \approx 0.125$$

Tuulipuiston välkyntäemissiorajat tulee laskea kappaleen 4.1 mukaisesti. Jos oletetaan, että keskijänniteverkkoon kytkeytyy tuulipuiston lisäksi toiset 12 MVA kuormaa ja tuotantoa, saadaan välkyntäemissiorajat laskettua yhtälöistä (4.3) ja (4.4).

$$E_{psti} = G_{PstMV} \times \sqrt[3]{\frac{S_i}{S_{tMV}}} = 0.69 \times \sqrt[3]{\frac{12MVA}{24MVA}} \approx 0.55$$

$$E_{plti} = G_{pltmv} \times \sqrt[3]{\frac{S_i}{S_{tmv}}} = 0.60 \times \sqrt[3]{\frac{12MVA}{24MVA}} \approx 0.48$$

Välkynnän häiritsevyysindeksit sekä jatkuvassa tuotantotilanteessa että kytkentätilanteissa jäävät kauaksi välkyntäemissiorajoista.

5. Yliaallot

Vaihtosuuntaajan välityksellä verkkoon liittyvät tuulivoimalat syöttävät verkkoon yliaaltovirtoja, jotka puolestaan aiheuttavat yliaaltojännitteitä. Pyörivät koneet (oikosulku- ja tahtigeneraattorit) eivät syötä merkittäviä määriä yliaaltovirtoja, mutta vaikuttavat verkon harmonisiin impedansseihin ja saattavat vahvistaa muista lähteistä tulevia yliaaltoja. [3] Voidaan olettaa, että vakionopeuksiset oikosulkugeneraattorin välityksellä verkkoon liittyvät tuulivoimalat eivät aiheuta merkittäviä yliaaltoja. Riittää, kun tarkastellaan muuttuvanopeuksisten vaihtosuuntaajan välityksellä verkkoon liittyvien tuulivoimaloiden syöttämiä yliaaltovirtoja. [18]

Standardi SFS-EN 50160 antaa raja-arvot yliaaltojännitteille ja jännitteen kokonaissärölle ja standardin IEC 61000-3-6 perusteella voidaan laskea emissiorajat yliaalloille. Lähteissä [12], [18] ja [19] annetaan raja-arvot suoraan tuotantolaitoksen syöttämille yliaaltovirroille ja nämä raja-arvot on esitetty taulukossa 5-1. Kokonaissärö saa olla korkeintaan 5,0 %.

Taulukko 5-1. Tuotantolaitokselle sallittavat yliaaltovirrat prosentteina tuotantolaitoksen nimellisvirrasta. Kokonaissärö saa olla korkeintaan 5,0 %.

Yliaallon järjestysluku h	Parittomat yliaaltovirrat (%) (nimellisvirrasta)	Parilliset yliaaltovirrat (%) (nimellisvirrasta)
$h < 11$	4,0	1,0
$11 \leq h \leq 17$	2,0	0,5
$17 \leq h \leq 23$	1,5	0,4
$23 \leq h \leq 35$	0,6	0,2
$35 \leq h \leq 50$	0,3	0,1

Tuuliturbiinin valmistaja määrittää yksikön syöttämät yliaaltovirrat standardin IEC 61400-21 mukaan [16]. Yliaaltojen kohdalla tarkastellaan vain jatkuvaa tuotantotilannetta, sillä lyhytaikaisten yliaaltojen ajatellaan olevan harmittomia. Esimerkiksi pehmokäynnistimen käytön aiheuttamia yliaaltovirtoja ei siis tarvitse rajoittaa yllä esitetylle välille. [16]

Useasta yksiköstä koostuvan tuulivoimalan tapauksessa voidaan yliaaltovirrat liittymispisteessä laskea yhtälöstä

$$I_{h\Sigma} = \sqrt[\beta]{\sum_{i=1}^N I_{h,i}^\beta} \quad (5.1)$$

, missä $I_{h\Sigma}$ on h:s yliaaltovirta liittymispisteessä ja $I_{h,i}$ on i:nneen yksikön syöttämä h:s yliaaltovirta [16]. Eksponentin β arvot on esitetty taulukossa 5-2 [16].

Taulukko 5-2. Yhtälön (5.1) eksponentin β arvot [16].

Yliaallon järjestysluku h	β
$h < 5$	1,0
$5 \leq h \leq 10$	1,4
$h > 10$	2,0

Verkkokommutoitujen suuntaajien (tyristori- ja diodisuuntaajien) tapauksessa käytetään kaikille yliaalloille eksponenttia 1,0. [16]

5.1. Laskentaesimerkki

Tarkastellaan samaa neljän Nordex N117/3000-mallin turbiinin tapausta kuin kappaleessa 4.3. Turbiinin yliaaltovirratt on annettu testiraportissa [17] prosentteina nimellisvirrasta. Koska kaikki turbiinit ovat samanlaisia ja koska myös tuulipuiston nimellisvirta nelinkertaistuu, kun yksiköitä on yhden sijaan neljä, voidaan h:s yliaaltovirta laskea yhtälön (5.1) mukaisesti seuraavasta yhtälöstä.

$$I_{h\Sigma} = \frac{\sqrt[\beta]{4 \times (I_{h,i\%} \times I_{nom})^\beta}}{4 \times I_{nom}} = \frac{\beta \sqrt[4]{4}}{4} \times I_{h,i\%} \quad (5.2)$$

Lasketaan esimerkkinä koko tuulipuiston tuottama yliaaltovirta joillain taajuuksilla. Aloitetaan toisesta yliaallosta. Testiraportista [17] nähdään, että toinen yliaaltovirta on suurimmillaan 0.26 % nimellisestä virrasta. Taulukosta 5-2 nähdään, että toisen yliaallon kohdalla $\beta = 1$, jolloin yhtälöstä (5.2) nähdään, että koko tuulipuiston toinen yliaaltovirta on prosentuaalisesti sama kuin yhden yksikön toinen yliaalto eli 0.26 %. Tämä arvo on pienempi kuin taulukossa 5-1 annettu raja 1.0 %.

Lasketaan sitten koko tuulipuiston seitsemäs yliaaltovirta ($h=7$). Testiraportin [17] mukaan seitsemäs yliaaltovirta on suurimmillaan 0.19 % nimellisestä virrasta. Taulukosta 5-2 nähdään, että seitsemännelle yliaallolle $\beta = 1,4$. Kun nämä arvot syötetään yhtälöön (5.2), saadaan seitsemännen yliaallon arvoksi 0.13 % nimellisestä virrasta, mikä on pienempi kuin taulukossa 5-1 annettu raja 4.0 %.

Yliaaltovirratt ovat muillakin taajuuksilla kaukana rajoistaan yliaaltoja 48 ja 50 lukuun ottamatta. Testiraportin [17] mukaan 50. yliaallon suurin arvo on 0.18 % nimellisestä virrasta. Kun käytetään taulukon 5-2 arvoa $\beta = 2.0$ ja yhtälöä (5.2), saadaan 50. yliaaltovirralla neljän turbiinin tapauksessa arvo 0.09 %, mikä on täpärästi raja-arvoa 0.1 % pienempi. On huomattava, että yhden turbiinin tapauksessa raja-arvo ylittyisi, vaikka yliaaltovirran numeerinen arvo onkin pienempi. Tällainen pieni ylitys prosentuaalisessa arvossa voitaneen hyväksyä.

6. Yhteenveto

Tässä raportissa on käsitelty sähköasemalle kytkeytyvän tuulipuiston vaikutuksia sähköaseman kiskojäännitteen laatuun. Jotta jännitteenlaatuongelmilta vältytään, tulee tarkastella jännitetasen muutoksia käämikytkimen viiveen aikana, nopeita jännitemuutoksia tuulipuiston käynnistyessä ja irtikytketyessä, tuulipuiston aiheuttamaa välkyntää ja sen syöttämiä yliaaltovirtoja.

7. Lähteet

- [1] Standardi SFS-EN 50160:2010: Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet, 2010.
- [2] Amendment SFS-EN 50160:2010/A1:2015: Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks, 2015.
- [3] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirchen and G. Strbac, *Embedded Generation*. London, UK: The Institution of Electrical Engineers, 2000, 273 p.
- [4] E. Lakervi and E. J. Holmes, *Electricity Distribution Network Design*, 2nd ed. London, UK: IEE Power Engineering Series 21, 1995.
- [5] Elenia, Sirpa Repo: Tuulivoimahankkeiden tekninen määrittely, 2014.
- [6] J. Cadogan, M. Milligan, Y. Wan, B. Kirby: Short-Term Output Variations in Wind Farms—Implications for Ancillary Services in the United States, Wind Power for the 21st Century Conference, Kassel, Germany, September 26–28, 2000. Available: <http://www.nrel.gov/docs/fy01osti/29155.pdf>
- [7] P. Miskelly: Wind Farms in Eastern Australia-Recent Lessons, Energy & Environment, Volume 23, Issue 8, 2012. Available: <https://retreview.dpmc.gov.au/sites/default/files/webform/submissions/Paul%20Miskelly.pdf>
- [8] Fingrid: Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2013, saatavilla: <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Liittyminen/2013/Voimalaitosten%C3%A4rjestelm%C3%A4tekniset%20vaatimukset%20VJV2013.pdf>
- [9] Standardi IEC 61000-3-7:2008: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-7: Limits—Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems, 2008.
- [10] Fingrid: 110 kV verkon sähkönlaatu, saatavilla: http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Liittyminen/110%20kV_verkon_sahkonlaatu.pdf
- [11] Elenia, Kari Mäki: Hajautetun sähköntuotannon verkkoonliittynnän suunnittelu, 2010.
- [12] Sener, Lauri Siltanen: Pienvoimaloiden liittäminen jakeluverkkoon, 2001. Saatavilla: <http://energia.fi/sites/default/files/10930.pdf>
- [13] Energiatieteollisuus, Ina Lehto: Ohje verkon suunnittelijoille tuotannon liittämisestä, 2011. Saatavilla: http://energia.fi/sites/default/files/ohje_verkon_suunnittelun_tueksi.pdf
- [14] Standardi IEC 61000-4-15:2010: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-15: Testing and measurement techniques – Flickermeter – Functional and design specifications, 2010.
- [15] M. Bollen, F. Hassan, Integration of distributed generation in the power system. IEEE Press Series on Power Engineering, 2011.
- [16] Standardi IEC 61400-21:2008: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines, 2008.

- [17] Nordex N117/3000-mallin turbiinin testiraportti: Extract from the test report „Measurement of power quality characteristics of the wind turbine of the type N117/3000 according to IEC 61400-21 Edition 2.0”
- [18] Å. Larsson: The Power Quality of Wind Turbines. PhD. Dissertation, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2000.
- [19] Standardi IEEE 519-2014: IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems, 2014.