



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

JONI AHONEN

PALVELUTUOTTEEN KEHITTÄMINEN TUULIVOIMALOIDEN
VERKKOON LIITTÄMISELLE

Diplomityö

Tarkastaja: professori Sami Repo
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
Automaatio-, kone- ja materiaalitek-
niikan tiedekuntaneuvoston kokouk-
sessa 5.syyskuuta 2012

TIIVISTELMÄ

TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Automaatiotekniikan koulutusohjelma

AHONEN, JONI: Palvelutuotteen kehittäminen tuulivoimaloiden verkkoon liittämiseksi

Diplomityö, 97 sivua, 2 liitesivua

Tammikuu 2013

Pääaine: Teollisuuden sähkökäyttöttekniikka

Tarkastaja: Professori Sami Repo

Avainsanat: Tuulivoima, palvelutuote, verkostovaikutukset, PSCAD

Tuulivoimatuotannon yleistyminen Suomessa tulevina vuosina yhdistettynä melko pienen käytännön kokemukseen hajautetun tuotannon integroimisesta osaksi sähköverkkoa, lisää tuulivoimatuottajien ja verkkoyhtiöiden tarvetta ulkopuolisen suunnittelu- ja konsultointiosaamisen hyödyntämiselle tuulivoimahankkeiden aikana. Tuulivoimahankkeet ovat luonteeltaan erittäin pitkäkestoisia ja erilaisten selvitys- ja suunnittelutöiden osuus hankkeiden aikana on merkittävä.

Tässä diplomityössä kehitetään EIMil Oy:lle kokonaisvaltaista sähkötekniisiin tarkasteluihin perustuvaa palvelumallia tuulivoimaloiden verkkoon liittämiseksi, jota voidaan tarjota lähinnä eri alueiden sähköverkkoyhtiöille. Palvelumallin sisältö on kehitetty siten, että se kattaa koko tuulivoimahankkeen aina esiselvityksistä itse voimalan sähköverkkoon liittämiseen asti. Suunnittelun tukena käytetään PSCAD-ohjelmistoa, jonka avulla tuulivoimaloiden sähkötekniisiä vaikutuksia sähköverkossa voidaan arvioida simulointien kautta.

Kehitettyä palvelumallia päästään testaamaan tässä diplomityössä käytännön esimerkin kautta. Yhteistyössä Järvi-Suomen Energia Oy:n kanssa on tarkasteltu Juvan Loukeenvuorelle sijoittuvien kahden 3 MW:n tuulivoimalan sähköverkkoon liittämistä. Simulointien avulla työssä tarkastellaan tuulivoimaloiden verkostovaikutuksia ja verkostosuojauksen toteuttamista kahdessa erilaisessa tilanteessa. Perustilanteen tarkasteluissa tuulivoimalat sijoitetaan omalle johtolähdölleen alueelle rakennettavalle uudelle sähköasemalle ja korvaustilanteessa tuulivoimalat liitetään osaksi jo olemassa olevaa johtolähtöä, joka sisältää myös muita kuluttajia. Tarkasteluissa halutaan selvittää miten suuria sähkötekniisiä muutoksia tuulivoimalat aiheuttavat alueen sähköverkossa ja kuinka verkostosuojaus tulee rakentaa kahdessa erityyppisessä tilanteessa.

Perustilanteen tarkasteluissa ei havaita mitään ongelmakohtia ja sen toteuttaminen on varsin selkeäpiirteistä ja huomattavasti yksinkertaisempaa kuin korvaustilanteessa. Korvaustilanteessa joudutaan sallimaan suosituksia suuremmat muutokset sähkön laadussa. Kahden tuulivoimalan liittäminen suhteellisen heikkoon jakeluverkkoon aiheuttaa haitallisia muutoksia alueen muille sähkökäyttäjille. Korvaustilanteessa alueen sähköverkkoa joudutaan tietyiltä osin vahvistamaan ja lisäämään verkostoautomaatiota verkon käyttövarmuuden parantamiseksi.

ABSTRACT

TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Master's Degree Programme in Automation Technology

AHONEN, JONI: Development of the service product for the grid connection of a wind turbine

Master of Science Thesis, 97 pages, 2 Appendix pages

January 2013

Major: Utilization of Electrical Energy

Examiner: Professor Sami Repo

Keywords: Wind power, service product, grid effects, PSCAD

The wind power production will increase during the next few years in Finland. A quite narrow knowhow about integrating wind turbines part of power systems increases the need for using external planning resources in wind power projects. Typically the projects are quite a long-term and percentage of planning is remarkable.

The aim of this study is to create a service model for integrating wind power into the distribution grid. This service model contains comprehensive wind power projects planning from different kinds of pre-statements to connecting wind turbines physically to the grid. In this thesis the grid effects of wind turbines were modeled with the PSCAD simulation tool.

The co-operation with Järvi-Suomen Energia Ltd created opportunity to test practically developed service model. Järvi-Suomen Energia Ltd is planned to connect two 3 MW wind turbines in their own distribution grid. These wind turbines are located in Loukeenvuori near by the municipality of Juva. The grid effects has been estimated and also planned how grid protection will be implemented in two different kind of situation by using PSCAD simulation. In the basic situation the wind turbines is connected to own medium voltage feeder. In the replacement situation wind turbines is connected to existing medium voltage feeder that also includes other customers.

In the basic situation simulation did not observe any major problems. The changes of power quality stayed moderate level as general guidelines suggest and grid protection is simple and straightforward to implement. Connecting two wind turbines far away from substation and quite weak distribution grid causes negative affects to the customers. The investments for strengthening of the distribution grid are necessary to avoid the harmful changes power quality in the replacement situation.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty EIMil Oy:n esittämästä aiheesta marraskuun 2011 ja joulukuun 2012 välisenä aikana. Työn tarkastajana Tampereen teknillisestä yliopistosta toimi professori Sami Repo ja ohjaajana EIMil Oy:ltä diplomi-insinööri Jani Viljakainen. Molemmille erittäin suuri kiitos asiantuntevasta ja laadukkaasta opastuksesta työni aikana. Lisäksi haluan kiittää EIMil Oy:n Tomi Hokkasta sekä Järvi-Suomen Energia Oy:n Miika Karhista informaation antamisesta tuulivoimahankkeeseen liittyvissä asioissa.

Suurin kiitos kuuluu kuitenkin vanhemmilleni, joilta saadun tuen ja kannustuksen merkitys opintojen aikana on ollut korvaamatonta. Erityinen kiitos myös isovanhemmilleni, joilta saatu tuki ja oppi on aina arvokasta.

Mikkelissä 12.12.2012

Joni Ahonen

SISÄLLYS

1	Johdanto	1
2	Palvelutuotemallin kehittäminen.....	3
	2.1 Palvelutuotteen sisältö.....	3
	2.1.1 Teknis-taloudelliset esiselvitykset	4
	2.1.2 Liittymisehtojen ja –maksujen määrittely	4
	2.1.3 Verkkoon liittämisen suunnittelu.....	5
	2.1.4 Tuulivoimapuiston sisäisen sähköverkon suunnittelu	6
	2.1.5 Suojauksen suunnittelu	6
	2.1.6 Sähkönladun simulointi.....	7
	2.2 Palvelunäkökulma	7
3	Tuulivoima	8
	3.1 Tuulivoimalan rakenne ja tekniikka.....	8
	3.1.1 Tuulivoimalan tehonsäätö.....	10
	3.2 Voimalatyypit.....	11
	3.2.1 Kiinteänopeuksinen tuulivoimala	11
	3.2.2 Muuttuvanopeuksinen tuulivoimala liukurengasgeneraattorilla.....	13
	3.2.3 Muuttuvanopeuksinen käyttö kaksoissyötetyllä liukurengasgeneraattorilla.....	14
	3.2.4 Muuttuvanopeuksinen tuulivoimala täyden tehon suuntaajakäytöllä	15
	3.3 Tuulivoima Suomessa	16
4	Yleiset liittymisehdot	18
	4.1 Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset (VJV 2013).....	20
	4.1.1 Referenssipisteen määrittely	20
	4.1.2 Pätö- ja loistehon säätö	21
	4.1.3 Jännitteen ja taajuuden toiminta-alueet.....	23
	4.1.4 Toiminta verkkohäiriöiden aikana	24
	4.1.5 Voimalan käynnistäminen ja pysäyttäminen	25
	4.1.6 Käyttöönottokokeet.....	25
	4.1.7 Toimitettavat dokumentit.....	26
5	Tuulivoimaloiden verkostovaikutukset jakeluverkossa	27
	5.1 Tuotantolaitosten luokittelu ja liittämiskohdan valinta.....	27
	5.2 Sähkötekniset vaikutukset.....	29
	5.2.1 Jännitetason muutokset.....	29
	5.2.2 Voimalan kytkeminen sähköverkkoon	30
	5.2.3 Nopeat jännitemuutokset	31
	5.2.4 Yliaallot	32
	5.2.5 Häviöt.....	33
	5.2.6 Vikavirtatasojen muuttuminen.....	34
6	Sähköverkon suojaus.....	37
	6.1 Johtolähdön suojaus	37

6.2	Tuulivoimalan suojaus	38
6.2.1	Yli- ja alijännitesuojaus	38
6.2.2	Yli- ja alitaajuussuojaus	39
6.2.3	Ylivirtasuojaus	40
6.2.4	Yksinsyötön esto	41
6.2.5	Maasulkusuojaus	42
6.2.6	Vianilmaisimet	43
6.3	Tyypilliset vikatapaukset	43
6.3.1	Jälleenkytkennän epäonnistuminen	43
6.3.2	Terveiden lähtöjen tarpeeton erottaminen	44
6.3.3	Viallisen lähdön ylivirtasuojauksen sokaistuminen	45
7	Case: Loukeenvuoren tuulipuiston perustilanne	47
7.1	Tarkasteltava verkkomalli	47
7.2	Simulointimallin todennus	52
7.3	Verkkoliittynän suunnittelu	53
7.3.1	Kuormitusvirtojen muutokset	53
7.3.2	Pysyvä jännitetason muutos	54
7.3.3	Nopeat jännitemuutokset	55
7.3.4	Yhteenvedo verkkoon liittämistä perustilanteessa	57
7.4	Suojauksen suunnittelu	57
7.4.1	Kaksivaiheinen oikosulku tuulivoimaloiden liittymispisteessä	59
7.4.2	Yksivaiheinen maasulku johtolähdön lopulla	62
7.4.3	Viereisen johtolähdön vikatilanne	65
7.4.4	Takasyöttö kiskoviassa	67
7.4.5	Yhteenvedo perustilanteen suojauksesta	68
8	Case: Loukeenvuoren tuulipuiston korvaustilanne	70
8.1	Tarkasteltava verkkomalli	70
8.2	Simulointimallin todentaminen	75
8.3	Verkkoliittynän suunnittelu	76
8.3.1	Kuormitusvirtojen muutokset	76
8.3.2	Pysyvä jännitetason muutos	77
8.3.3	Nopeat jännitemuutokset	78
8.3.4	Oikosulkukestoisuus	80
8.3.5	Yhteenvedo verkkoon liittämistä korvaustilanteessa	80
8.4	Suojauksen suunnittelu	81
8.4.1	Kaksivaiheinen oikosulku johtolähdön lopussa	83
8.4.2	Yksivaiheinen maasulku tuulivoimalähdön lopussa	84
8.4.3	Viereisen johtolähdön vikatilanne	86
8.4.4	Suojauksen sokaistuminen	86
8.4.5	Pikajälleenkytkentä	87
8.4.6	Saarekekäytön estosuojaus	89
8.4.7	Yhteenvedo korvaustilanteen suojauksesta	90

9	Tulokset ja niiden arviointi	92
10	Yhteenveto	94
	Lähteet	96
	Liite 1: Tuulivoimalasta toimitettavat dokumentit	
	Liite 2: Verkkokuva Loukeenvuoren keskijänniteverkosta	

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

P_0	Tuulivoimalan roottoria pyörittävä teho
P	Maksimi ulostuloteho
ρ_i	Ilman tiheys
A	Roottorin lapojen pinta-ala
v_i	Tuulen nopeus
c_p	Hyötykerroin
s	Oikosulkugeneraattorin jättämä
n_s	Roottorin tahtinopeus
n	Roottorin todellinen pyörimisnopeus
f	Taajuus
p	Generaattorin napapariluku
U	Pääjännite
S_n	Nimellisteho
R	Resistanssi
X	Reaktanssi
$\cos \delta$	Tehokerroin
i_{suhde}	Käynnistysvirtakerroin, Generaattorin käynnistyessä ottama virta suhteessa koneen nimellisvirtaan
S_k	Oikosulkuteho
U_v	Vaihejännite
P_{st}	Välkynnän lyhytaikainen häiritsevyysindeksi
P_{lt}	Välkynnän pitkäaikainen häiritsevyysindeksi
h	Yliaallon järjestysluku
I_h	Yksittäinen yliaaltovirta
I_R	Referenssivirta
I_{k3}	Kolmivaiheinen oikosulkuvirta
I_{k2}	Kaksivaiheinen oikosulkuvirta
I_{kt}	Suurin sallittu oikosulkuvirta
I_{k1s}	Suurin sallittu oikosulkuvirta yhden sekunnin ajan
Z_f	Vikaimpedanssi
Z_{th}	Thevenin impedanssi
I_f	Maasulkuvirta
ω	Kulmataajuus

C_0	Maakapasitanssi
U_0	Nollajännite
L	Induktanssi
Q	Loisteho
$c_i(\psi_k, v_a)$	Yksittäisen tuuliturbiinin välkyntäkerroin tietyllä verkon impedanssin vaihekulmalla ja tuulen nopeudella
$k_f(\psi_k)$	Yksittäisen tuuliturbiinin välkyntäastekerroin tietyllä verkon impedanssin vaihekulmalla

Lyhenteet

PSCAD	Power System Computer Aided Design, Sähköverkon transientti-ilmiöiden simulointiin tarkoitettu ohjelmisto.
YVA	Ympäristövaikutusten arviointi.
TSR	Tip-Speed-Ratio, Kärkinopeussuhde. Tuulivoimalan roottorin lavan kärjen nopeuden suhde tuulen nopeuteen.
SCIG	Squirrel cage induction generator, Häkkikäämitty oikosulkugeneraattori.
WRIG	Wound rotor induction generator, Liukurengasepätahtigeneraattori.
DFIG	Doubly-fed induction generator, Kaksoissyötetty liukurengasgeneraattori, jonka roottori on kytketty verkkoon taajuudenmuuttajan välityksellä ja staattori on kytketty suoraan sähköverkkoon.
VTT	Valtion tekninen tutkimuskeskus.
IEA	International energy agency, Kansainvälinen energiajärjestö.
KJ-verkko	Keskijänniteverkko, Sähköverkko, jonka nimellisjännite Suomessa on 21 kV.
PJ-verkko	Pienjänniteverkko, Sähköverkko, jonka nimellisjännite Suomessa on 0,4 kV.
THD	Total Harmonic Distortion, Harmoninen kokonaissärö.
VJV 2007	Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset, Fingridin laatima vaatimus voimalaitosten liittämisestä sähköverkkoon.
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for electricity, Euroopan kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestö.
IEC	International Electrotechnical Commission, Kansainvälinen sähköalan standardointiorganisaatio.
Sener	Sähköenergialiitto, (nykyisin Energiateollisuus ry).
FRT	Fault Ride-Through, Voimalan kyky jatkaa normaalia toimintaa siirtoverkon vikatilanteissa.

1 JOHDANTO

Sähkön kulutuksen kasvu, tiukentuvat ympäristösäädökset, kehittynyt tekniikka ja useat muut ajurit ohjaavat energian tuotannon hajauttamiseen ja erityisesti uusiutuvien energiamuotojen käyttöönottamiseen energian tuotannossa. Uusiutuvista energiamuodoista etenkin tuulivoiman lisääntyminen on ollut varsin suurta viimeisen kymmenen vuoden aikana. Vuotuinen tuulivoiman kasvu maailmalla on 2000-luvulla ollut noin 30 %. Tuulivoimaloiden yleistyminen Suomen sähköverkoissa niin yksittäisinä voimaloina, kuin isompina tuulivoimapuistoina on edessä tulevien vuosien aikana. Perinteinen toimintamalli sähköverkon yhdensuuntaisesta tehonsiirrosta korvataan aktiivisella ja automatisoidummalla verkolla, jossa tehoa syötetään eri suuntiin. Tuulivoimaloiden ja yleisesti koko hajautetun tuotannon integrointi osaksi sähköverkkoa vaatii huolellisen ja tapauskohtaisen tarkastelun, jotta varmistutaan verkon luotettavuuden ja turvallisuuden säilymisestä. Tuulivoimaloiden liittämistä sähköverkkoon on jo tutkittu paljon, mutta erityisen vahvaa käytännön kokemusta siitä ei ole, johtuen tuulivoimaloiden vähyydestä Suomessa. Verkkoyhtiöille hajautetun tuotannon kasvu on merkittävä haaste niin pitkän tähtäimen suunnittelussa, kuin myös tapauskohtaisessa kohdesuunnittelussa. Suunnittelukokemuksen puute ja ajankäytölliset ongelmat luovat verkkoyhtiöille tarpeen teettää tuulivoimaloiden liittämissuunnitelmia ulkopuolisilla palveluntarjoajilla.

Tulevaisuudessa sähkö tuotetaan huomattavasti hajautetummin ja pienemmissä yksiköissä kuin mitä tähän saakka on totuttu. Tästä johtuen hajautetulle sähköntuotannolle asetetaan entistä enemmän vaatimuksia toimintansa suhteen. Vaatimuksia esitetään kunkin maan kantaverkkoyhtiöiden toimesta sekä kansainvälisillä lakisäädöksillä. Tässä muuttuvassa ympäristössä suunnittelutyön rooli tulee korostumaan.

Tämän diplomityön tavoitteena on kehittää EIMil Oy:n palvelumallia tuulivoimaloiden jakeluverkkoon liittämiseksi. Palvelumallissa keskitytään sähkötekniisiin tarkasteluihin ja tarjotaan asiakkaalle lopputuotteena valmis verkostotekninen suunnitelma, jolla halutun suuruinen tuulivoimakokonaisuus voidaan liittää verkkoon huomioiden kaikki turvallisuus- ja luotettavuusnäkökulmat.

Diplomityössä kehitettyä palvelumallia testataan pilottihankkeessa, jossa Juvan Loukeenvuoren alueelle tulevaisuudessa liitettävien kahden tuulivoimalan sähköverkkoon liittämistä tarkastellaan. Tarkastelut toteutetaan yhdessä Järvi-Suomen Energia Oy:n kanssa, jolta saadaan käyttöön alueen sähköverkon tiedot ja olemassa olevat suunnitelmat hankkeen toteutukselle. Loukeenvuoren alueen sähköverkko lisättyinä tuulivoimaloilla mallinnetaan PSCAD-ohjelmistolla, jonka avulla suoritetaan tarvittavat tietokonesimuloinnit. Tuulivoimaloiden sähköverkkoon liittämisen palvelumalli ja sen kehittäminen painottuu sähkötekniisiin tarkasteluihin, jonka vuoksi tässä diplomityössä

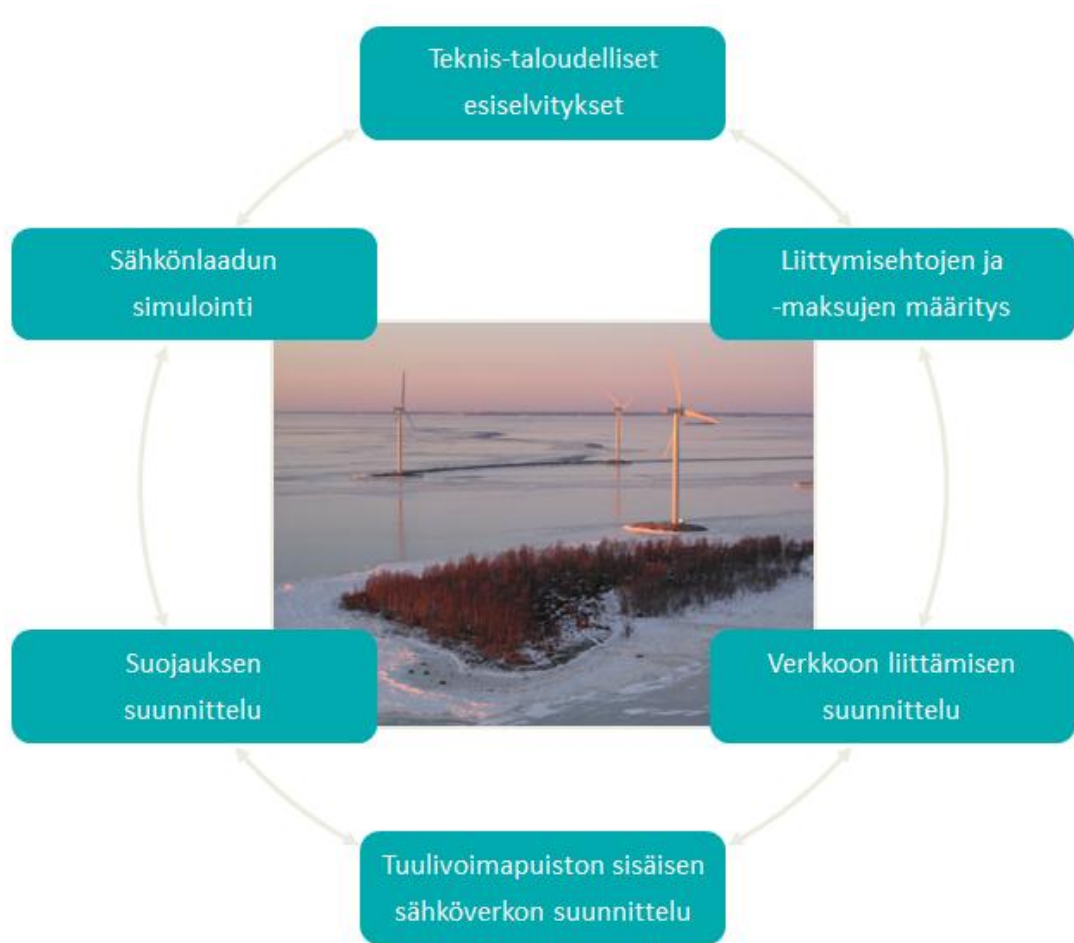
ei oteta tarkemmin kantaa tuulivoimaloiden liittämisen taloudellisiin näkökulmiin. Palvelutuotteeseen kuuluu kuitenkin erillisenä osakokonaisuutena myös hankkeen taloudellisen kannattavuuden selvittäminen ja arviointi.

2 PALVELUTUOTEMALLIN KEHITTÄMINEN

Kehitettäessä uutta palvelutuotetta ElMil Oy:lle tulee teknisen sisällön ohella huomioida kokonaisvaltainen palvelumallin kehittäminen. Palvelutuotteen laatua arvioitaessa lähtökohtana on oltava asiakaslähtöisyys, sillä suunnittelu- ja konsultointipalveluliiketoiminnan perustana on aina korkea asiakastyytyväisyys. Palvelutuotteen sisällön hyvyys konkretisoituu vasta siinä vaiheessa, kun asiakkaan kokema hyöty saadaan riittävän suureksi. Yrityksen omasta näkökulmasta hyvä palvelun sisältö ei vielä itsessään takaa hyvää kokonaisvaltaista palvelutuotetta ennen kuin viesti saadaan välitettyä asiakasrajapintaan saakka. Myytäessä palveluja asiakkaille tulee muistaa, että palvelut ovat ainakin osaksi aineettomia hyödykkeitä, jolloin asiakkaan kokema hyöty koostuu lopputuotteen lisäksi yhteistyöstä ja toiminnan sujuvuudesta itse lopputuotteen ympärillä. Tuulivoiman verkkoon liittämisen palvelutuotteen kehityksessä lähdetään liikkeelle siitä, että niin tekninen kuin toiminnallinen laatu vastaa heterogeenisen asiakaskentän vaatimuksiin. Teknistä laatua asiakas arvioi itse suunnittelutyön sisällön perusteella ja toiminnallista laatua muun muassa yrityksen työskentelytapojen, sitoutumisen ja yhteistyön sujuvuuden kautta. Tässä luvussa esitettävän uuden palvelutuotemallin teknistä sisältö käsitellään osakokonaisuuksittain ja lopuksi palvelutuotemallia esitellään palvelun tarjoamisen näkökulmasta.

2.1 Palvelutuotteen sisältö

Tuulivoiman sähköverkkoon liittämisen palvelutuotemalli sisältää suunnittelu- ja konsultointi palvelujen tarjoamista lähinnä eri alueiden sähköverkkoyhtiöille tilanteissa, jossa tuulivoimantuottajat haluavat sijoittaa omat tuotantolaitoksensa verkkoyhtiöiden hallinnoimalle alueelle. Palvelun lopputuotteena asiakkaalle laaditaan suunnitteluraportti, jonka pohjalta tuulivoimaloiden verkkoon liittäminen voidaan toteuttaa nykyisten vaatimusten ja standardien pohjalta. ElMil Oy:n palvelutuotemalli koostuu kuudesta eri osakokonaisuudesta kuvassa 2.1 esitetyllä tavalla.



Kuva 2.1 Tuulivoiman sähköverkkoon liittämisen palvelutuotemallin sisältö

Seuraavissa luvuissa esitellään kuvan 2.1 mukaisen palvelutuotemallin kunkin osakokonaisuuden sisältöä lyhyesti keskittyen tämän diplomityön kannalta keskeisimpiin alueisiin, joita ovat verkkoon liittämisen suunnittelu, suojauksen suunnittelu ja sähkönlaadun simulointi.

2.1.1 Teknis-taloudelliset esiselvitykset

Teknis-taloudellisissa esiselvityksissä arvioidaan yleisellä tasolla tuulivoimahankkeen kannattavuutta. Esiselvityksessä esitetään arviot hankkeen kustannuksista laiteinvestointien ja sähköverkon muutostöiden osalta. Esiselvityksessä arvioidaan käytettävissä olevan tiedon pohjalta myös mahdollisia tuotto-odotuksia tuulivoimahankkeelle. Esiselvitykset voivat sisältää tarvittaessa myös esimerkiksi tuulimittauksien toteuttamisen ja alueen YVA-selvitykset.

2.1.2 Liittymisehtojen ja -maksujen määrittäminen

Sähköverkonhaltijoiden erilaiset toimintaympäristöt Suomessa johtavat jakeluverkkojen rakenteellisiin eroavaisuuksiin. Rakenteelliset erot puolestaan vaikuttavat investointitarpeiden suuruuteen liitettäessä tuulivoimatuotantoa osaksi sähköverkkoa. Liittymisehto-

jen ja -maksujen määrittämisessä asiakkaalle selvitetään nykyiset määräykset tuulivoimaloiden verkkoon liittämiseksi sekä esitellään läpinäkyvään laskentatapaan perustuva liittymismaksun muodostaminen. Sähkömarkkinalain mukaisesti verkonhaltijan on pyynnöstä ja kohtuullista korvausta vastaan liitettävä verkkoonsa vaatimukset täyttävä sähköntuotantolaitos. Sähkömarkkinalain kohdan 14 b § mukaan enintään 2 MVA:n tuotantolaitoksilta ei saa periä verkon vahvistamisesta aiheutuvia kustannuksia. Ainoastaan kohdetta itseään palvelevan verkon osasta aiheutuvat kustannukset voidaan veloittaa. Asiakas vastaa myös niistä kustannuksista, jotka syntyvät mikäli verkon suojausta joudutaan muuttamaan tuotantolaitoksen liittämisen yhteydessä. Yli 2 MVA:n voimalan liittämähinta muodostuu verkonhaltijalle aiheutuvista välittömistä rakennuskustannuksista ja kapasiteettivarausmaksusta. [1]

2.1.3 Verkkoon liittämisen suunnittelu

Tuulivoiman sähköverkkoon liittämisen suunnittelu lähtee liikkeelle kartoittamalla asiakkaan tuulivoimahankkeen sisältö. Kartoituksen aikana kerätään suunnittelun toteuttamiseksi tarvittavat lähtötiedot alueen sähköverkosta sekä liitettävästä tuulivoimakokonaisuudesta. Verkkoon liittämisen suunnittelussa hyödynnetään tietokonesimulointeja, jotka vaativat yksityiskohtaisen selvityksen sähköverkon rakenteesta. Tämän vuoksi tiedot mallinnusta varten kerätään asiakkaan verkkotietojärjestelmästä joko omatoimisesti etäyhteyden avulla tai erikseen sovittavan yhteyshenkilön toimesta. Liitettävän tuulivoimalan teknisten tietojen saamiseksi tehdään yhteistyötä myös laitetoimittajan kanssa. Verkkoon liittämisen suunnittelussa kartoitetaan myös alueen kaavoitussuunnitelmat ja huomioidaan nämä osana asiakkaan pitkän tähtäimen suunnittelua, sillä usein on mahdollista, että samalle alueelle on kaavoitettu myös muita tuulipuistoalueita. Tuulivoimaloiden verkkoon liittäminen voi vaatia alueen sähköverkkoon suuriakin investointitarpeita, jonka vuoksi verkon kehittäminen on toteutettava kokonaisvaltaisesti ja kustannustehokkaasti.

Palvelutuotteen haastavin ja eniten aikaa vievä osakokonaisuus on suunnittelutyön tekeminen. Teknisen suunnittelun pohjaksi liitettäessä tuulivoimaloita sähköverkkoon otetaan kolme lähtökohtaa.

- Millä ehdoilla tuulivoimalat voidaan liittää sähköverkkoon (Fingrid, verkkoyhtiö)
- Miten tuulivoimaloiden liittämisen aiheuttamat verkostovaikutukset saadaan pidettyä liittymisehtojen sallimissa rajoissa
- Miten varmistetaan tuulivoimaloiden turvallisesta ja luotettavasta toiminnasta osana sähköverkkoa

Verkkoon liittämisen suunnittelussa asiakkaan sähköverkko mallinnetaan EIMil Oy:ssä käytössä olevalle PSCAD-simulointiohjelmistolle. Kyseisen ohjelmisto soveltuu erityisesti nopeiden muutostilanteiden simulointeihin, joiden avulla voidaan selvittää järjestelmässä tapahtuvia hetkellisiä ilmiöitä. PSCAD:n avulla voidaan kuvata sähkön-

laatuun liittyviä suureita tai varmistua suojauksen toimivuudesta erilaisissa sähköverkon vikatilanteissa. PSCAD-simuloinnit aloitetaan todentamalla simuloitavan verkkomallin oikeellisuus. Simuloinneista saatuja arvoja verrataan asiakkaan verkkotietojärjestelmästä saatujen arvojen kanssa. Vertailu suoritetaan laskemalla jokaiselle suurelle prosentuaaliset erot ja esittämällä ne taulukkomuodossa loppuraportissa. Liian isot poikkeamat simulointien ja verkkotietojärjestelmän arvojen välillä vaativat simulointimallin muokkaamista tai mahdollisen virheellisen verkkotietojärjestelmän arvon toteamisen. Mallin todentaminen toteutetaan verkon tehonjako- ja vikavirtalaskennan avulla.

Lopuksi simulointimalliin liitetään erikseen sovittava tuulivoimakokonaisuus. Liitettävästä tuulivoimakokonaisuudesta laaditaan loppuraporttiin erillinen kuvaus, joka sisältää simulointien suorittamisen kannalta oleellimmat tiedot tuulivoimaloista.

Simulointien avulla tuotetussa loppuraportissa asiakkaalle esitetään verkostotekninen suunnitelma, jonka avulla tuulivoimakokonaisuus voidaan verkkoon liittää. Loppuraportin rakenne kehitetään modulaariseksi, jolloin se soveltuu erilaisten projektien pohjaksi. Raporttiin voidaan siten helposti liittää erillisiä osakokonaisuuksia asiakkaan tarpeet huomioiden.

2.1.4 Tuulivoimapuiston sisäisen sähköverkon suunnittelu

Suurien tuulivoimapuistojen sisäisen sähköverkon suunnittelu on oma osakokonaisuus palvelutuotemallissa. Sen suunnittelu kuuluu keskeisenä osana tuulivoimahankkeisiin ja tämän vuoksi sitä tarjotaan erillisenä osakokonaisuutena hajautetun tuotannon verkkoon liittämisen palvelutuotteessa. Tuulipuiston sisäinen keskijänniteverkko eroaa normaalista säteittäisestä jakeluverkosta siten, että verkko on usein silmukoitu ja lähes poikkeuksetta kaapeloitu. Silmukoidusta verkosta huolimatta sitä käytetään kuitenkin säteittäisenä helpottamaan suojauksen toteuttamista. Tuulipuiston sisäistä keskijänniteverkkoa suunniteltaessa ei pyritä ensisijaisesti lyhimpiin mahdollisiin reitteihin vaan kaapeloinnin asennuksen helpottamiseksi kaapelireitit sijaitsevat usein voimaloiden huoltoteiden varrella. Tuulivoimapuiston sisäinen sähköverkko voi sisältää useita eri johtimen poikkipinta-aloja riippuen voimaloiden määrästä ja tehontuotannosta.

2.1.5 Suojauksen suunnittelu

Suojauksen suunnittelussa huomioidaan sekä sähköverkon että itse tuulivoimalan suojaukseen liittyvät tekijät. Sähköverkon suojaus on riippuvainen tuulivoimalan liittämiskohdasta. Mikäli tuulivoimala tullaan sijoittamaan jo olemassa olevalle johtolähdölle, selvitetään johtolähdön nykyiset suojausasettelut ja esitetään niihin mahdollisesti tehtävät tarvittavat muutokset. Jos tuulivoimala tullaan liittämään kokonaan uudelle johtolähdölle, jossa ei ole vielä aikaisempaa suojausta, esitetään lähdölle tarvittavat suojauskomponentit sekä niille sopivat asetteluarvot. Suojauksen suunnittelun kannalta on myös oleellista, sijoittuuko tuulivoimalähdölle tuotannon lisäksi myös muita asiakkaita vai toimivatko tuulivoimalat omalla johtolähdöllään. Tuulivoimaloiden suojaukselle

esitetään myös sopivat asetteluarvot siten, että ne täyttävät voimaloille asetettavat järjestelmätekniset vaatimukset ja eri vikatilanteet eivät aiheuta vaurioita itse voimaloille.

2.1.6 Sähkönlaadun simulointi

Sähkönlaadun simuloinnissa selvitetään liitettävän tuulivoimakokonaisuuden vaikutusta alueen sähkön laatuun. Lähtökohtaisesti tarkasteluiden raja-arvoina käytetään verkkoyhtiöiden omia suunnittelukriteerejä, mutta arvojen on täytettävä vähintään standardissa SFS-EN 50160 määritetyt jakelujännitteen ominaisuudet. Simulointien avulla pyritään löytämään tuulivoimaloiden mahdollisesti aiheuttamat haitalliset vaikutukset sähkön laatuun. Havaittaessa mahdollisia laatupoikkeamia, arvioidaan poikkeaman oletettava esiintymistiheys sekä poikkeaman todellinen vakavuus. Poikkeaman arvioinnin jälkeen voidaan ongelman ehkäisemiseksi esittää simulointien avulla sekä teknisesti, että myös taloudellisesti kannattava ratkaisu. Simuloitavat asiat esitetään tarkemmin tämän työn luvussa 5.

2.2 Palvelunäkökulma

Palvelutuotteen sisällön kuvauksessa on tärkeää tarkastella myös teknisen sisällön ohella tarjottavan tuotteen toiminnallisuutta asiakkaan näkökulmasta. Projektin alkuvaihe on palvelunäkökulmasta keskeisimmässä roolissa onnistuneen lopputuotteen kannalta. Erietyisesti tilanteessa, jossa asiakassuhde on uusi, luodaan tässä vaiheessa asiakkaalle mielikuva yrityksen imagosta ja toimintatavoista. Valmisteluvaihe on yhteistyön tiivein osakokonaisuus, sillä siinä vaiheessa luodaan projektille yhteiset tavoitteet ja aikataulut, esitellään käytettävät suunnittelumenetelmät, varmistetaan osapuolien yhtenevästä näkemyksestä hankkeen lopputuotteesta sekä luodaan pohja tulevalle kumppanuudelle. Jokaisella asiakkaalla on myös omanlaiset tarpeet ja visiot toiminnalleen, jonka vuoksi palvelutuotteessa on myös mahdollisuuksia asiakaskohtaiselle räätälöinnille.

Palvelunäkökulmasta lähestyttäessä suunnittelutyövaihetta on tärkeää muistaa asiakassuhteen ylläpito myös silloin. Tuulivoimalan verkkoon liittäminen voi kokonaisuudessaan olla pitkä prosessi, jolloin säännöllinen raportointi ja tiedottaminen asiakkaalle tulee olla hoidettuna asiaankuuluvasti. Tiedottamisesta pitää yrityksen sisällä sopia etukäteen, jolloin on selkeä käsitys siitä kuka tiedottamisesta vastaa. Hyvällä tiedottamisella ja projektin etenemisen raportoinnilla voidaan vaikuttaa asiakastyytyväisyyden kasvuun. Tiedottamisella voidaan viestiä asiakkaan suuntaan asiaan sitoutumista ja kuvata yrityksen toimintatapoja kokonaisuudessaan.

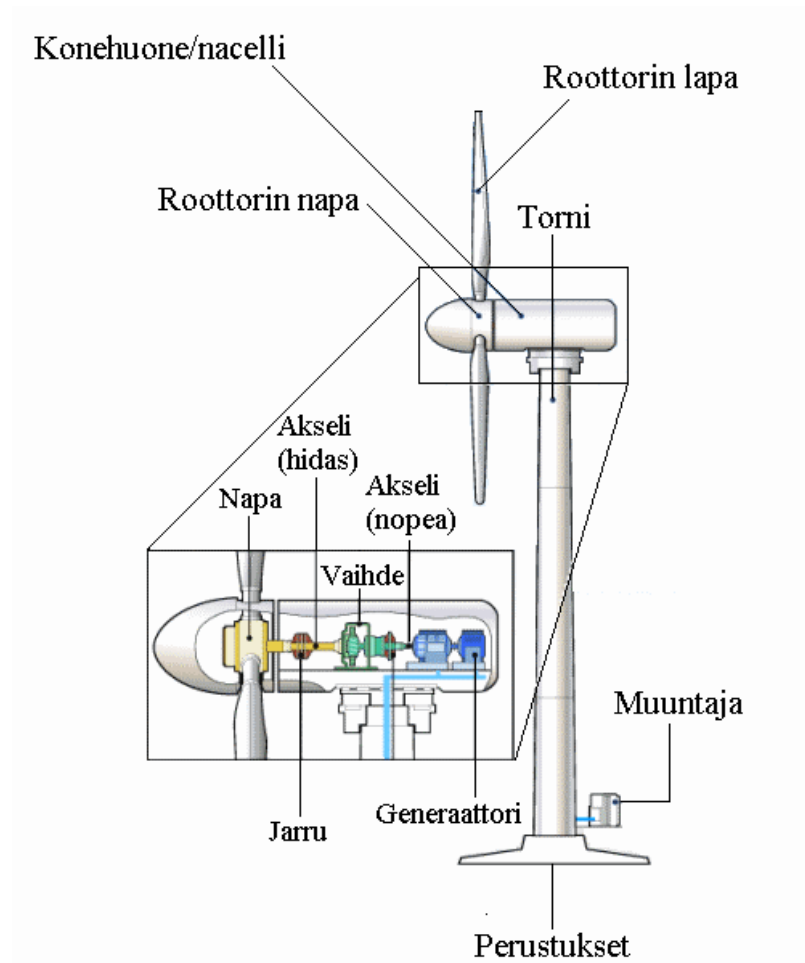
Lopputuotteena laadittavan raportin sisällön lisäksi asiakas mittaa palvelutuotteen hyvyyttä sen kautta, miten raportin sisältö esitellään asiakkaalle. Tässä vaiheessa voidaan vaikuttaa vielä omaan imagoon asiakkaan näkökulmasta.

3 TUULIVOIMA

Tuulivoimalla energiantuotantomuotona on tulevaisuudessa keskeinen rooli myös Suomessa. Liitettäessä tuulivoimaloita sähköverkkoon yksittäisinä voimaloina tai suurempina tuulipuistoina on voimaloiden rakenne ja tekniikka tunnettava, jotta niiden toiminta osana sähköenergiajärjestelmää on luotettavaa ja turvallista. Tässä luvussa esitellään tuulivoimaa sähköntuotantomuotona. Tämän lisäksi kerrotaan tuuliturbiinien rakenteesta, voimalaitostyypeistä sekä voimaloiden tekniikasta. Luvun lopussa on lyhyt katsaus Suomen tuulivoimatilanteeseen ja tulevaisuuden kasvunäkymiin.

3.1 Tuulivoimalan rakenne ja tekniikka

Virtaavan ilman liike-energian so. tuulen muuntaminen sähköenergiaksi tapahtuu tuuliturbiinissa. Turbiinin neljä päärakennososa ovat perustukset, torni, koneisto ja yleensä kolmelapainen roottori. Tuulivoimalat jaetaan roottorin akselin asennon perusteella vaaka- ja pystyakselisiin voimaloihin, joista vaaka-akseliset ovat selkeästi yleisempiä tuuliturbiiniratkaisuja. Tuuliturbiinin tornin korkeus vaihtelee noin 80-130 metrin välissä. Torni on usein teräsrakenteinen ja se kootaan yhteen vasta asennuspaikalla 15-30 metrin osissa. Profiililtaan torni levenee alapäästään, jotta saavutetaan riittävä rakenteellinen lujuus. Roottorin lapojen valmistuksessa käytetään nykyään useimmiten komposiittimateriaaleja, esimerkiksi lasikuitua epoksin tai polyesterin kanssa. Kuvassa 3.1 on esitetty vaaka-akselisen tuuliturbiinin rakennetta. Kuvasta käy myös ilmi periaate konehuoneen sisällöstä. [2; 3]



Kuva 3.1 Tuulivoimalan rakenne

Kuvassa 3.1 on konehuoneeseen merkitty vain yksi jarru hitaalle akselille. Yleensä kuitenkin levyjarru sijaitsee nimenomaan nopealla akselilla tai mahdollisesti molemmilla akselilla. Konehuoneessa on myös erillinen moottori, joka kääntää konehuoneen tuulen suuntaan. Moottoria ohjataan suunta-anturien ja säätölaitteiden avulla.

Liike-energian muuttaminen sähköenergiaksi perustuu siihen, että ilmavirtaus roottorin lapojen ohitse muodostaa paine-eroja lavan eri pintojen välille. Tuulen puoleisella sivulla ilmanpaine on vastakkaista puolta suurempi. Tämä saa aikaan nostevoiman, jonka johdosta roottori pyörii. Näin tuulen liike-energia muutetaan mekaaniseksi energiaksi. Kuvasta 3.1 nähdään kuinka akselien välille on asetettu vaihteisto, jolla saadaan kasvatettua generaattorin akselin pyörimisnopeutta. Generaattori tuottaa lopulta mekaanisesta energiasta sähköenergiaa, joka syötetään muuntajan kautta sähköverkkoon. Tuulivoimalan roottoria pyörittävän tuulen teho on verrannollinen tuulen nopeuden kolmannen potenssiin, ilman tiheyteen sekä lapojen tuulta vastaan kohtisuorassa olevaan pyyhkäisy-pinta-alaan alla olevan yhtälön mukaisesti

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho_i A v_i^3 \quad (1)$$

missä ρ_i on ilman tiheys, A on turbiinin lapojen pyyhkäisyypinta-ala ja v_i on tuulen nopeus. Roottoria pyörittävää tehoa ei kuitenkaan saada kokonaisuudessaan muunnetuksi sähkötehoksi, koska lapojen jälkeinen tuulennopeus ei voi olla nolla. Betzin lain mukaan turbiini ei voi hyödyntää 59,3 % enempää tuulen liike-energiasta. Näin maksimi ulostulotehoksi saadaan

$$P = \frac{1}{2} c_p(\lambda, \theta) \rho A v^3 \quad (2)$$

missä hyötykerroin c_p kertoo turbiinista saadun ulostulotehon suhteen tuulen liike-energiaan. Hyötykerroin on riippuvainen roottorin lapojen kärkinopeussuhteesta (TSR) ja lapojen lapakulmasta. TSR ilmoittaa roottorin lapojen kärkien nopeuden suhteen tuulen nopeuteen. Liian hitaasti pyörivät lavat eivät saa kerättyä kaikkea mahdollista tuulta talteen vaan päästävät sitä lävitseen ja vastaavasti liian nopeasti pyörivät lavat sekoittavat ilmamassat ympärillään ja huonontavat näin hyötysuhdetta. Tuuliturbiinien lapaluvun määrää ensisijaisesti lapojen kärkinopeussuhde. Kolmen lavan ansiosta potkuri on pyörähdysymmetrisesti tasapainossa ja massahitusvoimat ovat tasapainossa kaikkien akseleiden suhteen. Kolmen lavan käyttöä perustellaan myös visuaalisilla tekijöillä. [2; 3; 4]

3.1.1 Tuulivoimalan tehonsäätö

Kaikki tuulivoimalat varustetaan myös tehonsäätömekanismilla. Ulostulotehon ja tuulen nopeuden välisestä riippuvuudesta huomataan, että tuulen nopeuden kaksinkertaistuessa kasvaa teho kahdeksankertaiseksi. Tämä voi aiheuttaa merkittäviä mekaanisia vaurioita etenkin suurilla tuulen nopeuksilla. Myös generaattorin ja taajuudenmuuttajan kokemat sähköiset rasitukset olisivat silloin haitallisen suuria.

Perinteinen tehonrajoituskeino on ollut passiivinen sakkaussäätö (passive stall control). Tässä säätötavassa lapakulma pidetään kiinteänä, jolloin tuulen nopeuden kasvaessa ja lavan pyörimisnopeuden pysyessä vakiona tuulen ja lavan kohtauskulma kasvaa. Kohtauskulman kasvaessa tarpeeksi suureksi ilmavirtaus lavan tyhjiöpuolella muuttuu turbulenttiseksi eli lapa alkaa sakata. Sakkaussäätöön perustuvan tuuliturbiinin lapaa on hieman kierretty pituusakselin ympäri, jotta varmistetaan lavan sakkaus asteittain tuulen nopeuden saavuttaessa kriittisen suuruutensa. Passiivisen sakkaussäädön etuna on sen yksinkertainen rakenne. Säätötapa ei tarvitse monimutkaisia ohjausjärjestelmiä ja se on kustannuksiltaan edullinen ratkaisu. Toisaalta aerodynaaminen suunnittelu on haastavaa, sillä rakenne on suunniteltava siten, jotta vältytään sakkaustilanteessa syntyviltä värähtelyiltä. Värähtelyjen estämiseksi konehuoneeseen ja napaan voidaan myös asentaa värähtelyantureita, jotka pysäyttävät turbiinin värähtelyjen kasvaessa haitallisen suuriksi.

Tehoa voidaan rajoittaa myös lapakulmasäädön (pitch control) avulla. Ulostulotehoa rajoitetaan lavan kulman avulla siten, että säätöjärjestelmä kääntää roottorin lapaa tuu-

leen päin, jolloin kohtauskulma pienenee ja hyötysuhde laskee. Säätojärjestelmä voidaan toteuttaa joko yhdistetysti kaikille lavoille tai jokaiselle lavalle erikseen. Sääto tapa on hidasta tuulen nopeuden muutoksiin nähden etenkin puuskittaisen tuulen aikana, joka aiheuttaa ulostulotehon jatkuvaa vaihtelua nimellispisteen ympärillä.

Aktiivinen sakkaussäätö (active stall control) on kahden edellisen tehonrajoituskei non yhdistelmä. Toimiessaan nimellistuulennonopeuden alapuolella sääto tapa on samanlainen kuin lapakulmasäädössä. Tuulen nopeuden saavuttaessa nimellistuulennonopeuden, eli se tuulen nopeus, jolla voimala saavuttaa nimellistehonsa, lapa alkaa sakata. Sakka uksen määrää voidaan kuitenkin säätää kääntämällä lapaa vastakkaiseen suuntaan, kuin lapakulmasäädössä tehtiin. Näin voimala toimii suurillakin tuulen nopeuksilla lähellä nimellistehoaan. Aktiivisessa sakkaussäädössä esiintyy haitallisia värähtelyjä huomatta vasti passiivista sääto tapaa vähemmän, sillä lapakulmien jatkuva muuttuminen vähentää resonanssien syntyä. [5; 6]

3.2 Voimalatyypit

Tuulivoimalat voidaan jaotella kiinteä- ja muuttuvanopeuksisiin voimaloihin. Kiinteänopeuksisen voimalan pyörimisnopeus ei muutu tuulen nopeuden kasvaessa, kun taas muuttuvanopeuksisissa tuulivoimaloissa turbiinin pyörimisnopeus kasvaa tuulen nopeuden kasvaessa. Suurin osa nykyisistä tuulivoimaloista voidaan jaotella neljään eri luokkaan niiden nopeussäätöominaisuuksien sekä roottorin tehonsäätömekanismien perusteella.

3.2.1 Kiinteänopeuksinen tuulivoimala

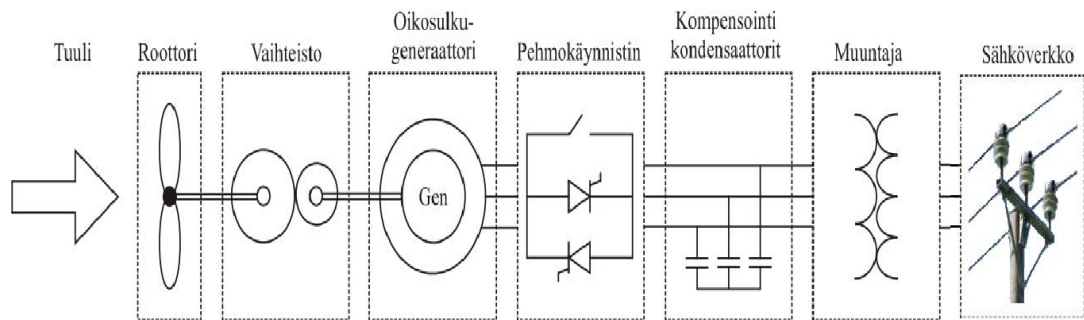
Kiinteänopeuksinen tuulivoimala, jota kutsutaan myös tyyppin A voimalaksi, sisältää oikosulkugeneraattorin (SCIG, Squirrel cage induction generator) ja se on kytketty muuntajan välityksellä suoraan sähköverkkoon. Se on nimensä mukaisesti kiinteänopeuksinen, eli sen pyörimisnopeus on lähes vakio. Kiinteänopeuksisen voimalan pyörimisnopeus voi muuttua ainoastaan oikosulkugeneraattorin jättämän verran. Jättämän suuruus saadaan yhtälön (3) mukaan

$$s = \frac{n_s - n}{n_s} * 100\% \quad (3)$$

missä n_s on roottorin tahtinopeus ja n on roottorin todellinen pyörimisnopeus. Roottorin tahtinopeuteen vaikuttavat taajuus f ja napapariluku p . Tahtinopeus saadaan yhtälön (4) mukaan

$$n_s = 60 * \frac{f}{p} \quad (4)$$

Maksimitehonsa tyyppin A voimala saavuttaa ainoastaan tietyllä tuulen nopeudella, muulloin turbiinin hyötysuhde pienenee. Oikosulkugeneraattorin etuna tuulivoimalakäytössä on sen alhainen hinta ja rakenteellinen yksinkertaisuus. Lisäksi oikosulkugeneraattoreiden huollontarve on alhainen. Kuvassa 3.2 on esitetty periaatekuva tyyppin A tuulivoimakäytöstä.



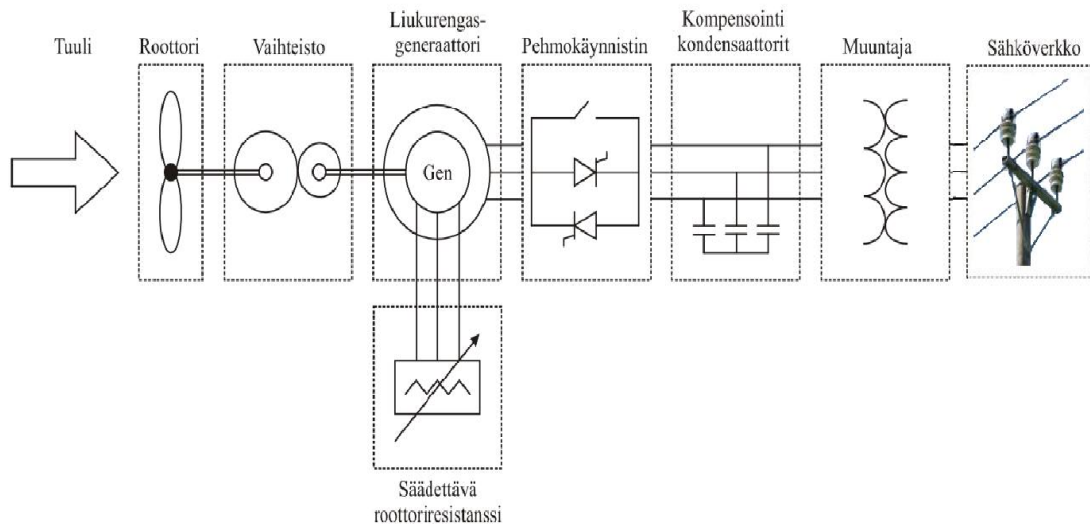
Kuva 3.2 Oikosulkugeneraattorilla varustettu kiinteänopeuksinen tuulivoimakäyttö [4]

Oikosulkugeneraattorin käynnistysvirta voi olla jopa seitsemänkertainen nimellisvirrtaansa verrattuna. Tämän vuoksi tyyppin A tuulivoimalat varustetaan usein pehmökäynnistimellä. Pehmökäynnistin koostuu vastarinnan kytketyistä tyristereistä, joiden avulla generaattorin napajännitettä kasvatetaan ramppimaisesti rajoittaen samalla virtaa maksimissaan nimellisvirran suuruiseksi. Käynnistymisen jälkeen tyristorit ohitetaan, jotta häviöt saadaan minimoitua. Oikosulkugeneraattorin ulostulotehon muutokset aiheuttavat heikoissa sähköverkoissa suuria jännitteenmuutoksia tuulivoimalan liityntäpisteessä. Suurimmat ulostulotehon muutokset kiinteänopeuksisella tuulivoimaloilla aiheutuvat tornin varjon ja tuulen nopeuden muutoksesta korkeuden funktiona seurauksesta. Tornin varjolla tarkoitetaan tornin aiheuttamaa ilmavirtauksen turbulenssia. Lavan ohittaessa tornin ulostuloteho pienenee hetkellisesti, koska yksi roottorin lapa on tornin ”varjossa” ja kaksi muuta lähes korkeimmassa kohdassaan kovassa tuulessa. Tuulen nopeuden muutoksella korkeuden funktiona kuvataan sitä, että pyörähdysradan yläosassa on suurempi tuulen nopeus kuin alaosassa. Tämän vuoksi tyyppin A tuulivoimakäytöt tulisi liittää jäykkään verkkoon, eli sellaiseen verkkoon, jonka impedanssi on pieni. Todellisuudessa tuulivoimaloiden sijoittamisen pääprioriteetti on tuuliolosuhteet, esimerkiksi rannikot, joissa sähköverkko voi kuitenkin olla melko heikko. Oikosulkugeneraattorin verkosta ottamaa loistehoa kompensoidaan epätahtigeneraattorin napoihin kytkettävällä erillisellä kompensointikondensaattorilla. Tarvittavan loistehon määrä on riippuvainen roottorin pyörimisnopeudesta, verkon jännitteestä ja generaattorin tuottamasta päätötehostä. Kondensaattoriparisto mitoitetaan yleensä vastaamaan generaattorin tyhjäkäyntitarvetta vastaavan loistehomäärään ja loput tarvittavasta loistehosta otetaan sähköverkosta. Loistehon kompensoinnilla saadaan parannettua liitäntäpisteen tehokerrointa. Tyyppin A tuulivoimaloiden teholuokat vaihtelevat pienistä muutaman sadan kilowatin

tehoisista aina kahteen megawattiin saakka ja niiden osuus tällä hetkellä Euroopassa käytössä olevista voimaloista on noin 15 %. [4; 7; 8]

3.2.2 Muuttuvanopeuksinen tuulivoimala liukurengasgeneraattorilla

Liukurengasgeneraattorilla (WRIG, Wound rotor induction generator) varustettua tuuli-voimakäyttöä kutsutaan tyyppin B voimalaksi. Tyyppin B voimala muistuttaa paljon A tyyppin voimalaa, sillä se tarvitsee myös pehmokäynnistimen käynnistysvirran rajoittamiseen ja kompensointikondensaattorin tuottamaan loistehoa. Tyyppin B voimala sisältää säädettävän roottorin resistanssin, jonka avulla voimalasta saadaan rajoitetusti muuttuvanopeuksinen. Resistanssin säätökyky mahdollistaa roottorin kokonaisresistanssin säädön, jonka avulla voidaan vaikuttaa generaattorin jättämään. Roottorin pyörimisnopeutta voidaan resistanssin ohjauksella säätää 0-10 % yli nimellisen pyörimisnopeuden. Resistanssia voidaan ohjata ulkopuolisen suuntaajan tai optisesti ohjatun valosignaalin avulla. Tuulen nopeuden mukaan säädettävä pyörimisnopeus parantaa sähkön laatua ja vähentää laitteiston mekaanista rasitusta. Säätötapa on kuitenkin häviöllinen, sillä resistanssin lisäys kasvattaa roottorissa syntyviä häviöitä huonontaan näin generaattorin hyötysuhdetta. Liukurengasgeneraattorin roottoriresistanssi voi liukurenkaiden ansiosta sijaita myös generaattorin ulkopuolella. Optisesti ohjatun resistanssin säädön ansiosta liukurenkaita ei tarvitse käyttää, mikä vähentää kunnossapidon tarvetta. Tällöin generaattorin mitoituksessa on kuitenkin huomioitava roottorin normaalia suurempi lämpeneminen. Tyyppin B tuulivoimalan periaatteellinen kaaviokuva on esitetty kuvassa 3.3.



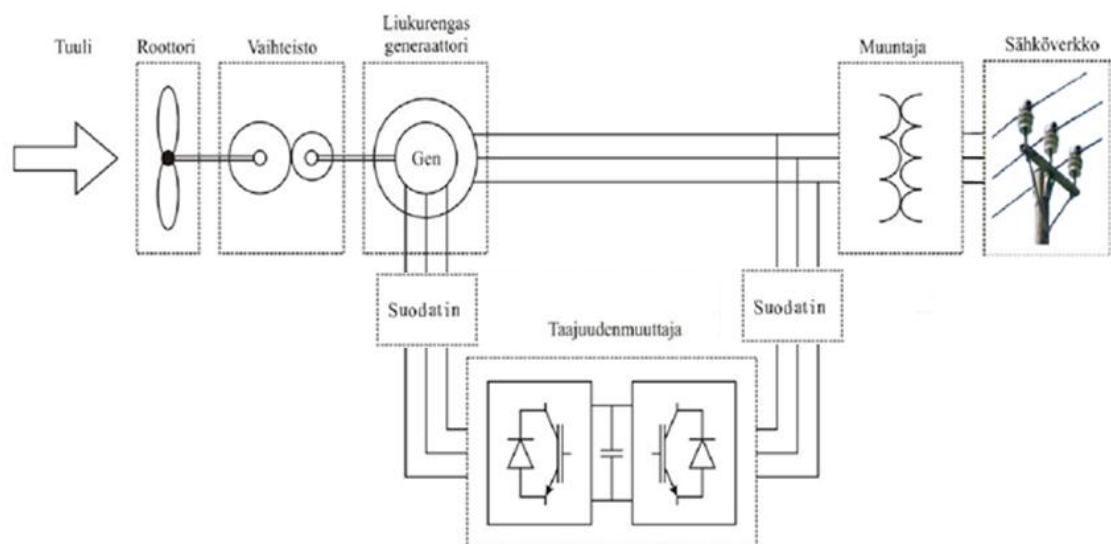
Kuva 3.3 Tyyppin B tuulivoimakonseptin periaatekuva [4]

Tyyppin B tuulivoimalan haittapuolena pidetään sitä, että se tarvitsee säädettävään roottoriresistanssin ohjaukseen suuntaajaratkaisun, joka nostaa voimalan hintaa A tyyppin voimalaan nähden. Käynnistyksen aikana virran harmonisen särön osuus on pehmo-

käynnistimen ansiosta melko suuri tyyppin A ja B tuulivoimaloilla. WRIG-voimaloiden osuus Euroopassa käytössä olevista voimaloista on kaikista pienin, vain noin 5 %. Tuulivoimaloiden teholuokat tyyppin B tuulivoimakäyttöille ovat melko suppeat liikkuen 1,5-2 MW alueella. [4; 7; 8]

3.2.3 Muuttuvanopeuksinen käyttö kaksoissyötetyllä liukurengasgeneraattorilla

Yleisin käytössä oleva tuulivoimakäyttö on kaksoissyötetty liukurengasgeneraattori (DFIG, Doubly-fed induction generator). Tyyppin C tuulivoimalan roottori on kytketty verkkoon taajuudenmuuttajan välityksellä ja staattori on kytketty suoraan sähköverkkoon. Taajuudenmuuttajaa ei kuitenkaan mitoiteta generaattorin näennäisteholle, vaan ainoastaan sen jättämäteholle, joka on korkeintaan noin kolmasosa generaattorin näennäistehosta. Tyyppin C tuulivoimakäyttö mahdollistaa roottorin pyörimisnopeuden säädön $\pm 30\%$ synkronisen pyörimisnopeuden ympärillä, jolloin tuulen nopeusvaihtelut eivät aiheuta muutoksia ulostulotehossa. Pyörimisnopeusalue on riittävä tuulivoimakäyttöille, sillä alhaisilla tuulen nopeuksilla generaattori ei tuota tehoa ja liian kovan tuulen aikana roottorin pyörimisnopeutta rajoitetaan mekaanisten ja sähköisten vaurioiden estämiseksi. Taajuudenmuuttaja lisää harmonista säröä, joka poistetaan erillisellä suotimella. Käynnistysvaatima magnetointivirta syötetään koneeseen roottorin kautta, jolloin käynnistysvirta voidaan rajoittaa nimellisvirran suuruiseksi, eikä voimala tarvitse erillistä pehmokäynnistintä. Taajuudenmuuttajan avulla voidaan voimalan pätö- ja loistehoa ohjata halutuksi, jolloin erillistä kompensointikondensaattoria ei tarvita. Kuvassa 3.4 on esitetty kuva C-tyypin tuulivoimalasta.



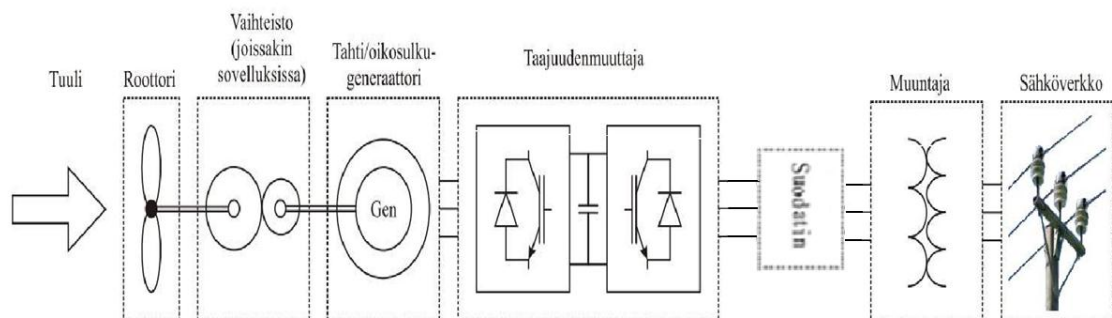
Kuva 3.4 Kaksoissyötetty liukurengasgeneraattorikäyttö [4]

Taajuudenmuuttajan yhteydessä olevan suotimen ansiosta voidaan yliaaltoja suodattaa tehokkaasti, joten voimala ei heikennä verkon jännitteen laatua. DFIG-voimaloiden

osuus Euroopan tuulivoimakäytöistä on suurin, noin 55 %. Markkinoilla olevien tyyppin C tuulivoimaloiden tehot liikkuvat pääasiassa 2-3 MW alueella. [4; 7; 8]

3.2.4 Muuttuvanopeuksinen tuulivoimala täyden tehon suuntaajakäytöllä

Tyyppin D tuulivoimalassa generaattori, joka voi olla tahti- tai oikosulkugeneraattori, kytketään sähköverkkoon nimellistehoon mitoitettun taajuudenmuuttajan välityksellä. Kestomagneettitahtigeneraattoria käytettäessä saadaan generaattorille hyvä hyötysuhde, sillä generaattori kykenee itsemagnetointiin. Magnetointia ei kuitenkaan voida muuttaa vaan se on aina vakio. Sen lisäksi kestopagneettien huonoina puolina ovat niiden kallis hinta ja heikkenevät magneettiset ominaisuudet lämpötilan kasvaessa. Tämän vuoksi jäähtytyksen merkitys korostuu kestopagneettien yhteydessä. Hitaasti pyöriviä tahtigeneraattoreita voidaan käyttää myös ilman vaihteistoa, joka tarjoaa merkittävän edun muihin verrattuna, sillä vaihteisto on helposti rikkoutuva osa. Tämä huollon tarpeen väheneminen lisää tahtigeneraattoreiden suosiota etenkin merituulisovelluksissa. Vaihteeton ratkaisu vaatii kuitenkin usealla napaparilla varustetun hitaasti pyörivän generaattorin, jotka ovat kooltaan suuria ja kasvattavat osaltaan nacellin painoa. Tyyppin D voimalat ovat hallittavuudeltaan erittäin hyviä sekä niiden loistehon tuotantokapasiteetti on suuri. Kuvassa 3.5 on periaatekuva tyyppin D tuulivoimakäytöstä.



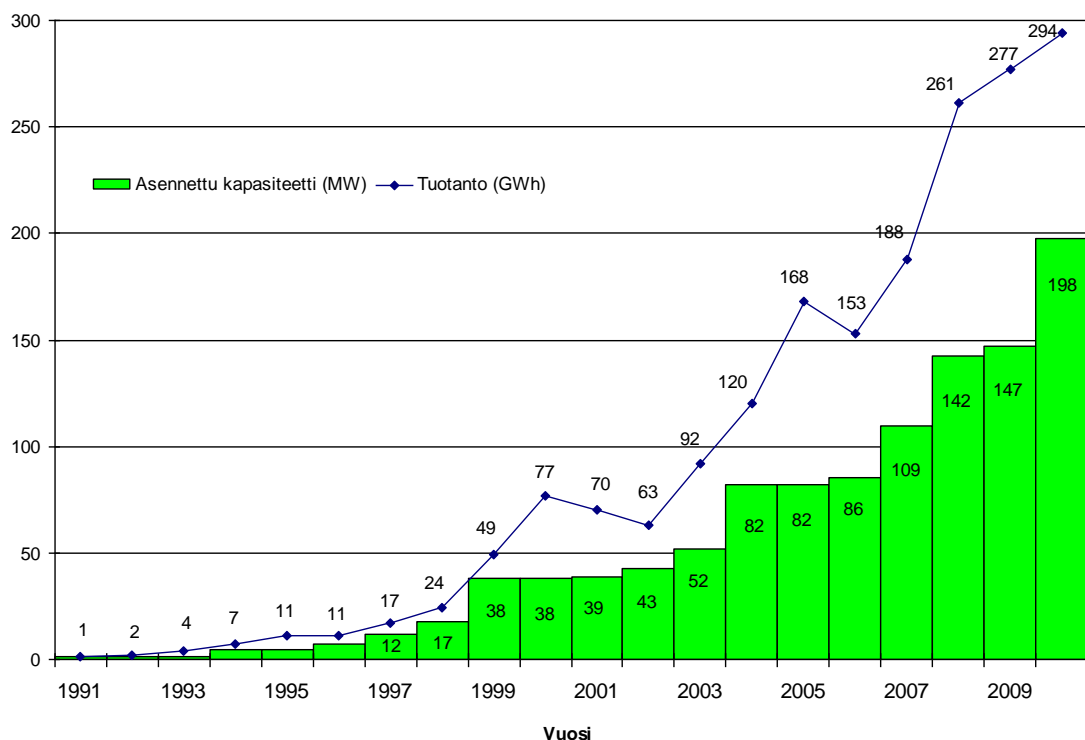
Kuva 3.5 Nimellistehoon mitoitettu suuntaajakäyttö [4]

Täyden tehon suuntaajakäytön etuna on harjattoman generaattorin huollontarpeen väheneminen. Huollon tarvetta voidaan pienentää myös käyttämällä kestopagneetteja. Lisäksi roottorin pyörimisnopeutta voidaan säätää erittäin laajalla alueella nimellispyörimisnopeuden ympärillä, jolloin ulostulotehossa ei näy tuulen nopeuden vaihtelut. Haittapuolena tyyppin D tuulivoimalla on taajuudenmuuttajan suuri koko. Nimellisteholle mitoitettu taajuudenmuuttajan lisää voimalan hintaa, kokoa ja häviöitä merkittävästi C tyyppin voimalaan nähden. Tyyppin D voimalakonseptin markkinaosuus Euroopassa on noin 25 %. Teholuokat ovat tyyppin D tuulivoimakäytöillä suurimmat, sillä tällä hetkellä markkinoilla on täyden tehon suuntaajaratkaisuja muutamasta megawattista jopa kahdeksaan megawattiin saakka. Kokonaishyötysuhde täyden tehon suuntaajatoteutuksissa on DFIG-voimaloita korkeampi erityisesti silloin, kun tuulen nopeus on alle nimellisen

nopeuden. Huomioitavaa on, että suurin osan voimaloiden käyttötunneista toimitaan alle nimellisellä tuulen nopeudella. [4; 7; 8]

3.3 Tuulivoima Suomessa

Suomi on profiloitunut kansainvälisesti erityisesti korkean tuulivoimateknologian osajana saavuttaen jopa markkinajohtajuuden yksittäisten komponenttien toimituksissa. Tekniikan kehittyminen ja järjestelmätuntemus tarjoaa Suomelle mahdollisuuden olla myös merkittävä tuulivoiman kokonaistoimittaja tulevaisuudessa. Tuulivoimakapasiteetin kehitys Suomessa on viimeisten vuosien aikana ollut varsin maltillista. Tuulivoimalta pitkään puuttuneet syöttötariffit, maankäytön kiistat ja tutkimukset tuulivoimaloiden vaikutuksesta lento- ja maantieliikenteeseen ovat osaltaan olleet hidastamassa tuulivoimaloiden lisääntymistä Suomessa. Vuoden 2010 loppuun mennessä Suomessa oli 130 tuulivoimalaa, joiden yhteenlaskettu teho on 197 MW. Tuotanto on vain 0,3 % Suomen sähkötuotannosta. Energiategollisuus ry:n vision mukaan tuulivoimalla tuotetun sähkön osuus Suomen kokonaistuotannosta vuonna 2050 olisi noin 10-15 %. Kuvassa 3.6 näkyy Suomen tuulivoimatuotannon kasvua vuodesta 1991 vuoteen 2010 [9; 10; 11]



Kuva 3.6 Suomen tuulivoimakapasiteetin ja tuulivoimatuotannon kehitys vuosina 1991-2010

Kuvaajasta huomataan kuinka tuotantomäärä laski vuodesta 2000 vuoteen 2002. Negatiivinen kehitys selittyy sillä, että kyseisinä vuosina tuulivoimakapasiteetti pysyi lähes samana ja vuodet olivat kohtalaisen heikkotuulisia aiempiin verrattuna. Saman ilmiön voi havaita vuosina 2005-2006. Tuulivoimatuotanto tulee kuitenkin tulevaisuu-

dessa lisääntymään merkittävästi myös Suomessa. VTT:n arvion mukaan Suomen tuulivoimakapasiteettia voitaisiin nostaa 4000 MW:iin vuoteen 2020 mennessä. Vuonna 2011 käyttöön otettu syöttötariffijärjestelmä lisää kiinnostusta tuulivoimatuotantoa kohtaan. Suomessa oli julkaistu toukokuun 2011 loppuun mennessä tuulivoimahankkeita noin 6300 MW:n edestä, joista merelle suunniteltujen hankkeiden osuus on 3000 MW:a. Tuulivoimateknologia tarjoaa myös merkittäviä taloudellisia hyötyjä Suomelle. Vuonna 2010 Suomen teknologiayritysten liikevaihto oli noin 800 miljoonaa euroa. Kansainvälisen energiajärjestö IEA:n mukaan Suomella on mahdollisuus kasvattaa tuulivoimateknologiasta saatavia vientituloja vuoteen 2020 mennessä nykyisestä 800 miljoonasta 14 miljardiin euroon. [12]

Työ- ja elinkeinoministeriö asetti loppuvuodesta 2011 työryhmän selvittämään tuulivoiman rakentamisen hallinnollisia esteitä Suomessa. Ministeri Lauri Tarastin selvitys valmistui huhtikuussa 2012 ja se sisälsi 16 ehdotusta, joilla tuulivoiman rakentamista voidaan Suomessa edistää. Suurimmat esteet liittyivät erilaisiin kaavoitusta ja lupamenettelyä koskeviin asioihin. Toukokuun alussa 2012 Työ- ja elinkeinoministeriö asetti tuulivoiman edistämistyöryhmän, joka hyödyntää työssään ministeri Tarastin selvitystä. Edistämistyöryhmän toimikausi kestää vuoden 2013 loppuun saakka. Tavoitteena kuitenkin pidetään yhä, että vuoteen 2020 mennessä Suomen tuulivoimakapasiteetti kymmenkertaistetaan, eli tuulivoimalla tuotetun energian määrä olisi 6 TWh. Tämä tarkoittaisi noin 2000-2500 MW:n edestä tuulivoimakapasiteettia.

4 YLEISET LIITTYMISEHDOT

Tuotantolaitosten liittämiseksi sähköverkkoon ja niiden käyttöominaisuuksille on laadittu erilaisia liittymisehtoja, eli verkkokoodia. Verkkokoodin avulla pyritään varmistamaan liitettävien voimalaitosten turvallinen, luotettava, tehokas ja koordinoitu käyttö osana sähköenergiajärjestelmää. Tähän saakka yleisiä, yhteisesti hyväksytyjä liittymisehtoja ei ole ollut vaan ne ovat vaihdelleet maakohtaisesti ja osin myös verkkoyhtiökohtaisesti. Fingridin julkaisema ”Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset, VJV 2007” [13] koski aiemmin ainoastaan yli 10 MVA:n siirtoverkkoon liitettäviä tuotantolaitoksia, joita sovellettiin myös pienempitehoisiin voimalaitoksiin. Joulukuussa 2011 Fingrid julkaisi erillisen ”Tuulivoimaloiden järjestelmätekniset vaatimukset”-liitteen [14], joka kattaa kaikki tuulivoimalat 0,5 MVA:sta ylöspäin. Myös muualla Euroopassa on omat tuotannon liittymisehtonsa, erityisesti sellaisissa maissa, joissa tuulivoimantuotanto on varsin suurta, kuten Saksassa ja Tanskassa.

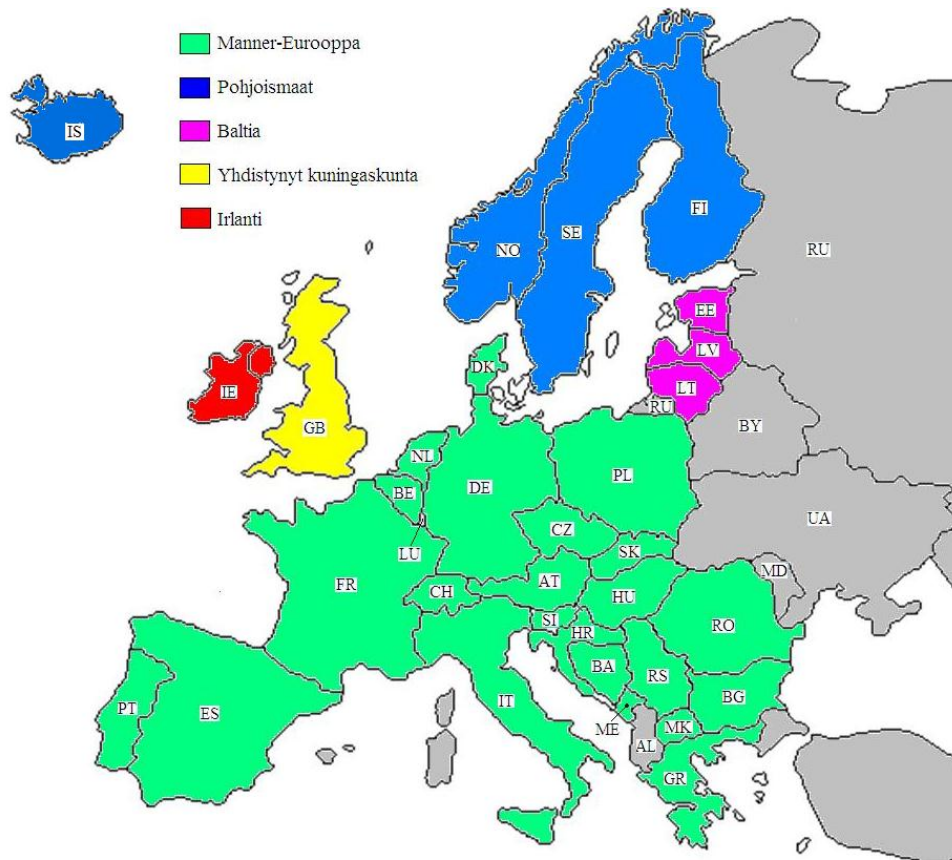
Vaikka verkkokoodien sisältö vaihtelee alueittain, niiden yleisimmät vaatimukset koostuvat kuitenkin seuraavista tekijöistä:

- jännitteen ja taajuuden toiminta-alueet
- pätötehon säätö ja taajuusvaste
- loistehon säätö, joka usein sisältää vaatimuksia verkon jännitteen hallintaan
- jännitteen säätö
- suojalaitteet
- sähkön laatu

Verkkokoodit eivät aiemmin koskeneet tuulivoimaloiden verkkoon liittämistä, koska tuulivoiman osuus sähkön kokonaistuotannossa oli suhteellisen pieni. Tuulivoimaloiden oli vain kyettävä irtoamaan sähköverkosta vikatilanteissa. Jatkuvasti kasvava tuulivoiman osuus sähköntuotannossa aiheuttaa sen, että tuulivoimaloiden irtikytkäytyminen voi aiheuttaa merkittäviä ongelmia verkon stabiilisuudelle. Tämän vuoksi tuulivoimaloiden on nykyisin osallistuttava sähkövoimajärjestelmän hallintaan entistä enemmän ja autettava järjestelmää palautumaan vikatilanteista.

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) on eurooppalainen kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestö, jonka tehtävänä on sähkömarkkinoiden kehittäminen ja kantaverkkoyhtiöiden yhteistyön parantaminen. Järjestöllä on valmisteilla Eurooppaan yhtenäinen verkkokoodisto, jonka avulla halutaan varmistaa sähköverkkojen kehittäminen eurooppalaiset sähkön yhteismarkkinat huomioon ottaen. Yhteinen verkkokoodi tulee kuitenkin sisältämään erilaisia vaatimuksia eri maantieteel-

lisille alueille, johtuen viidestä eri synkronisesta alueesta, josta ENTSO-E koostuu. Alueellinen jako perustuu aiempien kantaverkkoyhtiöiden määräyksiin ja verkon rakenteisiin. Kuvassa 4.1 on esitetty ENTSO-E:n alueellinen jakautuminen.



Kuva 4.1 ENTSO-E:n viisi synkronista aluetta

Eroavaisuudet liittämishdoissa Euroopan sisällä ovat johtaneet hajautetun sähkön tuotannon liittämisen tehottomuuteen, josta aiheutuu ylimääräisiä kustannuksia kuluttajille, tuotantolaitteistojen valmistajille ja tuulivoimaloiden kehittäjille. Ennen verkkoyhtiöt vastasivat itsenäisesti verkon suunnittelusta ja käytöstä sekä mahdollistivat tuotantolaitosten liittämisen osaksi sähköverkkoa. Tämän vuoksi vaatimukset poikkesivat toisistaan ja verkkokoodit eivät välttämättä olleet riittävän selkeitä, eivätkä teknisesti ja taloudellisesti toteuttamiskelpoisia. Euroopan unionin toimesta ENTSO-E on saanut tehtäväkseen laatia yhteisen verkkokoodin voimalaitosten verkkoon liittämiseksi. Ensimmäinen luonnos harmonisoidusta verkkokoodista ”Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators” valmistui alkuvuodesta 2011, jolloin se lähti laajalle puoli vuotta kestäväälle julkiselle kommenttikierrokselle. Sitova EU-lainsäädäntö verkkokoodista on tarkoitus toteuttaa vuonna 2013-2014. Yhtenäinen verkkokoodi tarjoaa etuja kaikille osapuolille. Laittevalmistajien on helpompi suunnitella tuotteita tietyn standardin pohjalta sen sijaan, että he valmistavat erilaisia tuotemodifikaatioita yksilöllisten tarpeiden mukaisesti. Voimaloiden valmistus- ja liittymiskustannukset pienenevät verk-

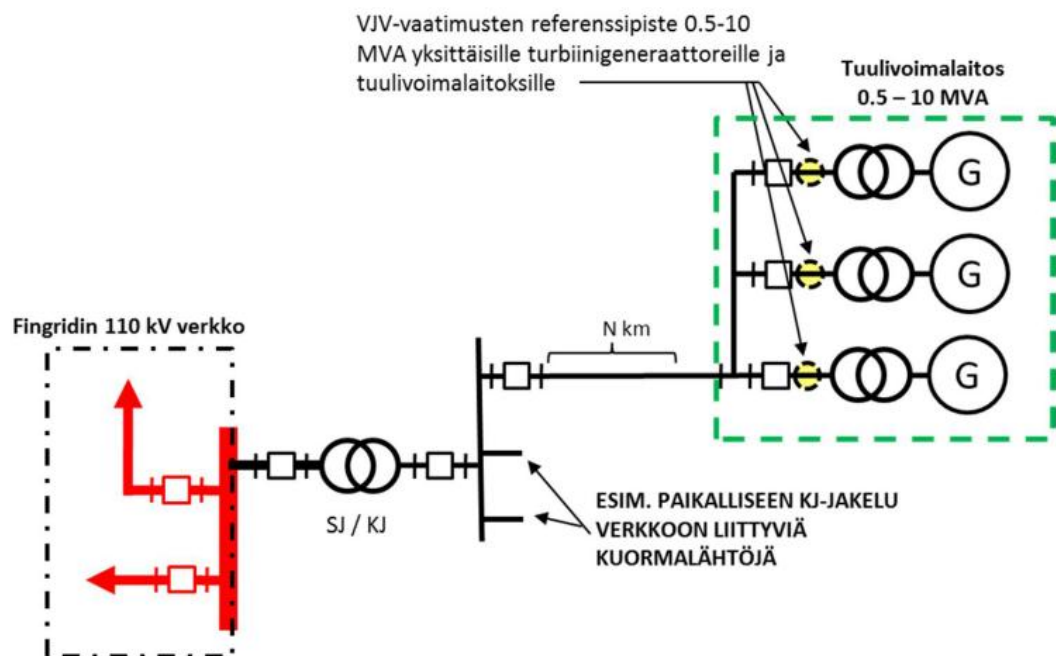
kokoodin harmonisoinnin myötä. Kuluttajien kokema hyöty syntyy pienenevien investointikustannusten seurauksena.

4.1 Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset (VJV 2013)

Tässä luvussa selvitetään Fingridin järjestelmäteknisten vaatimusten (myöhemmin VJV) liitettä 2, jossa on esitetty erikseen tuulivoimaloiden järjestelmätekniset vaatimukset. Kaikkien uusien yli 0,5 MVA tuulivoimalaitosten on täytettävä liitteessä 2 esitetyt vähimmäisvaatimukset. Fingrid julkaisee VJV:n uudistetun version VJV 2013 myöhemmin vuoden 2013 aikana, mutta sen sisältö on hyvin pitkälle samanlainen kuin joulukuussa 2011 julkaistujen uudistettujen liitteiden sisältö. Tässä diplomityössä selvitetään VJV:n liitteestä 2 vain kokoluokan 0,5-10 MVA tuulivoimaloille esitetyt vaatimukset.

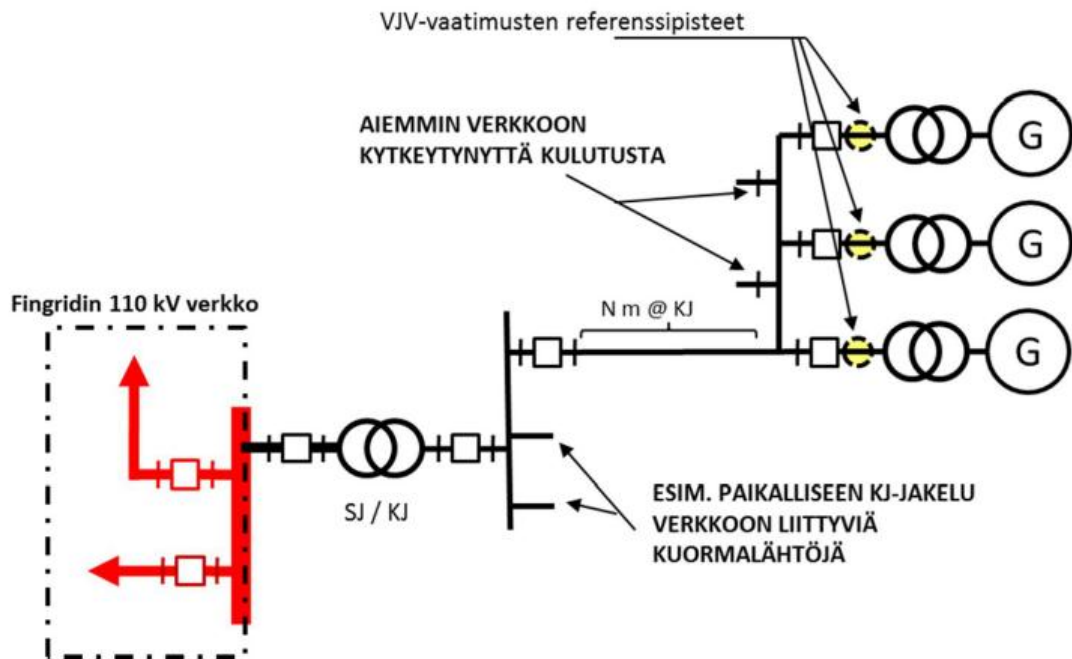
4.1.1 Referenssipisteen määrittely

Referenssipisteellä tarkoitetaan sitä verkon pistettä, jossa verkkoon liitettävien tuulivoimaloiden tulee täyttää niille esitetyt järjestelmätekniset vaatimukset. Keskijänniteverkkoon liitettävien tuulivoimaloiden referenssipisteinä käytetään yksittäisen turbiinigeneraattorin muuntajan yläjännitepuolen sähköistä pistettä. Keskijänniteverkon referenssipisteen määräytymistä on selvennetty kuvassa 4.2. [15]



Kuva 4.2 Keskijänniteverkon referenssipiste [15]

Jos tuulivoimala liitetään keskijänniteverkkoon kulutuksen rinnalle, määräytyy referenssipiste kuvan 4.3 mukaisesti.



Kuva 4.3 Referenssipiste tuulivoimaloille toimiessaan rinnakkain muun kulutuksen kanssa.[15]

Kuvassa 4.3 tuulivoimaloilla ei ole yksiselitteistä yhteistä pistettä, jolloin jokaiselle on esitetty oma referenssipiste. Mikäli usealle tuulivoimalalle löytyy kuitenkin yhteinen yksiselitteinen piste, käytetään VJV:n mukaan sitä.

4.1.2 Pätö- ja loistehon säätö

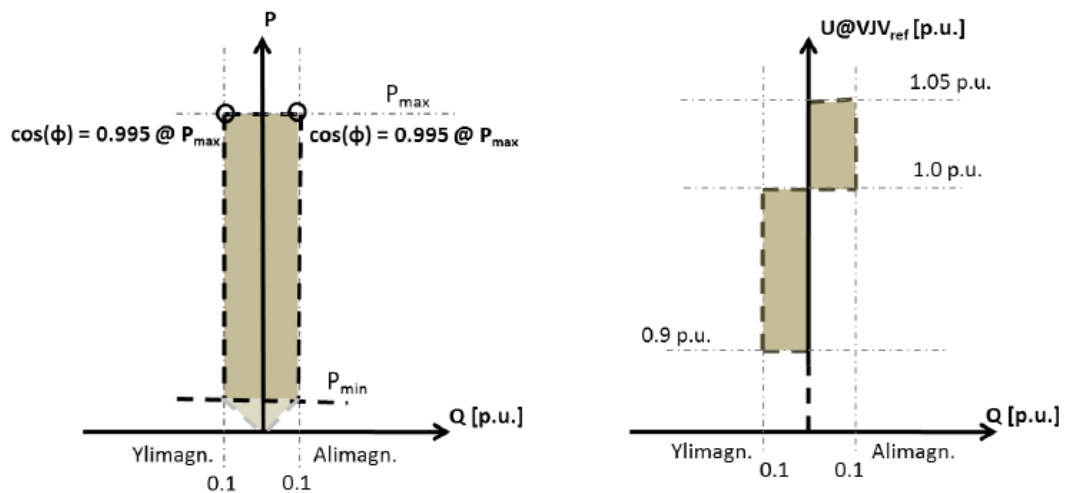
Pätötehoa säädetään, jotta välttyttäisiin haitallisilta epätasapainoiltiloilta sähköenergiajärjestelmässä. Pätötehon säädöllä voidaan vaikuttaa mm. verkon taajuuteen ja johdinten kuormitukseen. Pätötehon säätötapoja esiteltiin aiemmin luvussa 3.1.1. Pätötehon säätö tarkoittaa poikkeuksetta ulostulotehon pienentämistä, mikä puolestaan pienentää voimalasta saatavia tuottoja. Perinteisissä voimaloissa ulostulotehon pienentäminen pienentää myös polttoainekustannuksia, mutta tuulivoimaloiden tapauksessa ilmaisen tuulen rajoittaminen on tuottojen kannalta häviöllistä. Yksinkertaisin tapa ulostulotehon säädölle on asettaa sille tietty yläraja, jonka alapuolella sen on säilyttävä. VJV:n mukaan pätöteho- tuotantoa on pystyttävä säätämään referenssipisteessä. 0,5-10 MW tuulivoimalaitoksille esitetyt pätötehon säätövaatimukset ovat kuitenkin vain suosituksia. Pätötehon ylärajan on oltava säädettävissä kauko-ohjauksella. Ylärajan asettelun on voitava antaa vähintään 1 MW tarkkuudella generaattorin minimi- ja maksimitehon rajaamalla alueella. [14]

Loistehon siirto sähköverkossa lisää verkon häviöitä, aiheuttaa jännitteenalenemaa sekä pienentää verkon siirtokapasiteettia kuormitusvirran kasvun johdosta. Riittämätön loistehon siirto verkossa voi johtaa jännitestabiilisuuden menettämiseen ja jännitteen kontrolloimattomaan laskuun. Tämän vuoksi loistehon hallinta on merkittävä tekijä sähkövoimajärjestelmässä. Oikosulkugeneraattoreilla varustetut tuulivoimalat kuluttavat

loistehoa ja vaativat siten erillisen kompensointilaitteiston. Suuntaajakäyttöillä toteutetut tuulivoimakäytöt pystyvät säätämään tehokerrointaan, jonka avulla ne voivat osallistua verkon jänniteensäätöön. Vaatimusten mukaan jokaisella tuulivoimalalla tulee olla riittävä loistehokapasiteetti. Generaattorin on kyettävä tuottamaan tai kuluttamaan loistehoa referenssipisteessään. Loistehon tuotanto ja kulutus suhteutetaan suurimpaan tuotantotehoon siten, että referenssipisteestä mitattava on suurimmillaan vähintään

- $Q = 0,1_{\text{ind}}$ p.u. (ylimagnetoitu), kun verkkojännite referenssipisteessä on alueella 90-100 %
- $Q = 0,1_{\text{kap}}$ p.u. (alimagnetoitu), kun verkkojännite referenssipisteessä on alueella 100-105 %

Kuvassa 4.4 on esitetty VJV:n mukainen loistehon kapasiteettivaatimus.

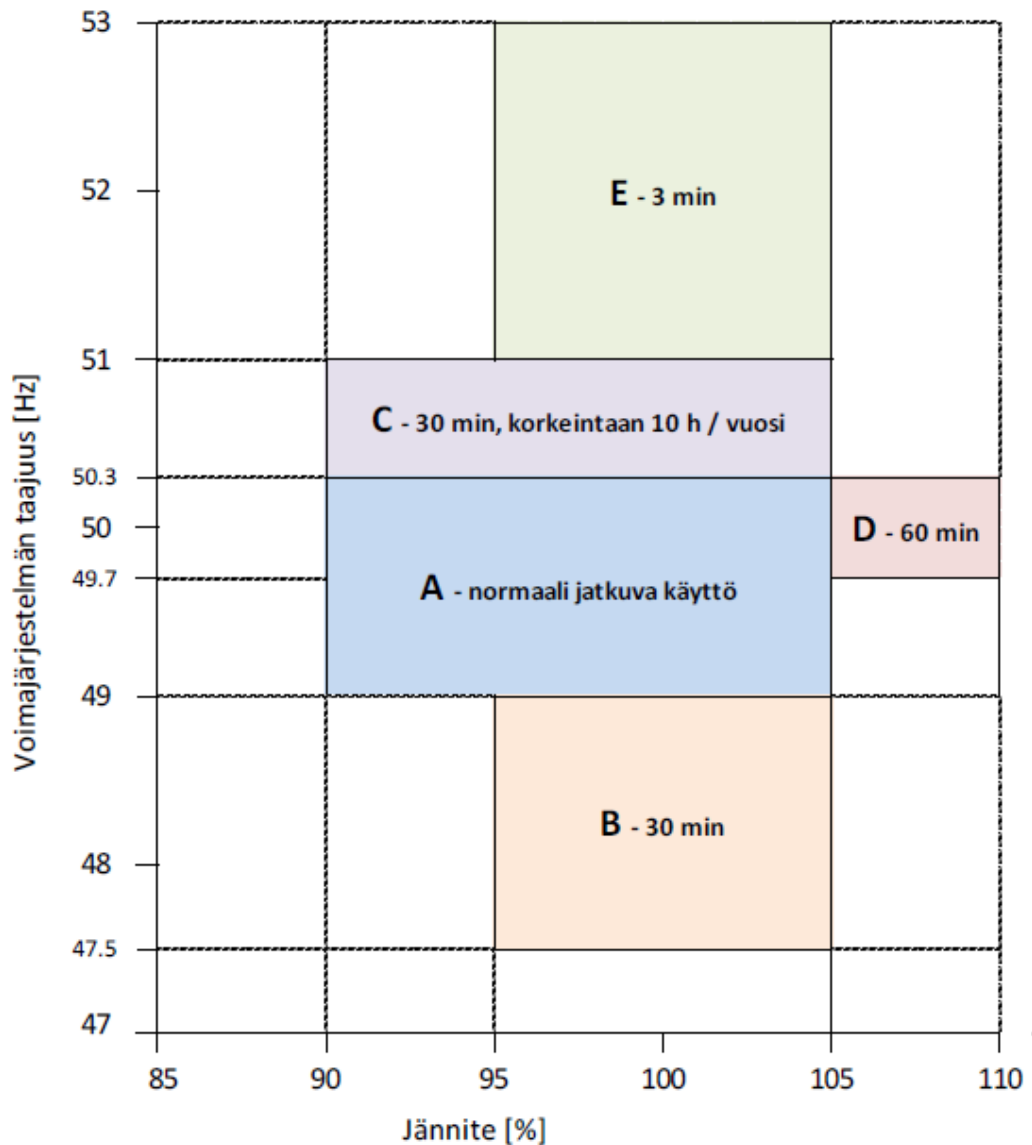


Kuva 4.4 Loistehokapasiteettivaatimus tuulivoimaloille [14]

Fingridin VJV:n mukaan tuulivoimalat tulee varustaa automaattisella loistehon- ja jänniteensäädöllä. Säädön tulee olla jatkuvaa ja sen aiheuttamat muutokset tulee tapahtua portaattomasti referenssipisteessä. Tuulivoimaloiden loistehonsäätö tulee toteuttaa joko vakioloistehonsäädöllä, vakiotehokerroinsäädöllä tai molemmilla. Päätöhtuotannon vaihdellessa, kun loistehosäädön tavoitearvo on 0 kVAr, sallitaan voimalan loistehon vaihteluille enintään 5 % vaihtelu voimalan nimellistehosta ($\Delta Q = \pm 0,025 * S_n$). Loistehon vaihtelu ei saa hetkellisesti ylittää 10 %:n tasoa voimalan nimellistehosta ($\Delta Q = \pm 0,05 * S_n$), eikä vaihtelu saa heikentää referenssipisteen sähkön laatua. Liittymispisteen verkonhaltijalla on oikeus vaatia molempien em. säätötapojen hyödyntämistä, mikäli ne ovat voimalalla lähtökohtaisesti käytettävissä. Mikäli voimala kykenee tuottamaan loistehoa verkon jännitteen perusteella, on senkin hyödyntäminen verkonhaltijan päätettävissä. [14]

4.1.3 Jännitteen ja taajuuden toiminta-alueet

Jännitteen ja taajuuden toiminta-alueilla tarkoitetaan ylä- ja alarajaa, joiden välillä tuulivoimalan on toimittava normaalisti. Normaalin toiminta-alueen lisäksi verkkokoodeissa on usein määritelty eri jännite- ja taajuusalueita, joissa tuulivoimalan on toimittava tietyn ajanjakson verran irtoamatta verkosta. Vaatimuksissa jännitteen ja taajuuden toiminta-alueille on esitetty kuvan 4.5 mukaiset raja-arvot.



Kuva 4.5 Jännitteen ja taajuuden toiminta-alueet [14]

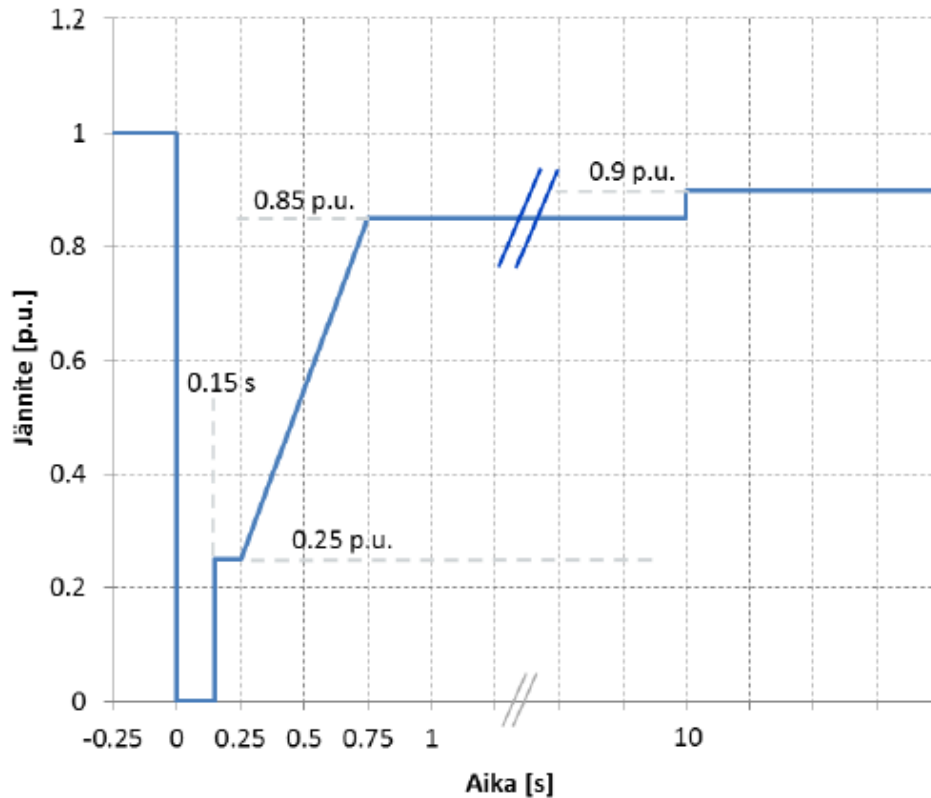
Kuvassa 4.5 eri toiminta-alueille (A-E) on esitetty seuraavanlaisia vaatimuksia ajan ja sallittujen tehonalenemien suhteen

- A: Normaalin jatkuvan käytön alue. Jännitteen tai taajuuden muutoksesta aiheutuvaa pätö- tai loistehon tuotannon alentumista ei sallita.
- B: 30 minuutin yhtäjaksoinen käyttö, jonka aikana suurin sallittu tehonalenema 49 Hz:n taajuudella on 0 % ja 47,5 Hz:n taajuudella 15 %. Taajuusalueen muut tehonalenemat määräytyvät lineaarisesti rajataajuuksilla sallittujen tehonalenemien perusteella.
- C: 30 minuutin yhtäjaksoinen käyttö, korkeintaan 10 tunnin ajan vuodessa. Tehonaleneman suuruus voi olla 10 %, mikäli siitä ei aiheudu rajoituksia täydellä teholla jatkamiseen taajuuden palautuessa alle 50,3 Hz.
- D: Yhden tunnin yhtäjaksoinen käyttö, jonka aikana tehon sallitaan alenevan enintään 10 % täydestä tehosta.
- E: Kolmen minuutin yhtäjaksoinen käyttö, jonka aikana voimakas tehonalenema on sallittu, kunhan voimala vain pysyy määrätyn ajan verkkoon kytkeytyneenä.

Toiminta-alueiden ulkopuolella välitöntä irtikytketymistä ei sallita, vaan voimalan tulee jatkaa käyttöä niin kauan kuin se on mahdollista. [14]

4.1.4 Toiminta verkkohäiriöiden aikana

Tuulivoimaloille esitetään nykyään vaatimuksia niiden pysymisestä verkossa kiinni siirtoverkossa tapahtuvien vikatilanteiden aikana ja niiden jälkeen. Vian aikaisten alijännitteiden aikana tuulivoimalan pysymistä sähköverkkoon kytkeytyneenä kutsutaan termillä FRT (Fault ride through). Kuvassa 4.6 on esitetty pääjännitteelle käyrä, jonka yläpuolella tuulivoimalan on kyettävä jatkamaan normaalia toimintaansa.



Kuva 4.6 Tuulivoimalan FRT-vaatimus [14]

Kuvasta 4.6 huomataan, että tuulivoimalan on pysyttävä verkossa, vaikka jännite ei palaudu vian jälkeen alkuperäiseen 1 p.u. arvoonsa. Kohdassa 4.1.3 esitetystä jännitteen toiminta-alueesta 0,9 p.u.:n suurin jännite katsottiin kuuluvan normaalin jatkuvan käytön alueeseen. FRT-vaatimus on esitetty referenssipisteessä esiintyvälle matalimmalle pääjännitteelle. [14]

4.1.5 Voimalan käynnistäminen ja pysäyttäminen

Tuulivoimaloiden käynnistyminen ei saa aiheuttaa merkittäviä yliaaltoja sähköverkkoon, eikä käynnistymisen aiheuttama jännitemuutos saa olla yli 3 % referenssipisteen nimellisestä käyttöjännitteestä. Voimaloita ei yleensä käynnistetä samanaikaisesti, jolloin niiden vaikutuksia voidaan arvioida voimalakohtaisesti. Tuulivoimaloilta ei myöskään sallita yhtäaikaista pysähtymistä suuren tuulen nopeuden vuoksi, vaan pysähtymisen tulee tapahtua porrastetusti. [14]

4.1.6 Käyttöönottokokeet

Järjestelmäteknisissä vaatimuksissa esitettyjen ominaisuuksien testaaminen ja toiminnan todentaminen tulee suorittaa kaikille tuulivoimaloille käyttöönoton ja/tai koekäytön yhteydessä. Todentaminen voi tapahtua järjestelmäkokeiden avulla, jossa konkreettisesti testataan VJV:n täytyminen. Akkreditoituilta laboratorioilta saatavat sertifikaatit tai yksityiskohtaiset voimaloiden testausraportit osoittavat myös VJV:n täyttymisen. Lisäk-

si todentamiseen voidaan käyttää jatkuvaa seuranta tai laskentamalleja hyödyntäen suoritettuja laskentatarkasteluja. Käyttöönottokokeissa on varmistettava erilaisin mittauksin seuraavat ominaisuudet

- Tuulivoimalan käynnistämisen ja pysäyttämisen vaikutus hetkelliseen jännite- tasoon
- Tuulivoimalan suurimman tuotantotehon todentaminen
- Loistehokapasiteetin todentaminen (kuva 4.4)
- Tuulivoimalan kyky ylläpitää loisteho vakiona referenssipisteessä
- Loistehosäädön toiminta ja toimintapisteen muutos ilman merkittäviä, äkillisiä muutoksia
- Sähkön laatu

Käyttöönottokokeista on toimitettava liittymispisteen verkonhaltijalle dokumentit, joista selviävät mitatut suuret ja mittausajankohdat. Sähkön laatuun liittyvät mittaukset voidaan korvata esimerkiksi IEC 61400-21 standardiin pohjautuvalla tuulivoimalan testausraportilla. Suurimman tuotantotehon, loistehokapasiteetin ja loistehosäädön toiminta voidaan todentaa tyyppitestausraportilla, mikäli kokeiden suorittaminen ei ole esimerkiksi tuuliolosuhteista tai verkon käyttötilanteesta johtuen mahdollista. [14]

4.1.7 Toimitettavat dokumentit

Järjestelmätekniisten vaatimusten mukaan liittymispisteen verkonhaltijalle sekä Fingridille on toimitettava liitteessä 1 esitetyt tiedot käyttöönottokokeiden jälkeen. Tarkkoja rajoituksia tiedon toimitustavalle- ja muodolle VJV ei esitä. Tietojen tulee kuitenkin olla selkeitä ja yksiselitteisiä. Toimitettaviin dokumentteihin kuuluvat myös tuulivoimalan laskentamallien esittäminen. Laskentamallit tulee toimittaa PSS/E- laskentaohjelmistolle. Kokoluokan 0,5-10 MVA tuulivoimaloiden laskentamallien pitää sisältää generaattorikohtaiset tehonjako-, vikavirta- ja dynamiikkalaskentamallit. [14]

5 TUULIVOIMALOIDEN VERKOSTOVAIKUTUKSET JAKELUVERKOSSA

Sähköverkot on perinteisesti suunniteltu yhdensuuntaiseen tehonsiirtoon, tuottajilta kuluttajille. Hajautetun tuotannon lisääminen sähköverkkoon kasvattaa tehonsyöttösuuntia. Tämä tuo lisähaasteita niin sähköverkon suunnittelu- kuin käyttötoimintaan. Merkittävimpinä muutoksina ovat jännitetasojen nousut, verkon suojauksen häiriintyminen ja vikavirtojen kasvu niin suuriksi, että komponenttien oikosulkukestoisuus ylittyy. Hajautetun tuotannon lisääminen voi vaatia myös verkon vahvistamista, jolloin tuotannon liittämiskustannukset voivat nousta niin suuriksi, että tuotannon lisääminen ei ole taloudellisesti kannattavaa. Verkostovaikutuksia tarkasteltaessa on syytä selvittää tuotannon liittämisen vaikutukset käytännön turvallisuuteen sekä myös sähkön laadun säilyminen vaadituissa rajoissa. Yleistä ratkaisua hajautetun tuotannon liittämiseksi sähköverkkoon ei voida rakentaa, vaan jokainen tuotantolaitos vaatii aina yksilöllisen tarkastelun.

5.1 Tuotantolaitosten luokittelu ja liittämiskohdan valinta

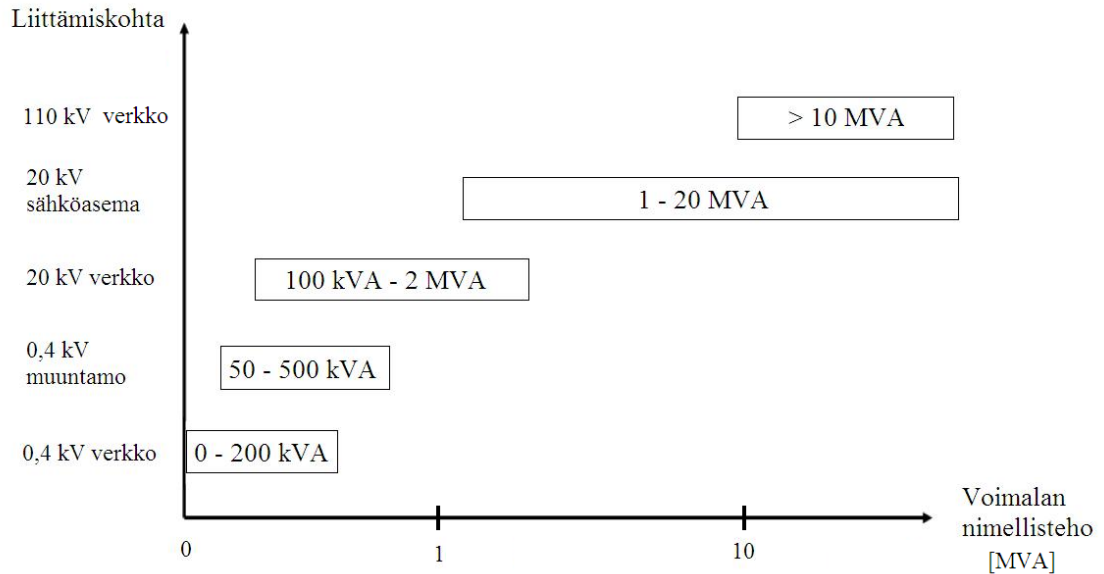
Sähkönjakeluverkkoon liitettävät tuotantolaitteistot voidaan jakaa neljään eri luokkaan toimintaperiaatteiden ja käyttötarkoitusten mukaan. Kuvassa 5.1 on esitetty tuotantolaitosten luokittelu ja niille asetettuja vaatimuksia.

		Luokka	Rinnan- käynnin esto	Tahdistus	Yhteen- sopivuus- ehdot	Yksin- syötön esto
Yleisestä jakeluverkosta erossa käyvät tuotanto- laitteistot	Rinnankäyttö estetty mekaanisella kytkimellä	1	■			
	Rinnankäyttö rajoitettu automaattisella syötönvaihdolla (max. 5s.)	2	■	■		
Yleisen jakeluverkon kanssa rinnankäyvät tuotanto- laitteistot	Sähkön siirto jakeluverkkoon estetty	3a		■	■	■
	Sähkön siirto jakeluverkkoon sallittu	3b		■	■	■
	Tuottaja ei saa korvausta verkkoon siirtyneestä sähköstä					
	Tuottaja myy sähköä muulle sähkökaupan markkina- osapuolelle	4		■	■	■

Kuva 5.1 Tuotantolaitosten luokittelu käyttötarkoituksen mukaan

Rinnankäytöllä tarkoitetaan sitä, että voimalaitos ja jakeluverkko syöttäisivät kulu-
tusta yhtäaikaaisesti. Jos generaattorilla on mahdollisuus toimia rinnan jakeluverkon
kanssa, tulee sen täyttää tahdistusehdot. Tahdistuksen periaatteena on saada generaatto-
rin jännite ja taajuus samaksi kuin jakeluverkossa. Näin vältetään häiriöiltä verkon puo-
lella, esimerkiksi jännite- ja virtapiikeiltä ja voidaan estää generaattorin vaurioituminen.
Tahdistus-, yhteensopivuus- ja yksinsyötön eston ehtoja selvitetään tarkemmin luvussa
6. Tässä diplomityössä tarkastellaan vain luokan 4 voimalaitoksia, koska työssä simu-
loitavien tuulivoimaloiden tarkoituksena on tuottaa sähköä myytäväksi sähkökaupan
markkinaosapuolille.

Tuotantolaitoksen nimellisteho sekä verkon tekniset ominaisuudet ovat suurimmat
tekijät, jotka vaikuttavat voimalan liittämismahdollisuuteen, liittämistapaan ja liittämis-
kohtaan. Lähtökohta tuulivoimalan liittämiskohtaa valittaessa on, että tuotantolaitos ei
aiheuta häiriöitä verkon yleiselle toiminnalle. Lisäksi on huomioitava, että verkon käyt-
tövarmuus säilyy ja suojaus toimii suunnitellusti. Tarkkoja kokorajoituksia tiettyyn säh-
köverkon kohtaan liitettävälle voimalaitokselle ei ole annettu, vaan kukin verkkoyhtiö
määrittelee itse mihin jänniteportaaseen nimellisteholtaan erisuuruiset voimalat ovat
järkevinä sijoittaa. Kuvassa 5.2 on esitetty ohjeelliset kokorajoitukset eri liittämiskoh-
dille sähköverkossa. [16]



Kuva 5.2 Ohjeelliset kokorajaukset tuotantolaitoksen liittämiskohtaan valintaan [16]

5.2 Sähkötekniset vaikutukset

Tuulivoimasta saatavalle teholle on tyypillistä suuri vaihtelevuus johtuen tuulen nopeuden jatkuvista muutoksista. Vaihteleva tuotanto voi vaikuttaa verkon jännitetasoon. Lisäksi voimaloiden käynnistäminen ja pysäyttäminen aiheuttaa osaltaan jännitetasojen muutoksia. Tässä luvussa selvitetään ne sähkötekniset asiat, joiden tunnistaminen ennen tuulivoimalan verkkoon liittämistä on oleellista. Standardi SFS-EN 50160 määrittää jakelujännitteen ominaisuudet pien- ja keskijänniteverkon normaaleissa käyttöolosuhteissa. Sähköenergialiitto ry:n (Sener) julkaisun [17] mukaan standardia ei kuitenkaan tule soveltaa pienvoimaloiden tapauksessa, sillä nykyaikaisten laitteistojen on saavutettava standardin määrittelyjä parempi jännitteen laatutaso. Standardi ei saa Senerin mukaan olla suunnittelun perusta vaan se voi toimia referenssinä suunnittelussa.

5.2.1 Jännitetason muutokset

Jakeluverkkoon sijoitettava tuotanto nostaa jännitettä lähialueellaan. Kun voimala liitetään jakeluverkon säteittäisjohtoon, jolla on myös muita kuluttajia, on jännitteen pysyttävä standardin määrittämässä rajoissa. Liittymispisteessä tapahtuvaa jännitteenousua voidaan arvioida yhtälön (5) mukaan

$$\Delta U = S_n * \frac{(R * \cos \delta + X * \sin \delta)}{U^2} \quad (5)$$

missä S_n on generaattorin nimellisteho
 R on johdon resistanssi
 X on johdon reaktanssi
 $\cos \delta$ on voimalaitoksen tehokerroin

U on verkon pääjännite liittymispisteessä

Jakamalla saatu jännitteenmuutos ΔU verkon pääjännitteellä, joka liittymispisteessä oli ennen tuotannon liittämistä, saadaan jännitetason suhteellinen muutos. Sähköverkon eri osissa sallittaville suhteellisille jännitemuutoksille on annettu ohjeellisia arvoja, joita on esitetty taulukossa 5.1

Taulukko 5.1 Suurimmat sallitut suhteelliset jännitemuutokset liitettäessä tuotantoa sähköverkkoon [16]

Suurin sallittu jännitteen muutos [%]	Jännitetaso	Liittymiskohta
2,5	KJ-verkko	Johtolähdöllä, johon on liittynyt myös muita asiakkaita
5	KJ-verkko	Ainoastaan tuotantoa sisältävällä johtolähdöllä
4	PJ-verkko	Missä tahansa PJ-verkon osassa, johon on myös liittynyt muita asiakkaita
6	PJ-verkko	Liityttäessä vain tuotannon liittämiseen tarkoitettuun jakelumuuntamoon

5.2.2 Voimalan kytkeminen sähköverkkoon

Tuulivoimalan kytkeminen sähköverkkoon aiheuttaa nopean jännitemuutoksen. Jännitemuutoksen suuruus voidaan laskea yhtälön (6) mukaisesti

$$\Delta U = i_{suhde} * \frac{S_n}{S_k} * U_v \quad (6)$$

missä i_{suhde} on generaattorilaitteiston käynnistyshetkellä ottaman virran suhde laitteiston nimellisvirtaan, S_n on generaattorin nimellisteho, S_k on verkon oikosulkuteho ensimmäisessä muun kuluttajan kanssa olevassa yhteisessä pisteessä ja U_v on verkon vaihejännite. Oikosulkuteholle saadaan siten johdettua yhtälö

$$S_k = \frac{U_v}{\Delta U} * i_{suhde} * S_n \quad (7)$$

Standardin mukaan voimalan kytkeminen verkkoon saa aiheuttaa korkeintaan 5 %:n jännitemuutoksen. Sener kuitenkin suosittelee suunnittelutasona käytettävän 4 %:a. Tästä saadaan laskettua vaihejännitteen suhde jännitteen muutokseen

$$\frac{\Delta U}{U_v} = 0,04 \Rightarrow \frac{U_v}{\Delta U} = 25$$

Liittymispisteen oikosulkuteholle voidaan siis kirjoittaa vähimmäisvaatimus

$$S_k \geq 25 * i_{suhde} * S_n \quad (8)$$

Mikäli tuotantolaitoksen käynnistysvirran suuruudesta ei ole tarkkaa tietoa, on käynnistysvirran ja nimellisvirran suhteesta esitetty yleiset arviot eri tuulivoimalatyypeille taulukossa 5.2

Taulukko 5.2 Voimalatyypien ohjeelliset käynnistysvirtakertoimet [16]

Voimalatyyppi	Käynnistysvirtakerroin i_{suhde}
Oikosulkugeneraattori	8
Tahtigeneraattori	4
Kaksoissyötetty oikosulkugeneraattori (DFIG)	1,5
Täyden tehon suuntaajatoteutus	1-1,2

Käytettäessä käynnistysvirtaa rajoittavaa pehmokäynnistintä, voidaan käynnistysvirtakerrointa rajoittaa jopa alle yhden.

5.2.3 Nopeat jännitemuutokset

Ulostulotehon nopeista muutoksista ja pienillä tuuleen nopeuksilla useasti tapahtuvat tuulivoimaloiden pysähtymiset sekä käynnistymiset aiheuttavat nopeita jännitemuutoksia jakeluverkkoon. Jos jännitemuutoksia tapahtuu useita kertoja minuutissa, muutoksista aiheutuu haitallista välkyntää, joka on havaittavissa esimerkiksi valojen välkkymisenä. Välkyntä määritellään valonlähteen pintakirkkauden tai spektrijakauman muutoksen aiheuttamana näköaistimuksen epävakaisuutena. Nopeiden jännitemuutosten mittaamiseen on kehitetty myös välkynnän ärsyttävyyttä mittaavia välkyntämittareita. Ärsyttävyyttä arvioidaan lyhytaikaisella häiritsevyyksindeksillä P_{st} ja tästä johdetulla pitkäaikaisella häiritsevyyksindeksillä P_{lt} . Standardi (SFS-EN 50160) esittää, että P_{lt} -arvoista 95 % tulee olla alle yhden viikon mittausjaksolla. Tuulivoimaloiden aiheuttaman välkynnän arviointiin voidaan käyttää myös erillisiä yhtälöitä, jotka ovat määritelty kansainvälisessä tuulivoimaloita käsittelevässä standardissa IEC-61400-21 [18]. Jatkuvan käytön häiritsevyyden laskutapa on sama sekä lyhyt- että pitkäaikaiselle indeksille ja se voidaan määrittää yhtälön (9) mukaisesti

$$P_{st\Sigma} = P_{lr\Sigma} = \frac{1}{S_k} \sqrt{\sum_{i=1}^{N_w} (c_i(\psi_k, v_a) * S_{n,i})^2} \quad (9)$$

missä $c_i(\psi_k, v_a)$ on yksittäisen tuuliturbiinin välkyntäkerroin tietyllä verkon impedanssin vaihekulmalla ja tuulen nopeudella. Kytkentätoimenpiteissä lyhytaikainen häiritsevyysindeksi voidaan määrittää yhtälön (10) mukaisesti

$$P_{st\Sigma} = \frac{18}{S_k} \left(\sum_{i=1}^{N_w} N_{10,i} * (k_{f,i}(\psi_k) * S_{n,i})^{3,2} \right)^{0,31} \quad (10)$$

missä $N_{10,i}$ on kytkentätoimenpiteiden lukumäärä kymmenen minuutin aikana ja $k_{f,i}(\psi_k)$ on yksittäisen tuuliturbiinin välkyntäastekerroin tietyllä verkon impedanssin vaihekulmalla. Kytkentätoimenpiteissä pitkäaikainen häiritsevyysindeksi voidaan määrittää yhtälön (11) mukaisesti

$$P_{lr\Sigma} = \frac{8}{S_k} \left(\sum_{i=1}^{N_w} N_{120,i} * (k_{f,i}(\psi_k) * S_{n,i})^{3,2} \right)^{0,31} \quad (11)$$

missä $N_{120,i}$ on kytkentätoimenpiteiden lukumäärä 120 minuutin aikana.

5.2.4 Yliaallot

Sähkölaitteet on suunniteltu toimimaan sinimuotoisella jännitteellä. Todellisissa sähköjärjestelmissä jännitteen ja virran käyrämuodot poikkeavat kuitenkin sinimuodosta johdettujen muun muassa harmonisista yliaalloista. Koko ajan verkossa lisääntyvät epälineaariset kuormatyypit tuottavat verkkoon yliaaltoja, jotka alentavat sähkön laatua. Epälineaarisia kuormia ovat esimerkiksi taajuudenmuuttajat, pehmokäynnistimet, suuntaajat ja tehollähteet. Toisin sanoen kaikki, mikä ei ole puhdasta resistiivistä kuormaa. Yliaallot aiheuttavat verkon häviöiden kasvua, muuntajien ylikuormittumista, laitteiden kuormittavuuden pienenemistä, nollajohtimien ylikuormittumista, mittareiden virhenäyttämiä ja suojauslaitteiden tarpeettomia toimimisia. [5; 17; 19]

Harmoninen yliaaltojännite on sinimuotoinen jännite, jonka taajuus on perusaallon taajuus (50 Hz) kerrottuna kokonaisluvulla. Yliaaltojännitteet muodostuvat yliaaltovirtojen kulkiessa verkon impedanssien kautta. Yliaaltojännitteitä voidaan arvioida yksittäisen harmonisen yliaaltojännitteen suhteena perustaajuiseen jännitteeseen tai jännitteen harmonisena kokonaissärönä. SFS-EN 50160- standardi antaa raja-arvot molemmille tarkasteluille. Standardin raja-arvot ovat kuitenkin liian laajat, joten Sener suosittelee käytännön suunnittelutilanteissa käyttämään tiukempia rajoja, jotta vältetään ongelmatilanteilta. Tästä syystä verkon haltijan on asetettava erityisesti yliaaltovirroille standardia tiukemmat raja-arvot. Jännitteen harmoninen kokonaissärö (total harmonic distortion) ilmoitetaan joko harmonisten yliaaltojännitteiden suhteena perustaajuiseen

komponenttiin (THD-F) tai jännitteen tehollisarvoon (THD-R). Kokonaissärön suuruus saadaan yhtälöiden (12) ja (13) avulla. [17; 19]

$$THD - F = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} U_h^2}}{U_1} \quad (12)$$

$$THD - R = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} U_h^2}}{U} \quad (13)$$

Tuulivoimalan aiheuttamat sallitut yliaaltojen määrät on tarpeellista antaa myös virtoina, koska jännitteen säröytyminen riippuu kussakin verkon osassa kulkevista yliaaltovirroista. Senerin suosituksen mukaan suunnittelussa on hyvä käyttää pohjana enintään viiden prosentin kokonaissäröä. Standardin mukaan THD:n suuruus saa olla enintään 8 %.

Taulukko 5.3 Tuulivoimalle sallittavan yksittäisen yliaaltovirran I_h suuruus prosentteina liittymän referenssivirtaan I_R nähden [17]

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

Tuulivoimatuottajalle varattu siirtokapasiteetti kuvataan referenssivirran I_R avulla. Referenssivirtana voidaan sulakepohjaisessa liittymässä käyttää sulakkeen nimellisvirtaa ja tehopohjaisessa liittymässä liittymäsopimuksen mukaista virtaa.

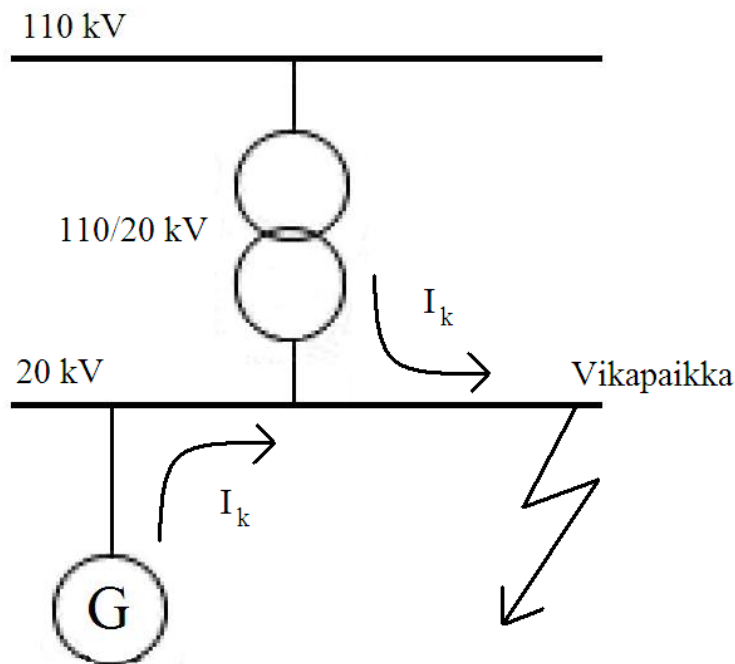
5.2.5 Häviöt

Tuulivoimatuotannon lisäämisellä sähkönjakeluverkkoon voi olla häviöitä kasvattavia tai pienentäviä vaikutuksia. Häviöt kasvavat tilanteissa, jossa pätö- ja loistehoa joudutaan siirtämään pitkiä matkoja. Häviöiden suuruus on riippuvainen tuotannon sijainnin lisäksi myös verkon impedanssista, tehokertoimesta sekä verkon kuormista. Verkkoyhtiöissä häviöt muodostuvat suurimmaksi osaksi pienjänniteverkossa, joten keskijänniteverkkoon kytkettyvän tuulivoimalan vaikutukset häviöihin ovat vähäisiä. Häviöiden

kannalta on tärkeää kuitenkin tuotannon ja kulutuksen välinen yhteys. Mitä suuremman ajan ne vastaavat toisiaan, sitä parempi se on myös sähköverkon kannalta. Tämän vuoksi vertailussa on hyvä nimellistehojen lisäksi huomioida myös pysyvyyskäyrien muodot ja huipunkäyttöaikojen suuruudet.

5.2.6 Vikavirtatasojen muuttuminen

Perinteinen tehonsiirto on perustunut yhdensuuntaisuuteen tuottajilta kuluttajille. Samoin on ollut myös vikatilanteissa, jossa päämuuntaja on toiminut ainoana vikavirtalähteenä. Liitettäessä tuulivoimaa sähköverkkoon tehon virtaussuunnat muuttuvat ja samalla vikavirtaa syöttäviä lähteitä tulee lisää. Tuulivoimalat kasvattavat siten verkon vikavirtatasoa ja muuttavat vikavirran kulkureittejä. Vikavirtatason kasvun vuoksi komponenttien oikosulkukestoisuudet ja katkaisijoiden katkaisukyky on varmistettava tuotantoa liitettäessä verkkoon. Vikavirtatason ollessa jo valmiiksi lähellä komponenttien maksimikestävyyttä, voi sen nousu olla esteenä tuotannon verkkoon liittämiseksi, sillä komponenttien vaihto kestävämpiin voi olla liian kallis investointi. Vikavirtaa voidaan rajoittaa sijoittamalla generaattorin ja verkon väliin muuntaja tai reaktori, mutta niillä on puolestaan häviöitä ja generaattorin jännitteen vaihteluita kasvattava vaikutus. Kuvassa 5.3 on esitetty kuinka keskijänniteverkossa tapahtuvassa viassa vikavirtaa syötetään kahdesta eri suunnasta. [20]



Kuva 5.3 Hajautettu tuotannon vaikutus vikavirtatasoon ja vikavirran syöttösuuntiin

Oikosulkuvirran suuruus eri verkon osissa voidaan määrittää laskennallisesti verkon jännitteen ja impedanssin avulla. Laskuissa pitää huomioida vikaimpedanssin suuruus ja

vikapaikalta näkyvä verkon impedanssi, jota kutsutaan myös Thévenin impedanssiksi. Mitä pienempi impedanssin arvo on, sitä suurempi on oikosulkuvirran arvo. Toisin sanoen oikosulkuvirran suuruus on suurimmillaan aivan johtolähdön alussa. Vahvoissa verkoissa, joissa impedanssit ovat pieniä, ovat oikosulkuvirrat suurempia kuin heikoissa verkoissa. Kolmivaiheinen oikosulkuvirta saadaan laskettua yhtälön (14) mukaisesti

$$I_{k3} = \frac{U}{\sqrt{3}(Z_{th} + Z_f)} \quad (14)$$

missä Z_{th} on verkon Thévenin impedanssi ja Z_f on vikaimpedanssi. Kaksivaiheisen oikosulkuvirran I_{k2} suuruus saadaan laskettua kolmivaiheisen oikosulkuvirran avulla yhtälön (15) mukaan

$$I_{k2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{k3} \quad (15)$$

Oikosulkuvirran kasvun myötä tulee huomioida johtimien oikosulkukestoisuuden rajoitukset. Valmistaja ilmoittaa jokaiselle johdintyypille suurimman sallitun oikosulkuvirran suuruuden, jonka se kestää yhden sekunnin ajan. Kun oikosulun kesto aika poikkeaa yhdestä sekunnista, voidaan suurin sallittu oikosulkuvirta laskea yhtälön (16) avulla.

$$I_{kt} = \frac{I_{k1s}}{\sqrt{t}} \quad (16)$$

missä I_{k1s} on johdinvalmistajan ilmoittama suurin sallittu oikosulkuvirta yhden sekunnin ajan ja t on oikosulun kesto aika. [21]

Maasulku muodostaa johtavan yhteyden vaihejohtimen ja maan välille. Maasulun aikana terveiden lähtöjen jännitteet nousevat ja vikaantuneen lähdön jännite pienenee. Vikaresistanssin ollessa nolla myös vikapaikan jännite on nolla. Maasulku aiheuttaa maasulkuvirran sekä nollajännitteen (tähtipistejännite), joiden määrittämiseksi maasta erotetusta ja kompensoidusta verkosta tulee tuntea koko galvaanisesti yhteen kytketty verkko. Verkon impedansseilla ei maasulku tarkasteluissa ole merkitystä. Maasulkuvirran suuruuden määrää aina sähköaseman johtolähtöjen yhteenlaskettu maakapasitanssi sekä mahdollisen vikaresistanssin suuruus.

Maasta erotetun verkon maasulkuvirta ja tähtipistejännite saadaan laskettua seuraavilla yhtälöillä

$$I_f = \frac{j3\omega C_0}{1 + j3\omega C_0 R_f} \underline{U}_v \quad (17)$$

$$\underline{U}_0 = \frac{-\underline{U}_v}{1 + j3\omega C_0 R_f} \quad (18)$$

Kompensoidun verkon maasulkuvirta ja nollajännite saadaan laskettua vastaavasti yhtälöiden (19) ja (20) avulla

$$I_f = \frac{\underline{U}_v}{R_f + \frac{R}{1 + jR\left(3\omega C_0 - \frac{1}{\omega L}\right)}} \quad (19)$$

$$\underline{U}_0 = \frac{-R}{R_f + R + jR * R_f \left(3\omega C_0 - \frac{1}{\omega L}\right)} \underline{U}_v \quad (20)$$

Yhtälöissä R_f on vikaresistanssi, C_0 verkon maakapasitanssi ja L verkon induktanssi.

6 SÄHKÖVERKON SUOJAUS

Suojauksen toteutuminen on tärkein tekijä liitettäessä tuulivoimalaa osaksi sähköverkkoa. Toimivalla suojauksella sähköverkoista saadaan turvallisia sekä voidaan parantaa niiden käyttövarmuutta. Suojauksen perusvaatimuksia ovat selektiivisyys, aukottomuus sekä luotettavuus. Suojauksen selektiivisyydellä tarkoitetaan sitä, että vain vikapaikkaa lähinnä olevan katkaisijan tulisi avautua ja näin saadaan minimoitua verkosta erotettava osa. Suojauksen aukottomuudella tarkoitetaan vastaavasti sitä, että verkon jokainen piste kuuluu ainakin yhden releen suojausalueeseen. Suojausalueiden mennessä päällekkäin saavutetaan selektiivisyys aikaporrastuksilla. Tuulivoiman liittäminen aiheuttaa vikavirtojen suuruuksien ja suuntien muutoksia, jolloin myös suojausasetteluja tulee muuttaa uuteen tilanteeseen sopivaksi. Suojausta suunniteltaessa tulee kuitenkin muistaa, että suojauksen on toimittava myös siinä tilanteessa, kun tuulivoimalat ovat irtikytkeytyneinä verkosta. Tässä luvussa selvitetään suojaukselle asetetut perusvaatimukset ja kuinka ne voidaan täyttää. Lisäksi kerrotaan tuulivoimalan lisäsuojauksesta, jolla varmistetaan turvallisuuden ja käyttövarmuuden säilyminen tuulivoimaloiden verkkoon liittämisen jälkeen. Luvussa esitetään myös tyypillisimpiä vikatilanteita, jotka vaikuttavat keskeisesti suojauksen suunnitteluun.

6.1 Johtolähdön suojaus

Sähköverkon johtolähtöjen suojaus toteutetaan hyvin pitkälle samaa tapaa noudattaen kuin mitä aiemmin on totuttu. Liitettävät tuulivoimalat voivat kuitenkin aiheuttaa johtolähtö- ja kiskosuojien asetteluarvojen muutostarpeita. Oikosulkusuojauksena sähköasemalla käytetään tavallisesti kaksiportaista ylivirtasuojaa. Kaksiportaisuudella voidaan releelle asettaa kaksi eri toimintatilaa. Pikalaukaisu asetetaan toimimaan lähellä sähköasemaa tapahtuvissa vikatilanteissa, joissa oikosulkuvirrat ovat suuria. Hitaampi aikalaukaisu asetellaan siten, että rele havaitsee pienimmän johtolähdöllä esiintyvän oikosulkuvirran. Maasulkusuojaus toteutetaan suunnatulla nollajännitettä ja nollavirtaa mittaavalla releellä. Sähköaseman kiskostoa suojaa myös oma suojarle. Mikäli käytössä on perinteinen ylivirtasuojaja, astellaan se toimimaan johtolähdön suoja hitaammin, jotta säilytetään katkaisijoiden selektiivinen toiminta. Lukitusten avulla voidaan kuitenkin merkittävästi nopeuttaa ylivirtasuojan toimintaa. Johtolähtöjen releistyksen havahduttua lukitaan kiskosuojaja, jolloin sen turhalta toiminnalta vältytään johtolähdöllä tapahtuvissa vioissa. Käytettäessä differentiaalirelettä kiskosuojana voidaan toiminta-aikaa pienentää merkittävästi. Tällöin suojaus toteutetaan vertaamalla kiskoon tulevien ja sieltä lähtevien virtojen erotusta. Virtojen ollessa yhtä suuret ei vikaa ole, mutta virto-

jen eron kasvaessa yli releen asetteluarvon, kiskosuoja laukeaa. Avojohtoverkkoa sisältävillä johtolähdöillä on tyypillisesti käytössä myös jälleenkytkennät. [22]

6.2 Tuulivoimalan suojaus

Tuulivoimalan suojauksen on täytettävä sille asetetut perusvaatimukset jokaisessa tilanteessa, jotta vältetään vaara- ja häiriötilanteilta. Ensimmäisenä vaatimuksena on, että suojauksen on erotettava voimala verkosta siinä tilanteessa, kun verkkoa ei syötetä muualta tai tilanteessa, jossa verkon jännite katoaa joko kokonaan tai osittain. Tällöin saadaan voimalan yksin syöttö estettyä ja voidaan taata verkon työturvallisuus. Lisäksi suojaukselta vaaditaan, että voimala tulee erottaa verkosta mikäli verkon jännite tai taajuus poikkeaa normaaliarvoista tuulivoimalan liittymispisteessä. Tuulivoimala ei myöskään saa kytkeytyä verkkoon silloin, kun kaikki jakeluverkon vaiheet eivät ole jännitteisiä. Tuulivoimala ei saa vaikuttaa jälleenkytkentöjen epäonnistumiseen pitämällä valo-kaarta yllä vikapaikassa jännitteettömänä aikana. Verkon uudelleen syöttäminen on voitava aloittaa ilman, että tuulivoimalaan tarvitsee suorittaa mitään erillisiä toimenpiteitä. Suojauksen perusvaatimukseen kuuluu myös, että muiden asiakkaiden turhaa verkosta erottamista on vältettävä, eikä tuulivoimalankaan tulisi irrota tarpeettomasti verkosta. [17; 20]

6.2.1 Yli- ja alijännitesuojaus

Suojaukselle asetetuissa perusvaatimuksissa suojauksen on toimittava, mikäli jännite poikkeaa normaaliarvoistaan. Tuulivoimala tulee siis varustaa yli- ja alijännitesuojilla, jotta em. vaatimus voidaan täyttää. Releet tulee Senerin julkaisun [14] mukaan asentaa jokaiseen vaiheeseen epäsymmetristen syöttötilanteiden välttämiseksi. Pidempiaikainen ylijännite voi vaurioittaa myös itse voimalaa, joten ylijännitesuojaus on myös voimalan itsensä kannalta merkittävä tekijä. Toiminta-aikaa asettaessa on syytä huomioida, että syöttävän päämuuntajan jänniteensäätäjän toiminta-aika on oltava ylijännitesuojauksen toiminta-aikaa lyhyempi, jotta jänniteensäätäjä ehtii toimia ensin. Mikäli jännite on säädönkin jälkeen vielä liian korkea, tulee suojauksen toimia vasta sitten. Jos säätäjän korjauksen jälkeen jännite on sallituissa rajoissa, vältetään näin suojan turhalta toimimiselta ja siten voimalan tarpeettomalta erottamiselta. Kuten kohdassa 5.2.1 huomattiin, tuulivoimalan liittäminen sähköverkkoon nostaa jännitetasoa lähialueellaan. Tämä voi johtaa siihen, että sähköaseman jännite on normaali, mutta johdon loppupään jännite on liian korkea. Päämuuntajan jänniteensäätäjä ei silloin toimi ja voimala on erotettava verkosta. Toiminta-aikojen asettelulla on kuitenkin mahdollistettava se, että jänniteensäätäjä korjaisi tilanteen.

Alajännitereleen toiminta-aika on asetettava siten, että nopeasti ohimenevät jännitekuopat eivät aiheuttaisi turhaa voimalan verkosta erottamista. Aikahidastusta ei kuitenkaan tule asettaa liian suureksi, sillä alajänniterele toimii myös tietyissä tilanteissa ns. varasuojana. Tällainen tilanne voi syntyä esimerkiksi silloin kun säteittäiselle johtolähdölle, johon on liitetty epätahtigeneraattori, tapahtuu vika ja lähdön suojaus erottaa joh-

tolähdön verkosta. Tällöin epätahtigeneraattorin syöttämä vikavirta voi vaimentua niin nopeasti, että generaattorin ylivirtasuojaus ei ehdi toimia ja vikavirran syöttö katkeaa vasta alijännitereleiden toimittua.

Pikajälleenkytkentöjen yhteydessä suojauksen asetellut tulee toteuttaa siten, että alijänniterele ei erota tuulivoimalaa verkosta toisella johtolähdöllä tapahtuvan jännitekuopan johdosta. Vastaavasti, jos pikajälleenkytkentä tapahtuu voimalan johtolähdöllä, on suojauksen toimittava, jotta tuulivoimala ei jää ylläpitämään valokaarta jännitteettömänä aikana. Voimalan mekaanisen kestävyuden kannalta on tärkeää, että alijännitesuojauksen toteutetaan riittävän nopeasti. Vikatilanteesta johtuvan jännitekuopan aikana suoraan verkkoon kytkettyjen generaattoreiden akselin kokema vääntömomentti on moninkertainen normaaliin käyttötilanteeseen verrattuna. Suojausasettelujen laatiminen vaatii aina tapauskohtaista selvitystä ja kompromissien tekoa. Toisaalta mekaanisen kestävyuden takaamiseksi jännitekuoppiin pitäisi reagoida mahdollisimman nopeasti, mutta toisaalta tarpeeton erottaminen nopeissa jännitekuopissa heikentää verkon jännitettä. Ylijännitereleellä käytetään yleensä kahta asetteluarvoa riippuen jänniteylityksen suuruudesta. Alijännitereleellä on Suomessa tyypillisesti ollut käytössä vain hitaan toiminnon asetus. Ongelmien välttämiseksi myös nopean toiminnan asetus olisi hyvä olla käytössä, jolloin tulee erityisesti huomioida, että kuvassa 4.6 esitetty FRT-vaatimus kuitenkin vielä täyttyy. Taulukossa 6.1 on esitetty Suomessa käytössä olevat yleiset suojausasetussuosituksukset yli- ja alijännitteiden osalta. [17; 20]

Taulukko 6.1 *Yli- ja alijännitereleiden asetussuosituksukset Suomessa*

	Asetteluarvo	Toiminta-aika	Toimintatapa
Ylijännite	115 %	0,15 s	Nopea
"	110 %	1,5 s	Hidas
Alijännite	50 %	0,5 s	Nopea
"	85 %	5 s	Hidas

Nopean ja hitaan toiminnan asetukset eivät ole vakioituja arvoja vaan myös jänniteylitykset ja alitukset ovat toiminta-aikojen ohella suuntaa-antavia arvoja.

6.2.2 Yli- ja alitaajuussuojaukset

Suojauksen perusvaatimuksissa taajuuteen pätee sama määritelmä kuin jännitteeseenkin, eli tuulivoimala on erotettava verkosta, mikäli taajuus liittymäpisteessä poikkeaa normaaliarvoistaan. Taajuuden muutokset ovat haitallisia muun verkon ohella myös itse tuulivoimalalle. Taajuusreleiden tehtävä on suojata voimalaa termisiltä ja mekaanisilta rasituksilta. Jatkuva alitaajuus voi aiheuttaa voimalan haitallista värähtelyä. Taulukossa 6.2 on esitetty Suomessa käytössä olevat suosituksukset yli- ja alitaajuusreleiden asetteluil- le.

Taulukko 6.2 *Yli- ja alitaajuusreleiden suositeltavat asetellut Suomessa*

	Asetteluarvo	Toiminta-aika
Ylitaajuus	51 Hz	200 ms
Alitaajuus	47 Hz	200 ms

Taajuuden muutokset johtuvat normaalisti tehotasapainon puuttumisesta. Tilanteessa, jossa kuormitusta tulisi keventää, voi alitaajuusrele kuitenkin kytkeä tuulivoimalan irti verkosta pahentaen näin jo olemassa olevaa tilannetta. Alitaajuusreleen asetteluarvon tulisikin olla mahdollisimman pieni, jotta tuotanto pysyisi tukemassa järjestelmän vakautta. Taajuusreleiden asetteluja valittaessa on vastaavaa tasapainoilua kuin jännitereleiden kohdalla, sillä liian alhainen taajuus voi aiheuttaa voimalalle mekaanisia vaurioita. Taajuuden kasvu aiheutuu puolestaan kuormien äkillisestä irtoamisesta. Tällöin generaattorin pyörimisnopeus kiihtyy ja se voi aiheuttaa vaurioita voimalalle. Voimaloiden nopeussäätäjät estävät tavallisesti liian suuret pyörimisnopeudet, mutta ylitaajuusrele toimii tilanteessa varasuojana. [17; 20]

6.2.3 Ylivirtasuojaus

Ylivirtasuojauksella pyritään estämään vikatilanteissa syntyvien suurien vikavirtojen aiheuttamat rasitukset. Vikavirtatarkastelu muuttuu monimutkaisemmaksi tuulivoimaloiden verkkoon liittämisen jälkeen, sillä vikavirtaa syöttäviä lähteitä on useampia, kuten luvussa 5.2.6 esitettiin. Tällöin normaali sähköasemalla tapahtuva suojaus ei välttämättä enää riitä vian erottamiseen. Ylivirtasuojauksen lähtökohtana voidaan pitää sitä, että tuulivoimaloiden on irtikykydyttävä verkosta mahdollisimman nopeasti vian ilmaantuessa, jonka jälkeen vikatilanteesta selvittää normaali sateittaisen verkon suojauksella. Oikosulkusuojaus perustuu kaksipuolaiseen laukaisuun, joista nopeampaa kutsutaan momenttilaukaisuksi ja hitaampaa kutsutaan aikalaukaisuksi. Nopea momenttilaukaisu asetetaan toimimaan tuulivoimalan lähellä tapahtuvissa vioissa mahdollisimman pienellä aika-asettelulla. Tuulivoimalan käynnistysvirran suuruus asettaa kuitenkin omat rajoitukset aika-asetteluille, mutta käynnistysvirtaa rajoittamalla voidaan releen laukaisu säätää mahdollisimman nopeaksi. Hitaampi aikalaukaisu asetetaan toimimaan yhdessä lähdön muiden releiden kanssa. Ylivirtasuojauksen tehtävä on irtikytkä voimala vikaantuneesta verkosta ja se pääasiassa toimii suojana voimalan sisäisten vikojen varalta. Reletyyppeinä aikalaukaisussa voidaan käyttää joko vakioaika- tai käänteisai- kaylivirtareleitä. Liian pienet aika- ja virta-asetellut voivat johtaa releen turhaan toimintaa, sillä vika voi silloin olla jonkin toisen releen suojausalueella ja vastaavasti liian suuret asetelluarvot voivat johtaa tilanteeseen, jossa rele ei toimi vaikka vika tapahtuisikin samalla johtolähdöllä. Tästä seuraisi tarpeettoman ison verkon osan irtoaminen järjestelmästä, koska silloin seuraava, isomman alueen kattava suojausporras toimisi. Ylivirtasuojauksen toiminnan varmistamiseksi on suojausasetteluja suunniteltaessa tarkastettava kriittisin tilanne, jossa yksi tai useampi tuulivoimala sijaitsee samalla lähdöllä muun kuormituksen kanssa ja lähdön loppupäässä tapahtuu 2-vaiheinen oikosulku. Täl-

löin johtolähtöä suojaavan releen havaitsema vikavirta on pienimmillään ja on mahdollista ettei suojaus toimi toivotulla tavalla. Pienjänniteverkkoon liitettävien tuulivoimaloiden ylivirtasuojaus toteutetaan yleensä sulakeilla. Sulakekoon määrittelee voimalan nimellisvirta, jolloin on hyvin epätodennäköistä, että sulake palaisi käynnistysvirran vaikutuksesta. [7; 17; 20]

6.2.4 Yksinsyötön esto

Tuulivoimalat varustetaan usein myös erilaisilla lisäsuojilla, joilla varmistetaan turvallisuuden ja käyttövarmuuden säilyminen myös poikkeustilanteissa. Tärkein lisäsuoja on yksinsyötön estosuoja. Suojan tarkoituksena on irtikytkeä tuulivoimala verkosta silloin kun verkkojännite katoaa kokonaan tai osittain ja tuulivoimala jäisi itse syöttämään verkonsaa. Tilanne on kriittinen sähkötyöturvallisuuden ja voimalan mekaanisen kestävyuden kannalta. Korjaushenkilökunnan turvallisuuden takaamiseksi on erittäin tärkeää, että mikään voimala ei jää yksin syöttämään verkkoa pitäen sen samalla jännitteisenä. Voimalan itsensä kannalta myöhemmin verkkoon palautuva jännite voi aiheuttaa generaattorin tahdistamattoman verkkoon liittymisen ja näin ollen vaurioittaa generaattoria. Verkon yksin syötön aikana ei myöskään voitaisi taata sähkön laatukriteerien täyttymistä, etenkin tuulivoiman tapauksessa. Yksinsyötön estosuojauksen käyttö on erityisen tärkeää tahtigeneraattorivoimaloissa, mutta sitä suositellaan käytettävän myös muilla generaattorityypeillä. Yksinsyötön estosuojaukseen on olemassa useita eri ratkaisuja. Perinteisesti suojaus toteutetaan releiden avulla. Suojauksen toteutus riippuu siitä siirretäänkö voimalalta tehoa verkkoon päin vai ei. Mikäli tehoa siirretään myös jakeluverkkoon päin, perustuu suojaus kuorman muutoksen aikaansaamiin ilmiöihin, jotka voidaan jakaa kolmeen eri ryhmään. Yksinkertaisin tilanne on silloin, kun paikallista kuormaa syötetään myös jakeluverkosta käsin. Voimalaa käytetään siis tehon leikkaamiseen, mutta ei kuitenkaan missään tilanteessa syötetä tehoa jakeluverkkoon. Suojaus voidaan silloin toteuttaa takatehoreleen avulla, sillä yksinsyöttö tilanteessa tehoa alkaa virrata myös jakeluverkkoon päin, jolloin voimala on erotettava verkosta. Yleensä tuulivoimalan halutaan kuitenkin syöttävän tehoa myös jakeluverkkoon, jolloin takatehoreleen käyttö ei ole mahdollista. Kuorman muutoksesta aiheutuvien tilanteiden jaottelu on seuraava

- a) Kuorman muutos on hyvin pieni suuntaan tai toiseen, mutta edelleen sen suuruinen, että voimala voi sitä helposti syöttää. Kuorma voi myös pysyä muuttumattomana.
- b) Kuorma kasvaa tuotantoa suuremmaksi, jolloin tuulivoimala pyrkii ylläpitämään verkon jännitettä. Suojaus voi perustua tällöin ylikuormitus- tai alitaajuusreleisiin, mutta aika-asetteluilla on varmistettava, että vältytään transienttien aiheuttamilta turhilta verkosta erottamisilta. Hidastuksien vuoksi re-

leitä ei voida käyttää, mikäli voimalalta vaaditaan nopeaa verkosta erottamista.

- c) Kuorma kasvaa moninkertaiseksi tuotantoon nähden, jolloin yksinsyöttö on helppo havaita. Releenä tässä tilanteessa voidaan käyttää ylikuormitus-, alitaajuus-, ylivirta- tai alijänniterelettä.

A-kohdan tilanne on tapauksista hankalin, sillä pieni kuorman muutos ei välttämättä erota voimalaa verkosta tai se jää toimimaan omana saarekkeenaan. Kyseiseen tilanteeseen on kehitetty erityyppisiä releitä, joiden toiminta perustuu esimerkiksi taajuuden muutosnopeuteen, verkon impedanssin muutokseen tai jännitteen myötäkomponenttiin. Yksinsyötön eston suojaustavat jaotellaan tavallisesti aktiivisiin, passiivisiin ja tietoliikennettä hyödyntäviin menetelmiin. Aktiivisissa menetelmissä suojalaite vertaa järjestelmän vastetta laitteen itsensä aiheuttamiin muutoksiin. Vaste on erilainen verkkoon kytkeytyneenä kun saareketilanteessa. Siirretyn loistehon suuruuden seuraaminen on eräs aktiivinen yksinsyötön estomenetelmä. Kyseisessä menetelmässä generaattorin ohjausjärjestelmä pakottaa tuotetun loistehon voimalan ja verkon välisessä liittymispisteessä tietyn suuruiseksi. Loisteho voidaan siirtää vain silloin kun voimala on kytkeytyneenä verkkoon. Yksinsyöttötilanteessa loistehon määrä muuttuu ja relesuojaus havahtuu. Releen aikahidastuksella vältetään hetkellisten häiriöiden aiheuttamat loistehomuutokset. Loistehon seuraamista nopeampi aktiivinen menetelmä on vikavirtatason seuranta. Liittymispisteeseen kytkettävään induktoriin ohjataan virtapiikki vastaamaan vikavirtaa ja samalla mitataan syöttöpisteen jännitettä. Näiden tietojen pohjalta saadaan verkon impedanssi, jonka muutoksia alkuperäiseen arvoon seuraamalla selvitetään releen toimimisen tarpeellisuus. Passiiviset yksinsyötön suojausmenetelmät perustuvat verkosta mitattaviin suureisiin, kuten tehoihin, jännitteisiin tai virtoihin. Aina on kuitenkin olemassa se vaaratilanne, että kuormitus muuttuu vain niin vähän, että suojaus ei havaitse yksinsyöttöä vaan jää ns. katvealueeseen. Tämän vuoksi suojauksen tulee perustua useampaan kuin yhteen mitattavaan suureeseen. Tietoliikenteeseen perustuvassa suojauksessa seurataan verkon jatkuvuuden ilmaisevaa signaalia. Verkkoon sijoitettu lähetin syöttää voimaloihin sijoitetuille vastaanottimille signaalia, jonka katkeaminen kertoo saareketilanteen syntymisestä ja suojaus voi näin toimia. [20; 23]

6.2.5 Maasulkusuojaus

Keskijänniteverkossa tapahtuva maasulku pyritään havaitsemaan sähköaseman maasulkusuojauksella, mutta pienjännitepuolella sitä on erittäin vaikea havaita, koska nolli-komponentti ei kulkeudu pienjännitepuolelle Suomessa käytössä olevan muuntajan kytkentäryhmän takia. Tuulivoimaloiden suojaus toteutetaan usein asettamalla relekomponentit voimalan liittymispisteen pienjännitepuolelle. Tämän vuoksi maasulkujen havaitseminen tuulivoimaloiden suojauksella on haastavaa. Tuulivoimala voi siten maasulkutilanteessa jäädä ylläpitämään valokaarta vikapaikalla, vaikka kyseinen johtolähtö olisi erotettu sähköasemalla. Ilmiöstä aiheutuu ongelmia jälleenkytkentöjen onnistumi-

selle sekä maasulkupaikan paikantamiselle. Tämän vuoksi on erittäin tärkeää, että maasulkutilanteessa tuulivoimala erotetaan sähköverkosta joko nollajännitereleen avulla tai viimeistään yksinsyötön estosuojauksella. Tuulivoimalalähdöllä maasulkusuojaus voidaan toteuttaa voimalan muuntajan yläjännitepuolelle asetettavalla nollajännitereleellä. Nollajännitereleen käytössä esiintyy kuitenkin usein selektiivisyysongelmia viereisten lähtöjen maasulkutilanteissa. Maasulkusuojauksen selektiivisyyden takaamiseksi toiminta-aikoja tulee porrastaa. Maasulkureleen toiminta-ajan hidastaminen voi aiheuttaa kosketusjännitevaatimusten täyttämättä jättämisen. [7; 20]

6.2.6 Vianilmaisimet

Vianilmaisimet ovat suoja-releiden tapaisia laitteita, joiden avulla voidaan nopeuttaa vikapaikan selvittämistä. Vianilmaisimien havaitseminen, kun vikavirta kulkee sen lävitse, jolloin vikapaikka on helppo selvittää. Vianilmaisimen ero tavalliseen suoja-releeseen on se, että se ei anna itsenäisesti kytkinlaitteelle katkaisukäskyä vaan vaatii katkaisukäskyn valvomosta käsin. Vianilmaisimia käytetään tyypillisesti pysyvien vikojen paikantamiseen sekä vika-alueen rajaamiseen mahdollisimman pieneksi. Tuulivoimaloiden liittämisen jälkeen voimalan syöttämä vikavirta voi aiheuttaa vianilmaisimien vääriä toimintoja, jolloin niiden asettelu-arvoihin ja sijaintipaikkoihin on syytä kiinnittää huomiota. [20]

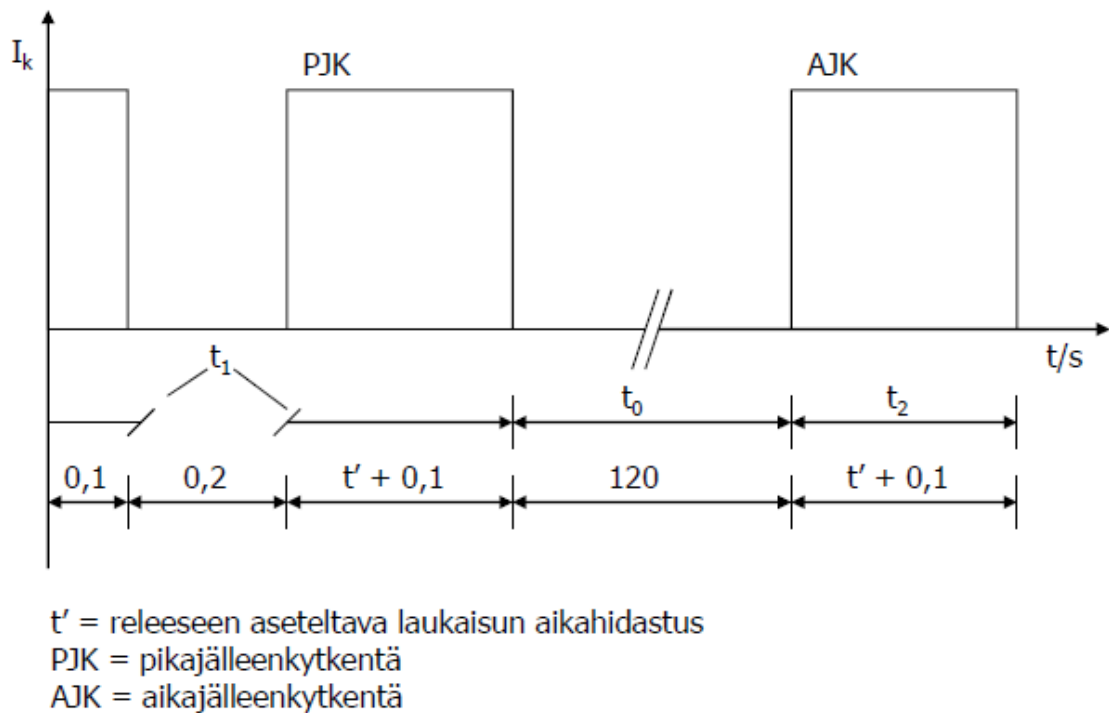
6.3 Tyypilliset vikatapaukset

Suojausta suunniteltaessa hajautettua tuotantoa sisältävälle johtolähdölle tulee huomioida suojauksen aukottomuus jokaisessa tilanteessa. Vastaavasti on syytä välttää turhia voimaloiden verkosta irtoamisia. Tässä luvussa selvitetään muutamia tyypillisiä ongelmia, joita suojauksen suunnittelussa tulee vastaan.

6.3.1 Jälleenkytkennän epäonnistuminen

Sähköverkoissa käytetään jälleenkytkentöjä poistamaan ohimenevät oiko- ja maasulut. Jälleenkytkennöillä tarkoitetaan sitä, että vian ilmaantuessa sähköverkko käytetään jännitteettömänä ja kytketään uudelleen päälle. Jälleenkytkennät jaetaan pika- ja aikajälleenkytkentöihin. Jälleenkytkennöissä releistys välittää katkaisijalle avautumiskäskyn ensiksi ilman aikahidastusta. Tällöin katkaisija avataan ainoastaan sen toiminta-ajan suuruisen ajanjakson jälkeen, tyypillisesti noin 100 millisekunnin kuluttua. Ennalta määritellyn jännitteettömän ajan jälkeen releistys ohjaa katkaisijan takaisin kiinni suorittaen pikajälleenkytkennän. Mikäli verkossa on edelleen vikatilanne päällä, jälleenkytkentäreleistys antaa katkaisijalle avautumiskäskyn tietyn aikahidastuksen jälkeen. Aikahidastus lisätynä katkaisijan toiminta-ajalla muodostaa pikajälleenkytkennän kokonaiskeston. Jännitteetön aika toisella kerralla on huomattavasti ensimmäistä pidempi, tyypillisesti noin 30-120 sekuntia, jonka jälkeen suoritetaan aikajälleenkytkentä. Jos vika ei ole vielä siinäkin vaiheessa poistunut, vikatilanteesta tulee pysyvä, joka vaatii korjaus-

toimenpiteitä. Kuvassa 6.1 on esitetty jälleenkytkentöjen jaksottamista sähköverkon vikatilanteessa



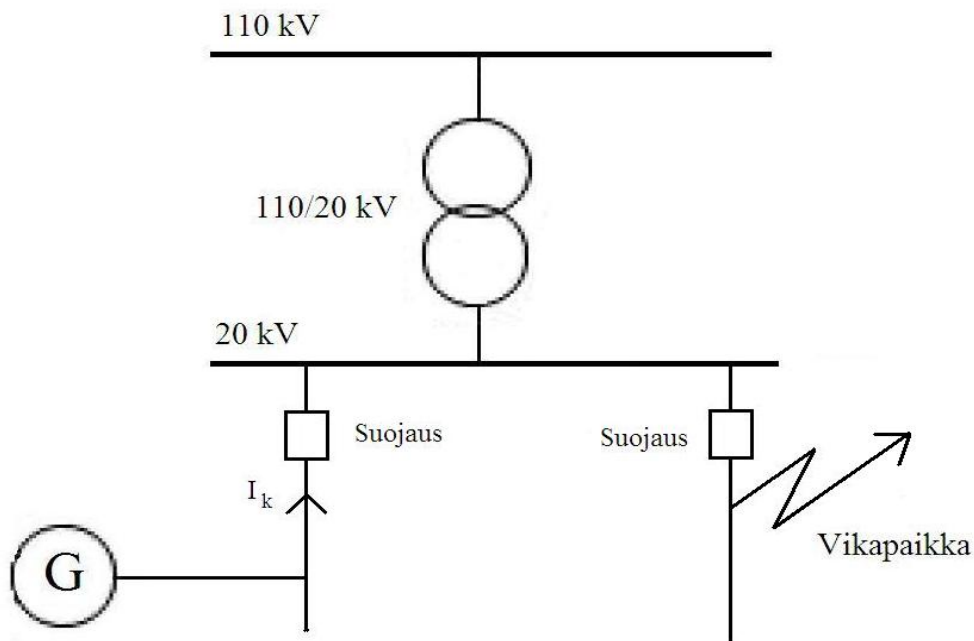
Kuva 6.1 Jälleenkytkentöjen toimintasekvenssi [21]

Tuulivoimalat voivat vikatilanteissa ylläpitää valokaarta aiheuttaen jälleenkytkentöjen epäonnistumisen. Tämä on merkittävä ongelma erityisesti maasulkuvioissa, jolloin voimalan oma suojaus ei havahdu pieniin maasulkuvirtoihin. Jälleenkytkentöjen epäonnistuminen lisää verkon pysyviä vikoja huonontaen samalla verkon luotettavuutta. Lisäksi tuulivoimalan mekaanisen kestävyys kannalta on erittäin tärkeää, että voimala irtoaa sähköverkosta jälleenkytkentöjen jännitteettöminä aikoina, sillä palautuva jännite voi aiheuttaa merkittäviä vaurioita tuulivoimalalle. Tämän vuoksi jännitteettömän ajan pituutta on hyvä kasvattaa normaalista arvosta tilanteissa, jolloin tuulivoimala on kytetty johtolähdölle. Tuulivoimalan liittäminen omalle johtolähdölleen poistaa kyseiset ongelmat, koska silloin jälleenkytkentöjen käyttäminen ei ole tarpeellista. [17; 20]

6.3.2 Terveiden lähtöjen tarpeeton erottaminen

Viereisellä johtolähdöllä tapahtuvien vikatilanteiden johdosta myös terveen lähdön suojaus voi toimia tarpeettomasti. Vikatilanteessa terve lähtö syöttää vikavirtaa sähköase- man kiskon kautta vikaantuneelle lähdölle, jolloin terveen lähdön oma suojaus voi erottaa lähdön verkosta. Suojauksen epäselektiivisyyttä voi esiintyä sekä momentti-, että aikalaukaisuportilla. Mitä lähempänä johtolähdön alkupäätä tuulivoimala sijaitsee ja mitä lähempänä kiskostoa viereisellä lähdöllä tapahtuva vika syntyy, sitä todennäköisempää on terveen lähdön tarpeeton erottaminen momenttilaukaisulla. Epäselektiivi-

syyttä voi esiintyä myös aikalaukaisuportaalla, jolloin vikapaikan tulee sijaita kauempana sähköasemalta. Epäselektiivisyyden kannalta haastavin sijainti tuulivoimalalle on tällöin riippuvainen voimalan syöttämän vikavirran suuruudesta. Kuvassa 6.2 on selvitetty, kuinka viereisellä lähdöllä tapahtuva vika voi aiheuttaa terveen lähdön suojausten havaitsemaan vikavirtaan.



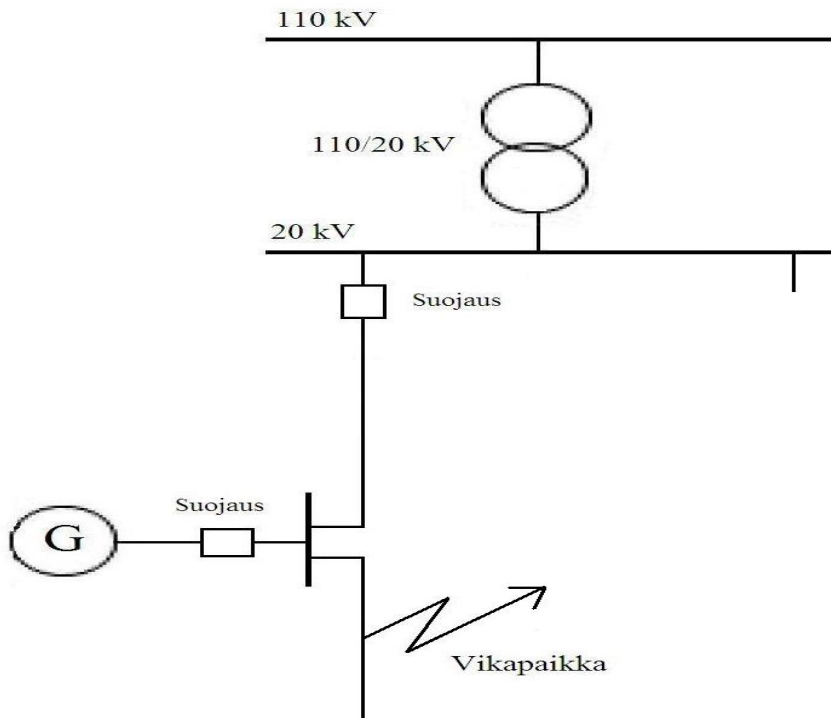
Kuva 6.2 Terveen lähdön tarpeeton erottaminen viereisen lähdön vikatilanteessa

Kuvassa 6.2 vikatilanne tapahtuu tuulivoimalan viereisellä johtolähdöllä. Vikatilanteessa vikapaikkaan syötetään vikavirtaa sähköaseman päämuuntajan kautta. Sen lisäksi tuulivoimala syöttää vikavirtaa vikapaikkaan sähköaseman kiskon kautta. Tuulivoimalan syöttämän vikavirran suuruus voi laukaista oman lähtönsä suojan tarpeettomasti. Tuulivoimalälhdön suojaus on asetettava siten, että se havaitsee pienimmän mahdollisimman oikosulkuvirran arvon lähdöllään. Silti olisi toivottavaa, että viereisen lähdön vika ei aiheuttaisi sen toimimista. Tähän voidaan vaikuttaa pidentämällä suojan toiminta-aikaa verrattuna viereiseen johtolähtöön. Toiminta-ajan kasvattamisen jälkeen on kuitenkin varmistuttava, että lähdön suojaus toimii edelleen oikein ja että komponenttien sekä johdinten oikosulkukestoisuudet ovat riittävät. Tehokkain tapa estää lähdön tarpeetonta erottamista on käyttää suuntareleitä, jotka havaitsevat virran kulkusuunnan ja toimivat vain oikosulkuvirran kulkiessa kiskolta lähdön loppupään suuntaan. [17; 20]

6.3.3 Viallisen lähdön ylivirtasuojauksen sokaistuminen

Lähdön ylivirtasuojaus voi sokaistua tilanteessa, jossa vikapaikka sijaitsee tuulivoimalan liityntäpisteen takana. Tällöin voimala syöttää vikavirtaa rinnan sähköaseman kanssa. Suuritehoisen tuulivoimalan liittäminen kauas sähköasemalta voi johtaa tilanteeseen, jossa verkon impedanssi vikapaikan ja sähköaseman välillä kasvaa merkittävästi suuremmaksi kuin verkon impedanssi voimalan ja vikapaikan välillä. Tämän vuoksi sähkö-

aseman syöttämä vikavirta voi pienentyä niin paljon, että lähdön ylivirtasuojauksen toiminta sokaistuu hidastaen tai estäen sen toiminnan kokonaan. Suojauksen toimimattomuus aiheuttaa vaaratilanteita verkossa ja jo pelkkä toiminnan hidastuminen voi johtaa johdinten ja muiden komponenttien oikosulkukestoisuuden menettämiseen. Jotta kyseiseltä tilanteelta voidaan välttyä, on tuulivoimalan suojauksen erotettava ensin voimala verkosta, jolloin johtolähdön oma ylivirtasuojaus voi toimia normaalisti. Kuvassa 6.3 on esitetty tilanne, joka voi johtaa johtolähdön ylivirtasuojauksen sokaistumiseen. [17; 20]



Kuva 6.3 Johtolähdön ylivirtasuojauksen sokaistuminen

Kuvassa 6.3 vika tapahtuu tuulivoimalähdöllä. Kaukana sähköasemalta tapahtuvassa vikatilanteessa vikavirta voi olla niin pieni, että suuritehoinen tuulivoimala pystyy tuottamaan sen itsestään. Tällöin sähköasemalta syötetty vikavirta jää niin pieneksi, että johtolähdön rele ei havaitse vikaa ja tuulivoimala jää ylläpitämään vikatilannetta. Ratkaisuna ylivirtasuojauksen sokaistumiselle on lisätä pitkälle johtolähdölle välikatkaisija, jonka virta-asettelut ovat sähköaseman suojausta tiukemmat. Tällöin suojaus on porrastettu siten, että missään kohtaa johtolähtöä tapahtuva vikatilanne ei jää havaitsematta. Aikaporrastuksia käytettäessä tulee kuitenkin huomioida, ettei vika-aika aseman lähellä tapahtuvissa vioissa kasva niin suureksi, jotta komponenttien oikosulkukestoisuus ylittyisi. Toisena keinona välttää sokaistumisilmiö on rajoittaa johtolähdölle liitettävän tuotannon määrää tai rajoittaa tuulivoimaloiden tuottamaa oikosulkuvirtaa liittämällä ne verkkoon taajuudenmuuttajan välityksellä. [17; 20]

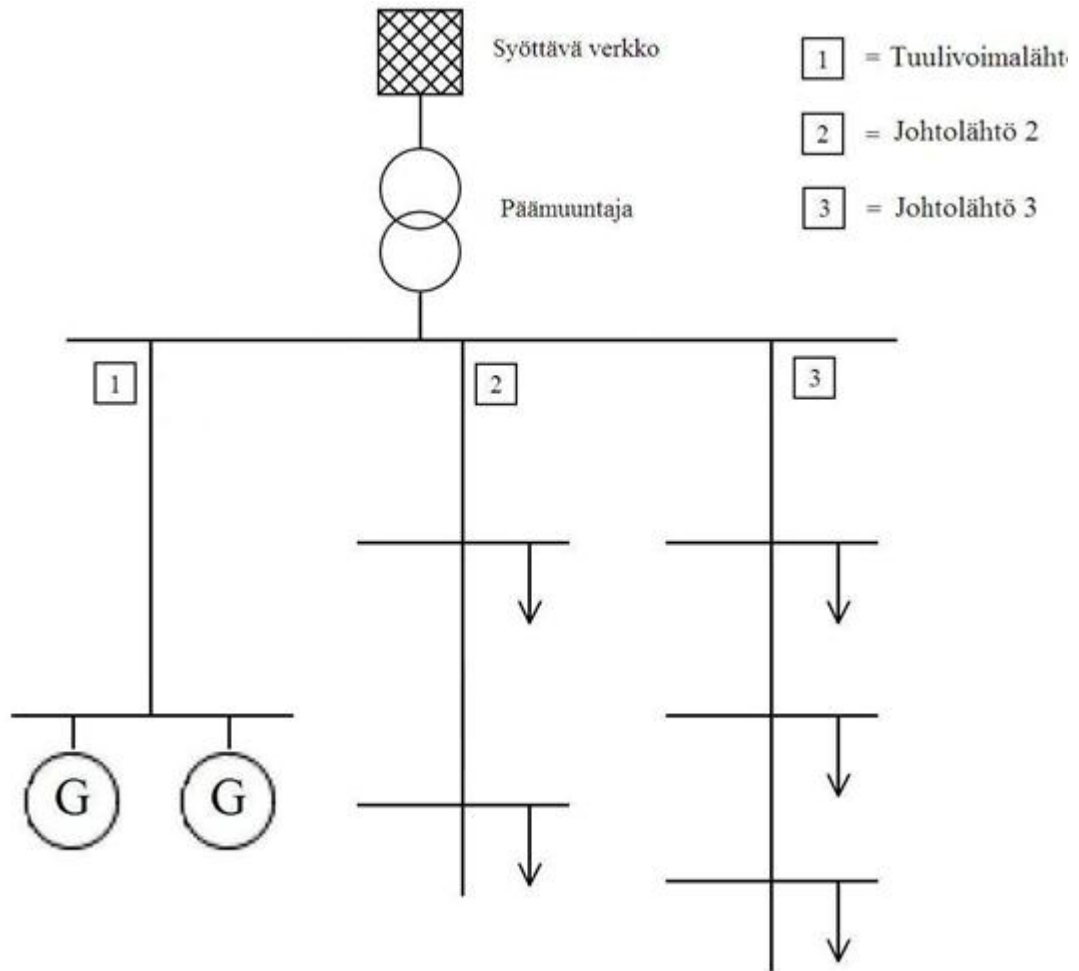
7 CASE: LOUKEENVUOREN TUULIPUISTON PERUSTILANNE

Simuloinneissa tarkastellaan Juvan Nevajärven alueen keskijänniteverkkoon liitettävien Loukeenvuoren tuulivoimaloiden vaikutuksia alueen sähköverkkoon ja tarkastellaan suojauksen toteuttamista voimaloiden liittämisen jälkeen. Suunnitteilla on kahden 3 MW:n tuulivoimalan sijoittamisesta Loukeenvuoren harjulle. Simuloinneissa mallinetaan luvussa 5 esitetyjä sähkötekniisiä vaikutuksia joita tuulivoimaloiden liittäminen aiheuttaa alueella. Sen lisäksi suunnitellaan erilaisten vikatilanteiden simulointien avulla, kuinka alueen suojaus saadaan toimivaksi kokonaisuudeksi. Juvan kunnan Nevajärven yleiskaavassa on Loukeenvuoren lisäksi varattu viisi muuta tuulipuistoaluetta, joiden vaikutuksia ei tässä diplomityössä käsitellä.

7.1 Tarkasteltava verkkomalli

Simuloinneissa tarkastellaan kahta erillistä tilannetta, normaalia käyttötilannetta kuvaavaa perustilannetta ja luvussa 8 esitettävää korvaustilannetta, jolloin tuulivoimalat syöttävät tehoa kokonaan toiselle sähköasemalle. Tämän vuoksi tilanteiden verkkotopologiat eroavat toisistaan olennaisesti.

Perustilanteessa mallinnettava sähköverkko koostuu Järvi-Suomen Energian Oy:n uudesta Nevajärven alueelle rakennettavasta Loukeenvuoren sähköasemasta ja sitä syöttävästä kantaverkosta. Uusi sähköasema tulee tarkasteluissa sisältämään kolme johtolähtöä, joista tuulivoimalähtö sisältää ainoastaan tuulivoimantuotantoa ja kaksi muuta johtolähtöä syöttävät alueen muuta kuormitusta. Tuulivoimalähtö koostuu yhdestä johdintyypistä ja sen perässä olevasta kahdesta tuulivoimalayksiköstä. Kuvassa 7.1 on esitetty periaatteellinen kuva mallinnettavasta sähköverkosta.



Kuva 7.1 Perustilanteen verkkotopologia

Tuulivoimalähtö (nro. 1) on kokonaisuudessaan maakaapeloitu. Kuvan 7.1 mukaisen tuulivoimalähdön johdintiedot on esitetty taulukossa 7.1

Taulukko 7.1 Tuulivoimalähdön johdintiedot

Solmuväli	Johdintyyppi	Pituus [m]
1-2	AHXAMK-W 3*120	8 000

Kuvan 7.1 mukaisen verkkomallin johtolähtö kaksi on nimeltään Loukee1 ja sen solmuvälikohtaiset tiedot on esitetty taulukossa 7.2. Loukee 1 johtolähtö on pääosin maaseututalustoista kohtalaisen vanhaa avojohtoverkkoa. Simulointimallia on yksinkertaistettu siten, että jakelumuuntamoiden tehoja on yhdistetty, jolloin verkkomallin solmuvälien lukumäärää on voitu pienentää. Malli on kuitenkin rakennettu siten, että se vastaa mahdollisimman tarkasti tässä vaiheessa suunnitteilla olevaa verkkomallia

Taulukko 7.2 Loukee1 johtolähtötiedot

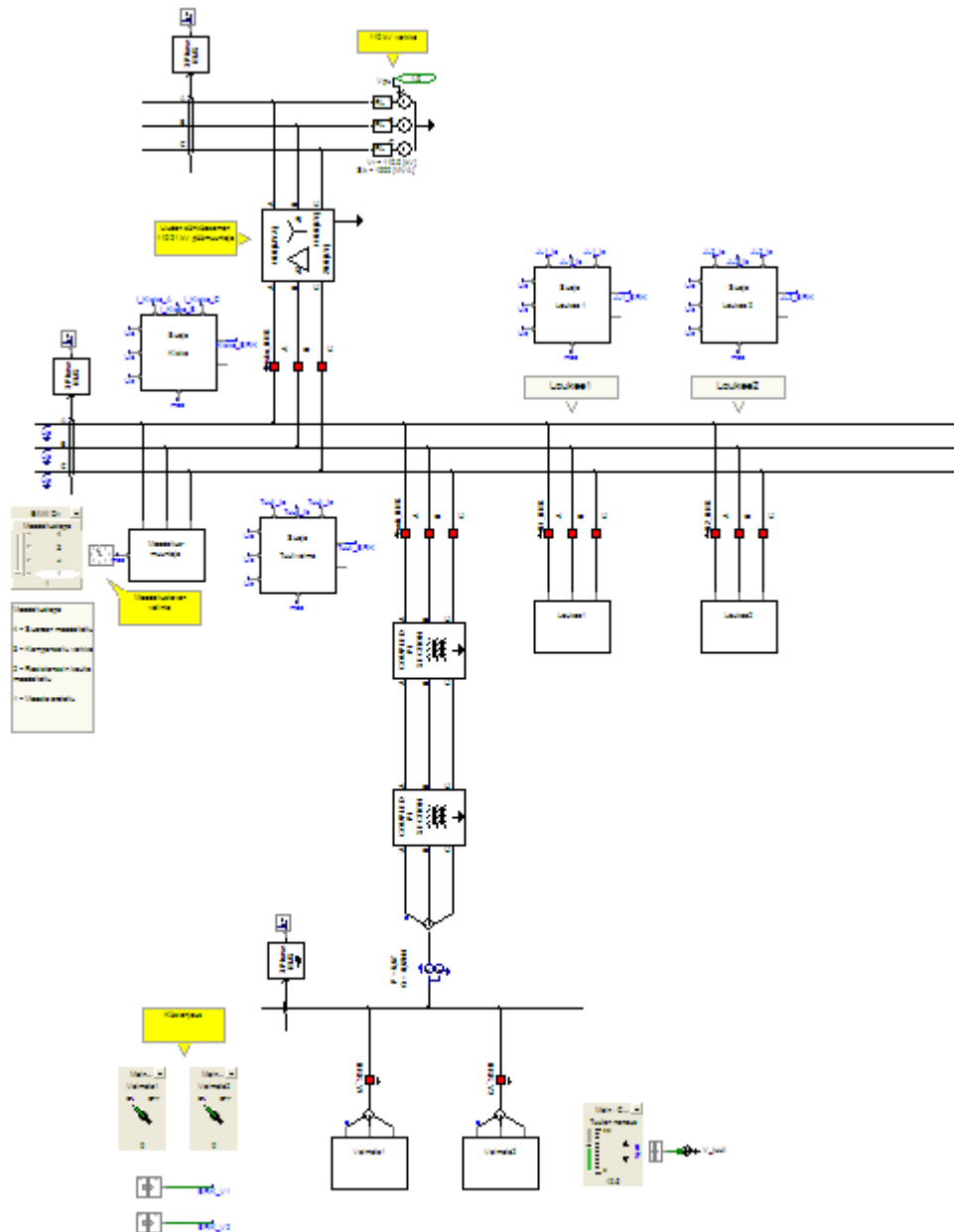
Solmuväli	Johdintyyppi	Pituus [m]	Solmuvälillä siirtyvä teho [kVA]
1-2	Sparrow	3 000	3 000
2-3	Swan	12 000	1 500

Toinen kuormitusta sisältävä johtolähtö Loukeenvuoren sähköasemalla on nimeltään Loukee2 ja sen vastaavat tiedot siitä ovat esitetty taulukossa 7.3.

Taulukko 7.3 Loukee2 johtolähtötiedot

Solmuväli	Johdintyyppi	Pituus [m]	Solmuvälillä siirtyvä teho [kVA]
1-2	Sparrow	6 000	3 000
2-3	Swan	8 000	3 000
3-4	Pigeon	1 000	1 000

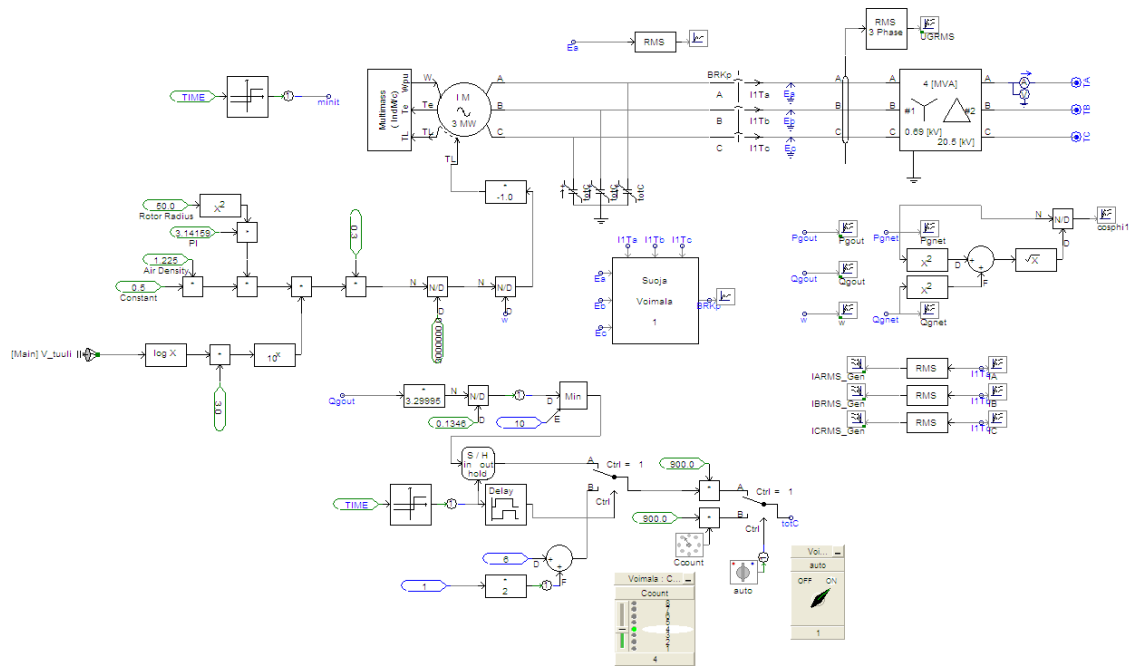
Perustilanteen simulointimalli rakennettiin PSCAD-ohjelmistolle edellä esitettyjen tietojen mukaisesti. Lisäksi verkon mallintamisessa tarvittavien muiden lähtötietojen keräämisessä tehtiin yhteistyötä Järvi-Suomen Energian kanssa. Simulointimalleissa hyödynnettiin Vaasan yliopiston ja VTT tuottamaa PSCAD-komponenttikirjastoa, joka on ELMil Oy:ssä käytössä. Kuvassa 7.2 on esitetty perustilanteen PSCAD-simulointimalli.



Kuva 7.2 PSCAD-malli perustilanteen simuloiteja varten

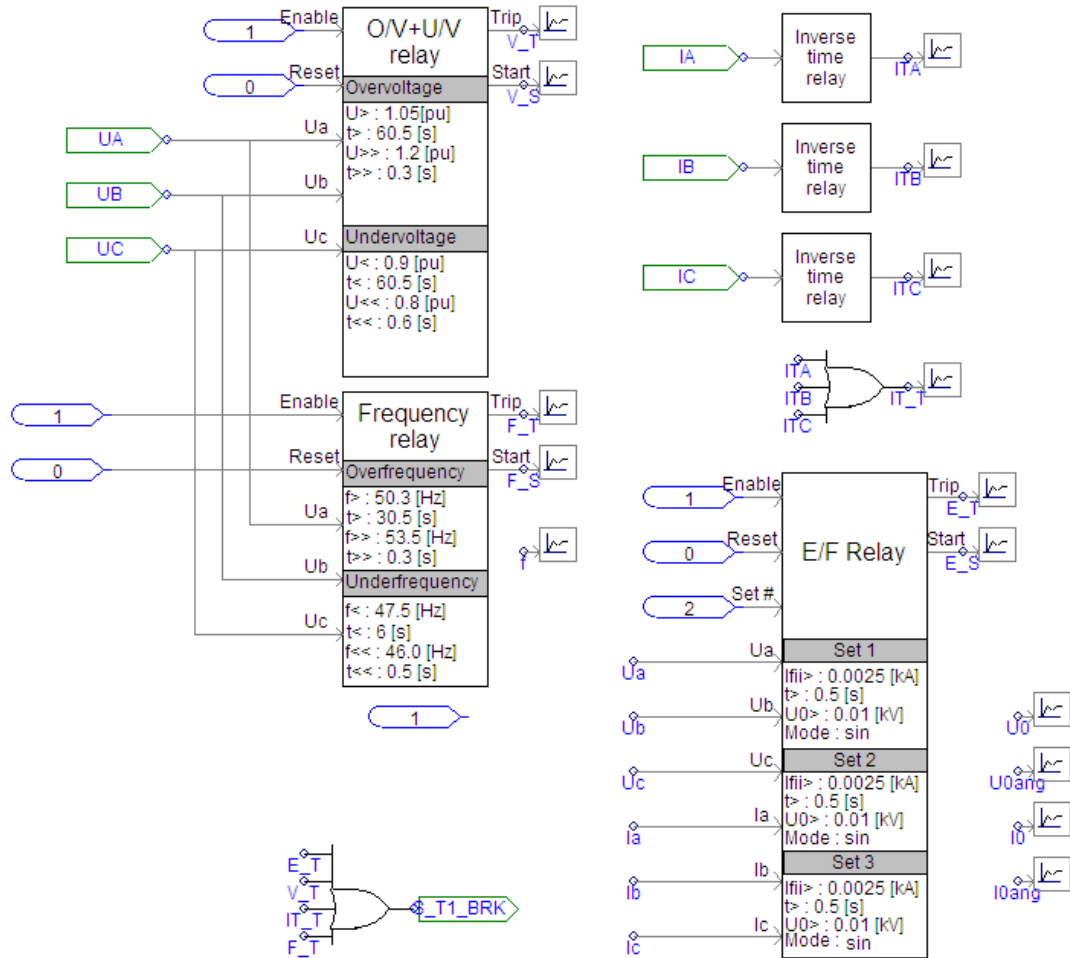
Perustilanteen verkkomalli koostuu kuvan 7.2 mukaisesti 110 kV:n kantaverkosta, jota on mallissa kuvattu jännitelähteenä. Kantaverkolle voidaan mallissa antaa oikosulkutehon arvo sekä R/X-suhte. Tarkasteluissa oikosulkutehona käytettiin Järvi-Suomen Energia Oy:ltä saatua arvoa 946 MVA ja R/X-suhteena 0,1. Loukeenvuoren sähköaseman päämuuntajan koko on 10 MVA ja sen yläjännitepuoli on kytketty tähden ja alajännitepuoli kolmioon (YND11). Sähköaseman kiskoon liitettiin erillinen maadoitusmuuntaja, jonka avulla verkon maadoitustapa voidaan määrittää. Loukeenvuoren tarkasteluissa maadoitustapana käytettiin Järvi-Suomen Energialla käytössä olevaa maasta erotettua verkkoa. Simulointimallissa on käytetty jokaisella johtolähdöllä relesuojana maasulkurelettä sekä ylivirtarelettä. Tuulivoimalähdöllä on käytössä suunnattu ylivirta-

rele. Sähköaseman kiskosuojana on erillinen suojakomponentti, joka asetetaan luvussa 7.4 toimimaan selektiivisesti muiden suojien kanssa. Eri relekomponentit on sijoitettu kuvassa 7.2 näkyvien alijärjestelmien sisälle. Tuulivoimalat on niin ikään sijoitettu omiin alijärjestelmiinsä ja alijärjestelmät ovat liitetty verkkoon mekaanisten kytkin-komponenttien ohjaamana. Voimaloiden yhtäaikainen verkkoon liittyminen tai verkosta irtoaminen on harvinaista, jolloin hetkellisten transientti-ilmiöiden tarkastelu voimala-kohtaisesti on helposti toteutettavissa mekaanisten kytkinten avulla. Tuulivoimaloiden alijärjestelmän sisältöä on esitetty kuvassa 7.3



Kuva 7.3 Suoraan verkkoon kytkettävän tuulivoimalan malli

Tuulivoimalan generaattorina simuloinneissa käytetään tavallista 3 MW:n oikosul-kugeneraattoria. Erillisellä PSCAD:n multimass-komponentilla kuvataan generaattorin akselilla olevien massojen dynamiikkaa. Generaattori asetetaan aluksi pyörimään tietyllä alkunopeudella, jonka jälkeen se vapautetaan pyörimään momenttiohjeen mukaisesti. Momentin suuruus voi muuttua tuulen nopeuden muuttuessa tai generaattorin pyörimisnopeuden muuttuessa. Mallissa ei ole käytetty pyörimisnopeutta rajoittavaa säätöä, joten katkaisijan avauduttua generaattorin pyörimisnopeus kasvaa rajoittamattomasti. Generaattorin loistehoa kompensoidaan mallissa erillisellä laskentalohkolla. Laskentalohko saa sisääntulona generaattorin hetkellisen loistehon arvon, jonka mukaan automaattisesti valitaan kompensointikondensaattoreiden lukumäärä. Tuulivoimaloiden alijärjestelmät sisältävät myös voimaloiden relesuojauksen, joka on esitetty kuvassa 7.4

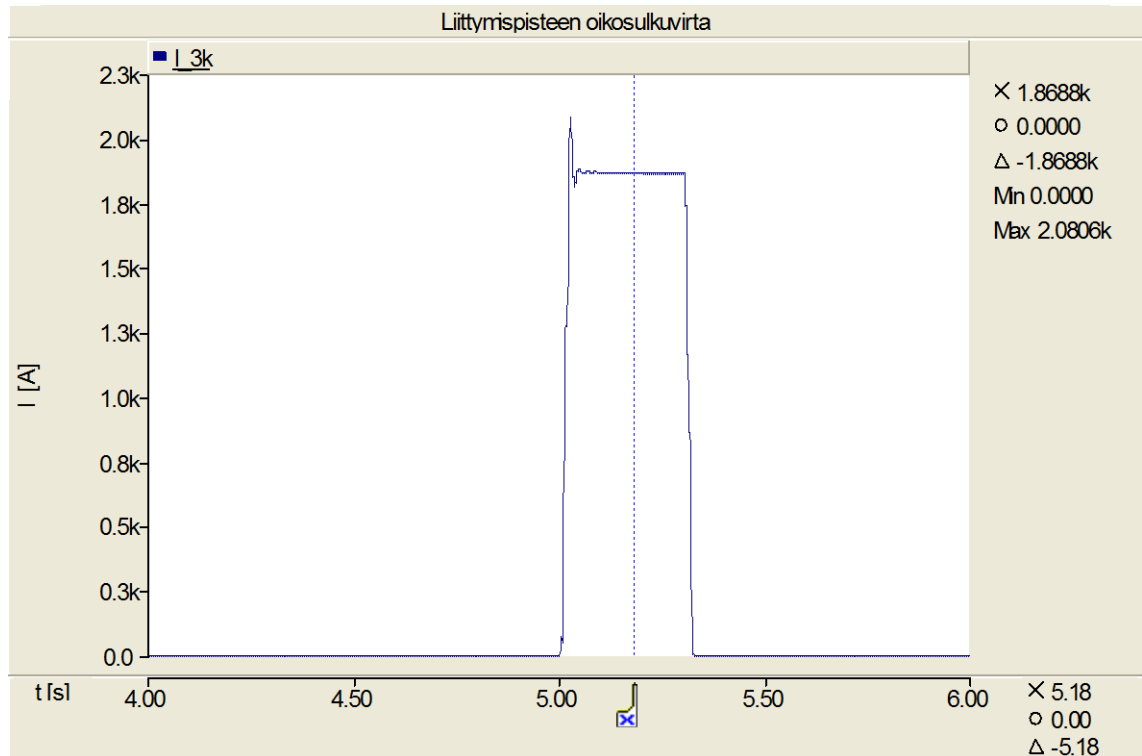


Kuva 7.4 Tuulivoimaloiden relekomponentit

Kuvan 7.4 mukaisille relekomponenteille tuodaan sisääntuloina tuulivoimaloiden jännite- ja virtatiedot. Maasulkureleellä on valittavissa kolme eri releasettelua. Releiden laukaisusignaali ohjaavat voimalan pienjännitepuolen katkaisijan toimintaa.

7.2 Simulointimallin todennus

Simulointimallin todennus toteutetaan vertaamalla eri solmupisteiden simuloimalla saatuja arvoja verkkotietojärjestelmästä saatuihin arvoihin. Koska Loukeenvuoren perustilanteen verkko ei vielä tässä vaiheessa hanketta ole hahmottunut lopulliseen muotoonsa, simulointimallin oikeellisuuden todentamista yksinkertaistetaan ja simuloinnin avulla selvitetään perustilanteessa ainoastaan voimaloiden liittymispisteen oikosulkutehon suuruus. Oikosulkutehon suuruus saadaan mallissa selville simuloimalla kolmivaiheinen oikosulku tapahtumaan aivan tuulivoimalähdön lopussa. Kuvassa 7.5 on esitetty kolmivaiheisen oikosulkuvirran suuruutta liittymispisteessä.



Kuva 7.5 Liittymispisteen kolmivaiheinen oikosulkuvirta

Kuvan 7.5 mukaisesti liittymispisteen kolmivaiheinen oikosulkuvirta on 1869 A. Oikosulkuvirran avulla voidaan laskea liittymispisteen oikosulkuteho.

$$S_k = \sqrt{3} * 20500V * 1869A = 66,4MVA$$

7.3 Verkkoliittynnän suunnittelu

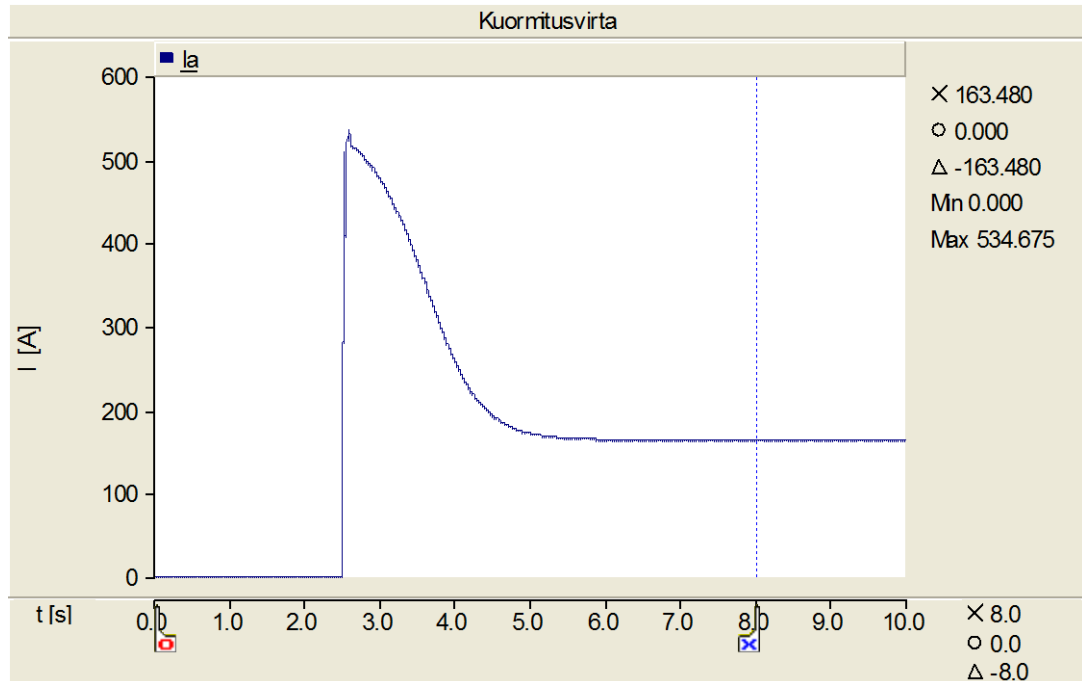
Verkkoliittynnän suunnittelussa tarkastellaan verkon sähköteknistä sopivuutta Loukeen-
vuoren tuulivoimaloiden liittämiseksi. Suunnittelussa huomioidaan luvussa viisi esitetty-
jä sähkönlaadullisia vaikutuksia sekä tarkastellaan eri verkkokomponenttien kestoisuu-
ksia voimaloiden liittämisen jälkeen. Suunnitelmassa esitetään sekä laskennalliset että
simuloimalla saadut arvot.

7.3.1 Kuormitusvirtojen muutokset

Perustilanteessa kuormitusvirtojen kasvusta ei aiheudu ongelmaa, sillä verkko mitoite-
taan juuri tuulivoimatuotantoa silmällä pitäen. Kuormitusvirta voimaloiden liittämisen
jälkeen johtolähdöllä voidaan laskea seuraavasti

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n * \cos \delta} = \frac{6MVA}{\sqrt{3} * 20,5kV * 1,00} = 169A$$

Tuulivoimalähdön johdintyyppi on taulukon 7.1 mukaisesti MAX 120, jonka suurin sallittava kuormitusvirta on 265 A. Simulointitulokset vastaavat erittäin hyvin laskennallista arvoa. Kuvassa 7.6 on esitetty kuormitusvirran kuvaaja ajan funktiona. Ajanhetkellä 2,5 s kytetään tuulivoimalat kiinni sähköverkkoon.



Kuva 7.6 Kuormitusvirran kasvu tuulivoimalähdöllä

Kuvan 7.6 tilanteessa tuulivoimaloiden käynnistysvirtaa ei rajoiteta mitenkään, jonka vuoksi käynnistysvirta kuvan tilanteessa on merkittävän suuri. Käyttämällä voimaloissa erillisiä pehmokäynnistimiä käynnistysvirta saadaan rajoitettua nimellisvirran suuruiseksi. Kuormitusvirta on tuulivoimalähdöllä simulointien perusteella 163 A. Tästä voidaan määrittää tuulivoimalan käynnistysvirtakerroin, jonka suuruudeksi saadaan

$$i_{\text{suhte}} = \frac{520\text{A}}{163\text{A}} \approx 3,2$$

Käynnistysvirtakerroimen avulla määritetään luvussa 7.3.3 voimalan käynnistymisestä aiheutuvan nopean jännitemuutoksen suuruus.

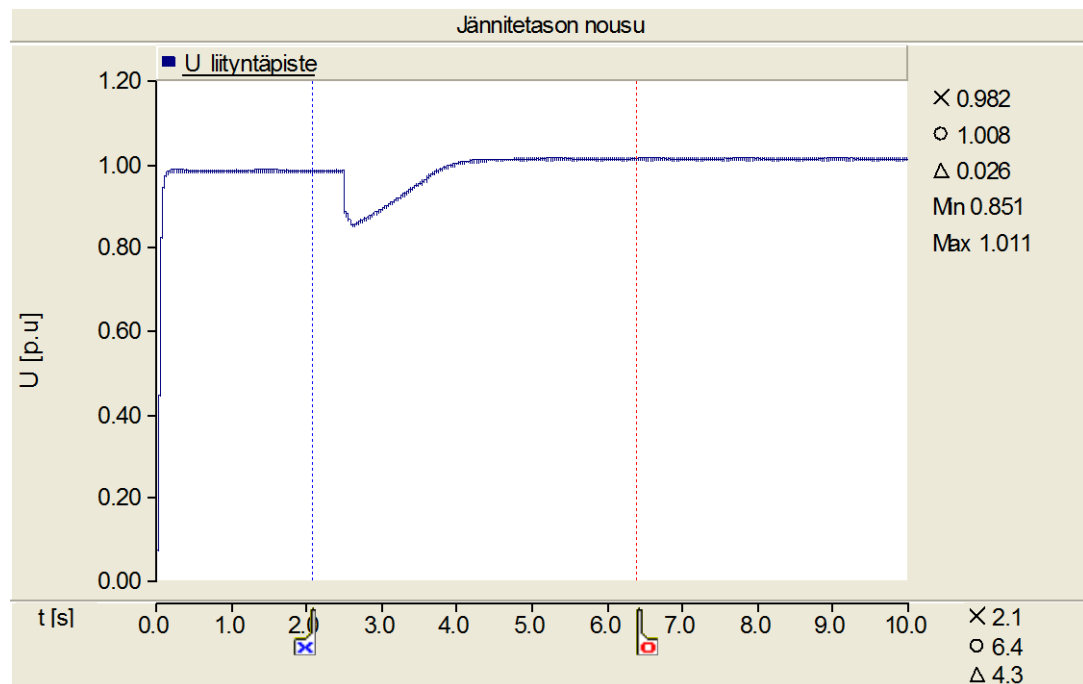
7.3.2 Pysyvä jännitetason muutos

Luvussa 5.2.1 esitettiin tuulivoimalan nostavan pysyvästi verkon jännitetasoa lähialueellaan. Yhtälön (5) mukaisesti voimaloiden liittäminen aiheuttaa pysyvän jännitetason muutoksen johdon loppupäässä, jonka suuruudeksi saadaan 1,00 tehokertoimella ja taulukon 7.1 mukaisilla johdintiedoilla.

$$\Delta U = S_n * \frac{(R * \cos \delta + X * \sin \delta)}{U^2} = 6MVA * \frac{8km * 0,252 \Omega/km * 1,00}{(20,5kV)^2} * 100\% = 2,88\%$$

Energiäteollisuuden suunnittelutyön tueksi laatiman ohjeistuksen mukaisesti ”Ohje verkon suunnittelijoille tuotannon liittämisestä” [16] saisi jännitetasen nousu olla 5 % johtolähdöllä, johon ei ole liittynyt muita asiakkaita.

Simuloimalla pysyvää jännitetasen nousua Loukeenvuoren tuulivoimaloiden liittymispisteessä saadaan kuvan 7.7 mukainen kuvaaja.



Kuva 7.7 Pysyvä jännitetasen nousu perustilanteessa

Ajanhetkellä 2,5 s molemmat tuulivoimalat liitetään samanaikaisesti verkkoon. Kuvasta 7.7 saadaan laskettua simuloimalla saatu jännitetasen prosentuaalinen kasvu

$$\Delta U = \frac{1,008 - 0,982}{0,982} = 2,65\%$$

Jännitetasen nousu tuulivoimaloiden liittymispisteessä ei siten muodostu ongelmalliseksi Loukeenvuoren perustilanteen tarkasteluissa ja suunnitteluperusteissa määritetty kaapelivahvuus on voimaloiden ja aseman väliseen kaapelointiin on sopiva.

7.3.3 Nopeat jännitemuutokset

Nopeista jännitemuutoksista aiheutuvan välkynnän määrittämiseen soveltuvat yhtälöt esitettiin luvussa 5. Loukeenvuorelle tulevien tuuliturbiinien valmistajaa ei vielä tätä diplomityötä tehdessä tiedetä, joten laskuissa käytetään arvioita turbiinien ominaisuuksis-

ta riippuvien arvojen suuruudesta. Arviot pohjautuvat erään valmistajan 2,5 MW:n tuulivoimalan tyyppitestauskokeessa mitattuihin arvoihin, jotka olivat käytettävissä tätä työtä tehtäessä. Jatkuvan käytön häiritsevyyssindeksiksi saadaan,

$$P_{st\Sigma} = P_{lt\Sigma} = \frac{1}{S_k} * \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} (c_i(\psi_k, v_a) * S_{n,i})^2}$$

$$= \frac{1}{66,4 \text{ MVA}} * \sqrt{(4,5 * 3 \text{ MVA})^2 + (4,5 * 3 \text{ MVA})^2} = 0,29$$

Kytkentätoimenpiteissä lyhytaikaiseksi häiritsevyyssindeksiksi saadaan

$$P_{st\Sigma} = \frac{18}{S_k} * \left(\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{10,i} * (k_{f,i}(\psi_k) * S_{n,i})^{3,2} \right)^{0,31}$$

$$= \frac{18}{66,4 \text{ MVA}} * \left(1 * (0,2 * 3 \text{ MVA})^{3,2} + 1 * (0,2 * 3 \text{ MVA})^{3,2} \right)^{0,31} = 0,18$$

Kytkentätoimenpiteissä pitkäaikaiseksi häiritsevyyssindeksiksi saadaan

$$P_{lt\Sigma} = \frac{8}{S_k} * \left(\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{120,i} * (k_{f,i}(\psi_k) * S_{n,i})^{3,2} \right)^{0,31}$$

$$= \frac{8}{66,4 \text{ MVA}} * \left(12 * (0,2 * 3 \text{ MVA})^{3,2} + 12 * (0,2 * 3 \text{ MVA})^{3,2} \right)^{0,31} = 0,19$$

Standardin SFS-EN 50160 mukaan pitkäaikaisen välkynnän häiritsevyyssindeksin tulee olla alle yhden 95 % ajasta. Verkkoyhtiöillä voi olla omia vaatimuksia siitä, kuinka paljon lyhyt- ja pitkäaikaiset häiritsevyyssindeksit saavat asiakkaan liittymispisteessä olla. Energiategollisuuden laatiman ohjeistuksen mukaan raja-arvona pitkäaikaiselle häiritsevyyssindeksille voidaan käyttää suuruusluokkaa 0,1-0,3. Heikoissa jakeluverkoissa välkyntä voi muodostua tuulivoimaloiden liittämistä rajoittavaksi tekijäksi. Välkyntä ei aiheuta ongelmia Loukeenvuoren perustilanteessa, mutta voimalatyyppin varmistuttua on välkynnän suuruutta syytä arvioida uudelleen.

Voimalan käynnistymisestä aiheutuvaa jännitetason nopeata muutosta voidaan arvioida yhtälön 6 mukaisesti. Loukeenvuoren perustilanteessa käynnistymisen aiheuttama nopea jännitemuutos on siten

$$\Delta U = i_{\text{suhte}} * \frac{S_n}{S_k} * U_v = 3,2 * \frac{3MVA}{66,4MVA} * \frac{20,5}{\sqrt{3}} kV = 1,71kV$$

josta prosentuaaliseksi muutokseksi saadaan

$$\frac{1,71}{20,5} * 100\% = 8,3\%$$

VJV 2013 mukaan jännitteen muutos referenssipisteessä saa olla korkeintaan 3 %. Tästä johtuen Loukeenvuorella on käytettävä käynnistysvirtaa rajoittavaa pehmokäynnistintä. Sen avulla käynnistysvirtakerroin saadaan rajoitettua arvoon yksi, jolloin jännitteenmuutoksen suuruus saadaan rajoitettua alle suurimman sallittavan.

7.3.4 Yhteenveto verkkoon liittämisestä perustilanteessa

Verkkoon liittämisen tarkasteluissa keskityttiin simuloimaan tuulivoimaloiden verkkoon liittämisen aiheuttamia ilmiöitä yksinkertaisella verkkotopologialla. Verkon mitoitus toteutetaan nimenomaan tuulivoimaloiden liittämistä silmällä pitäen, jolloin sen sähkötekninen riittävyys on kaikissa tapauksissa kunnossa. Simulointimallin toiminnan ja eri komponenttien vaikutuksen arviointi on kuitenkin helpompi toteuttaa yksinkertaisemmalla simulointimallilla. Simulointitulosten mukaan päästiin Loukeenvuoren perustilanteen tarkasteluissa alle suositusarvojen, jolloin tuulivoimaloiden liittäminen on sähköteknisesti mahdollista.

7.4 Suojauksen suunnittelu

Suojauksen on toimittava aukottomasti ilman tuulivoimaloita ja tuulivoimaloiden kanssa. Releasetteluja määriteltäessä lähdettiin liikkeelle tällä hetkellä Järvi-Suomen Energialla käytössä olevilla asetuksilla ja simuloitiin niiden toimivuutta tuulivoimaloiden kanssa. Malliin sisällytettiin molemmille johtolähdöille omat suojaukset sekä kiskosuoja. Tuulivoimaloiden liittymispisteen suojaus toteutettiin siten, että tuulivoimaloiden oma suojaus asetettiin voimalan pienjännitepuolelle. Sähköaseman releasetteluina käytettiin taulukossa 7.4 esitettyjä arvoja.

Taulukko 7.4 Perustilanteen alkuperäiset releasettelut sähköasemalla

Suojarele	Asettelu	Kiskosuoja	Tuulivoima- lähdön suoja	Viereisen johtolähdön suoja
Ylivirtarele				
Aikalaukaisu	Virta-asettelu	0,4 kA	0,25 kA	0,2 kA
	Toiminta-aika	1,0 s	0,5 s	0,5 s
Momenttilaukaisu	Virta-asettelu	3 kA	2 kA	2 kA
	Toiminta-aika	0,2 s	0,2 s	0,2 s
Maasulkurele				
Asetus 1	I_f	3 A	1,0 A	1,0 A
	Toiminta-aika	1,0 s	0,5 s	0,5 s
	U_0	1,15 kV	1,15 kV	1,15 kV

Taulukossa 7.4 maasulkureleelle on annettu asetellut maasulkuvirralle I_f sekä nollajännitteelle U_0 .

Tuulivoimaloissa käytettiin taulukon 7.5 mukaisia releasetteluja.

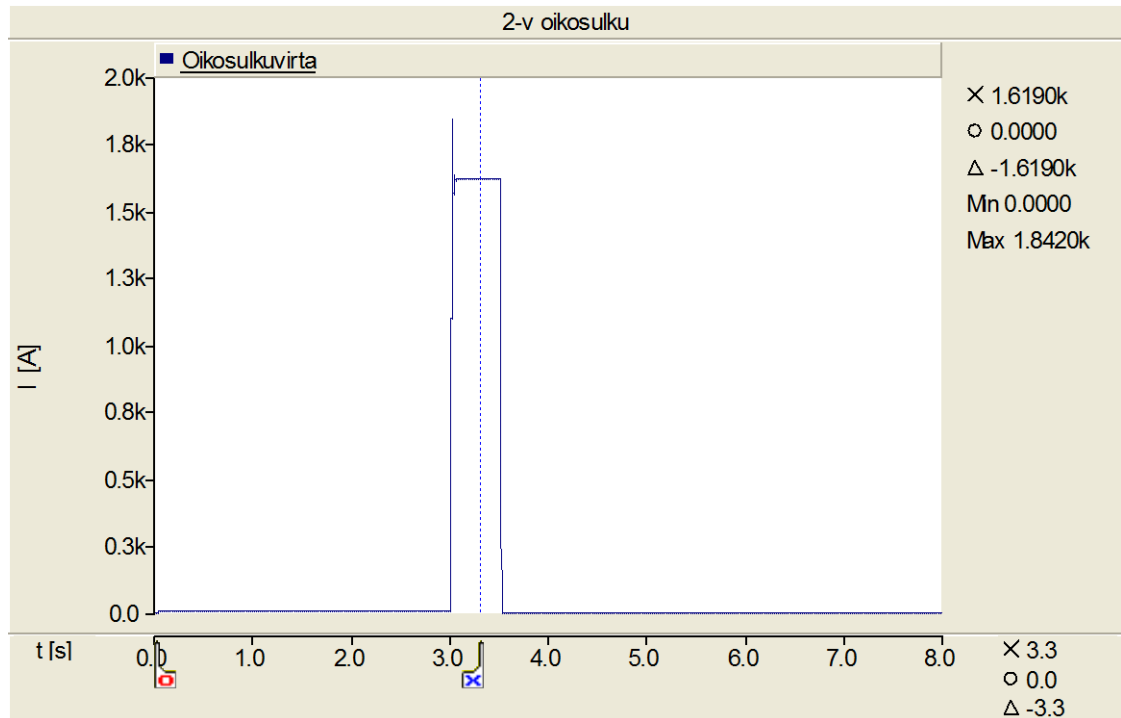
Taulukko 7.5 *Tuulivoimaloiden releasettelut perustilanteessa*

Jänniterele		
	Ylijännite	Alijännite
Jänniteasettelu	1,1 p.u.	0,85 p.u.
Toiminta-aika	1,5 s	10,0 s
Jänniteasettelu	1,15 p.u.	0,5 p.u.
Toiminta-aika	0,15 s	0,5 s
Taajuusrele		
	Ylitaajuus	Alitaajuus
Taajuusasettelu	50,3 Hz	49,0 Hz
Toiminta-aika	30 s	60 s
Taajuusasettelu	53,0 Hz	47,5 Hz
Toiminta-aika	0,3 s	0,2 s
Maasulkurele		
	I_f	2,5 A
Releasetus 1	Toiminta-aika	0,5 s
	U_0	0,01 kV
Käänteisaikaylivirtarele		
	I_s	3,18 kA
Releasetus 1	Toimintakäyrä	Normal inverse
	k	0,2

Suojauksen toimivuus varmistetaan seuraavissa luvuissa simuloimalla verkkoon tyypillisiä ja verkon kannalta pahimpia vikatilanteita.

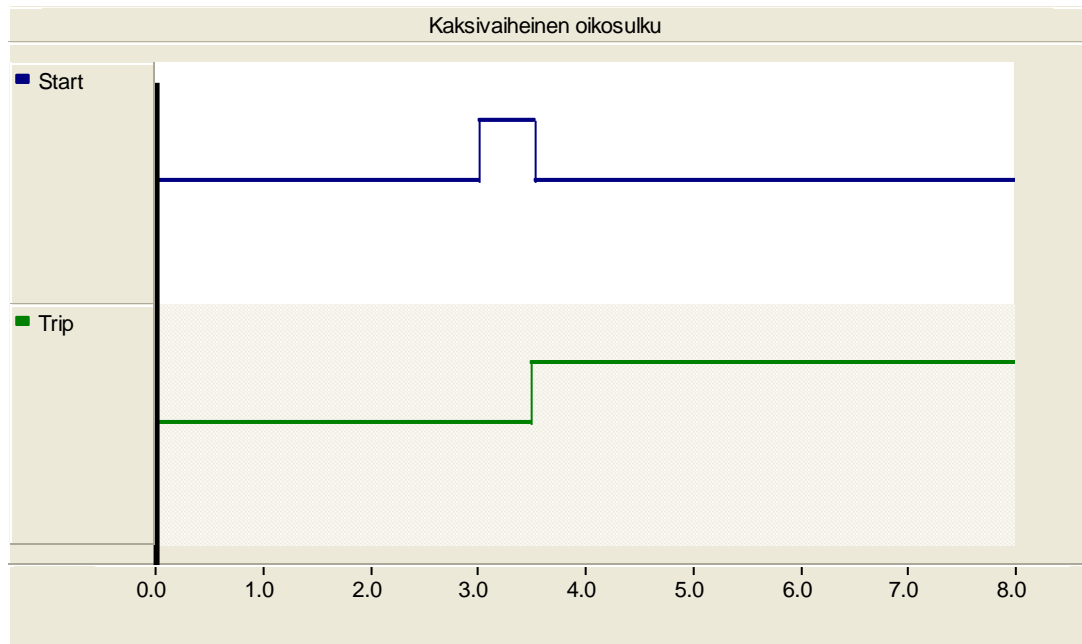
7.4.1 Kaksivaiheinen oikosulku tuulivoimaloiden liittymispisteessä

Johtolähdön ylivirtasuojauksen on havaittava pienin mahdollinen lähdöllä esiintyvä oikosulkuvirta. Tämä todennettiin simuloimalla kaksivaiheinen oikosulku tapahtumaan aivan johtolähdön lopussa. Kuvassa 7.8 on johtolähdön suojauksen havaitsema vikavirta kaksivaiheisen oikosulun aikana, kun tuulivoimalat eivät ole kytkeytyneenä verkkoon.



Kuva 7.8 Johtolähdön suojan havaitsema vikavirta johtolähdön lopussa tapahtuvan kaksivaiheisen oikosulun aikana

Perustilanteessa kaksivaiheisen oikosulun havaitseminen johtolähdön lopussa ei ole ongelmallista, sillä oikosulkuvirran suuruus on kuvan 7.9 mukaisesti 1619 A. Ylivirtareleen havahtumis- ja laukaisusignaalit ovat esitetty kuvassa 8.5.

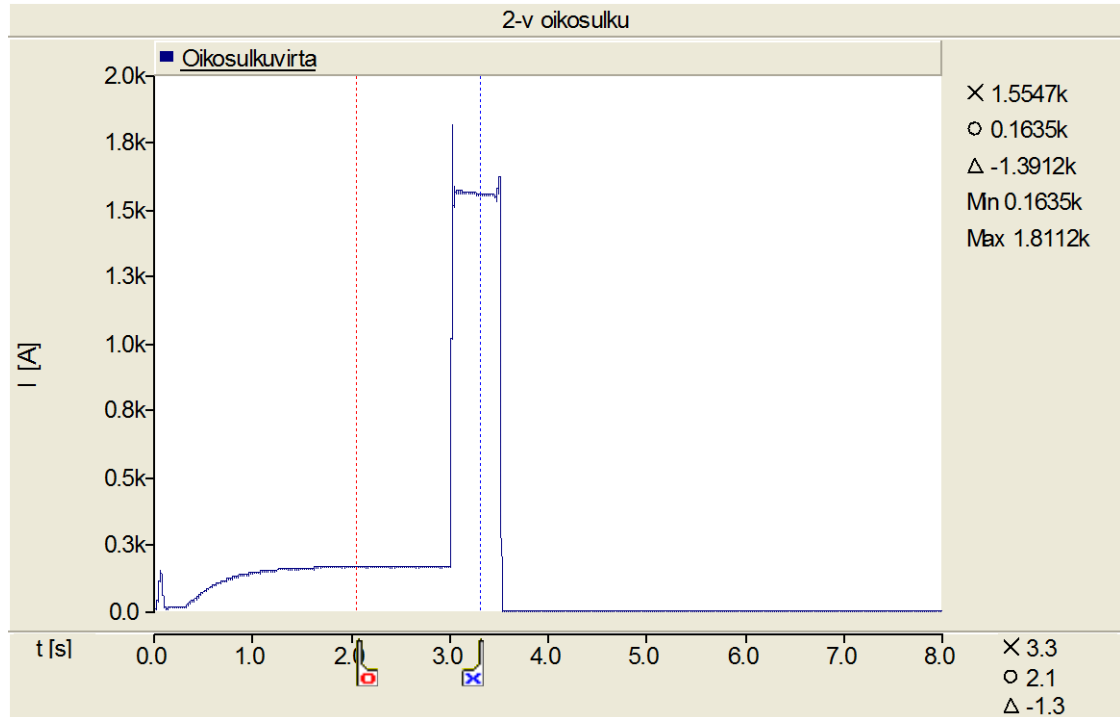


Kuva 7.9 Ylivirtareleen havahtumis- ja laukaisusignaalit

Kuvan 7.9 mukaisesti vika alkaa ajanhetkellä 3,0 s, jolloin rele havahtuu ja laukaisu tapahtuu asettelun mukaisesti 0,5 sekunnin kuluttua havahtumisesta. Koska tuulivoima-

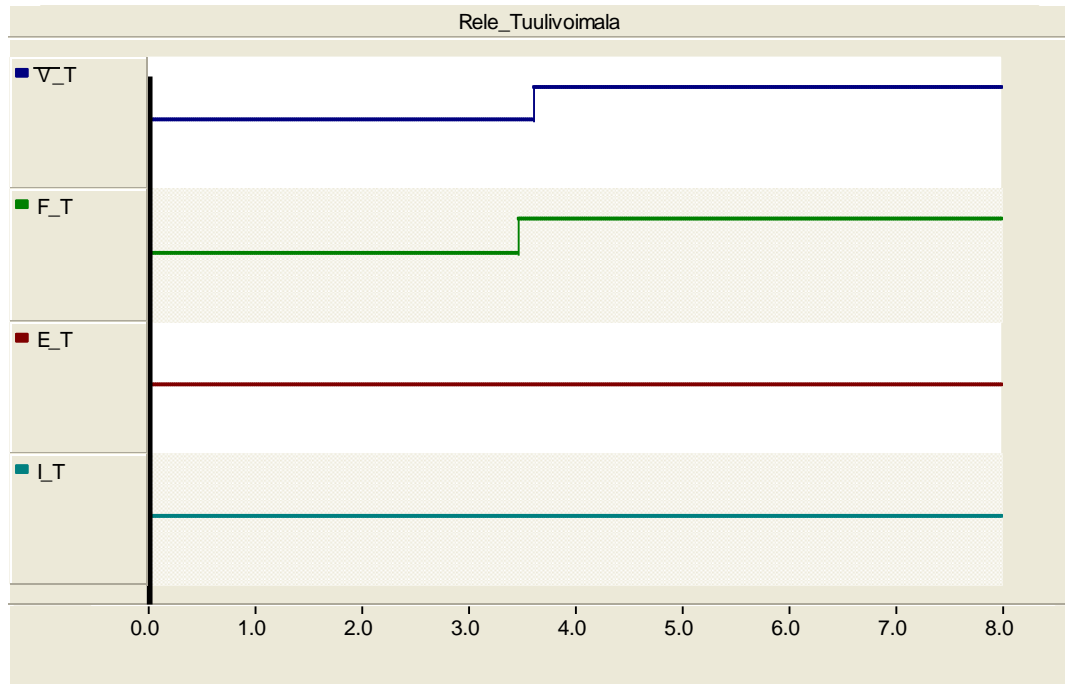
lähdöllä ei ole jälleenkytkentöjä käytössä, pysyy ylivirtarele lauenneena koko loppusimuloinnin ajan.

Tuulivoimaloiden verkkoon liittämisen jälkeen simuloidaan kaksivaiheinen oikosulku johtolähdön lopussa ja verrataan simulointien tuloksia edellisiin. Kuvassa 7.10 on esitetty johtolähdön ylivirtareleen havaitsema vikavirta kaksivaiheisen oikosulun aikana, kun tuulivoimalat ovat liitettyinä verkkoon



Kuva 7.10 Johtolähdön suojan mittaama vikavirta johtolähdön lopussa tapahtuvan kaksivaiheisen oikosulun aikana kun tuulivoimalat ovat liitetty verkkoon.

Johtolähdön releen mittaama oikosulkuvirta on kuvan 7.10 mukaan 1555 A. Tuulivoimalat pienentävät oikosulkuvirtaa vain noin 64 A verran, joten ne eivät vaikuta johtolähdön suojauksen toimivuuteen. Johtolähdön lopussa tapahtuvan kaksivaiheisen oikosulun aikana myös tuulivoimalan relesuojaus toimii irrottaen tuulivoimalat verkosta. Kuvassa 7.11 on esitetty tuulivoimalan suojina käytettävien releiden laukaisusignaalit.

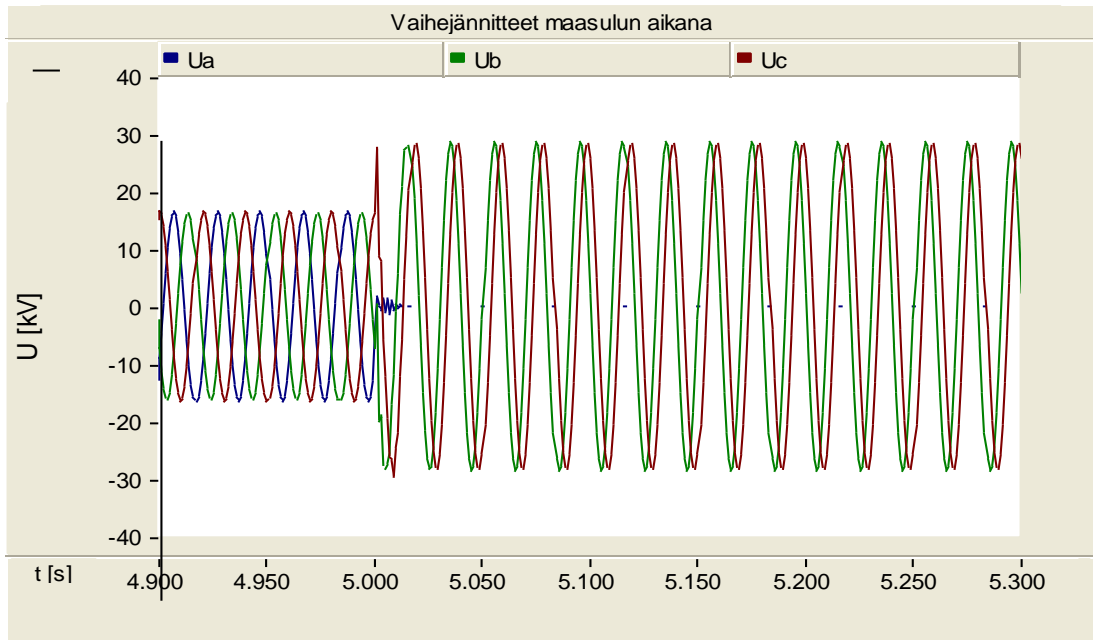


Kuva 7.11 Tuulivoimaloiden releiden laukaisusignaalit

Kuten kuvasta 7.11 huomataan liittymispisteessä tapahtuvan kaksivaiheisen oikosulun aikana sekä jänniterele että taajuusrele laukeavat taulukon 7.1 mukaisilla releasetteluilla.

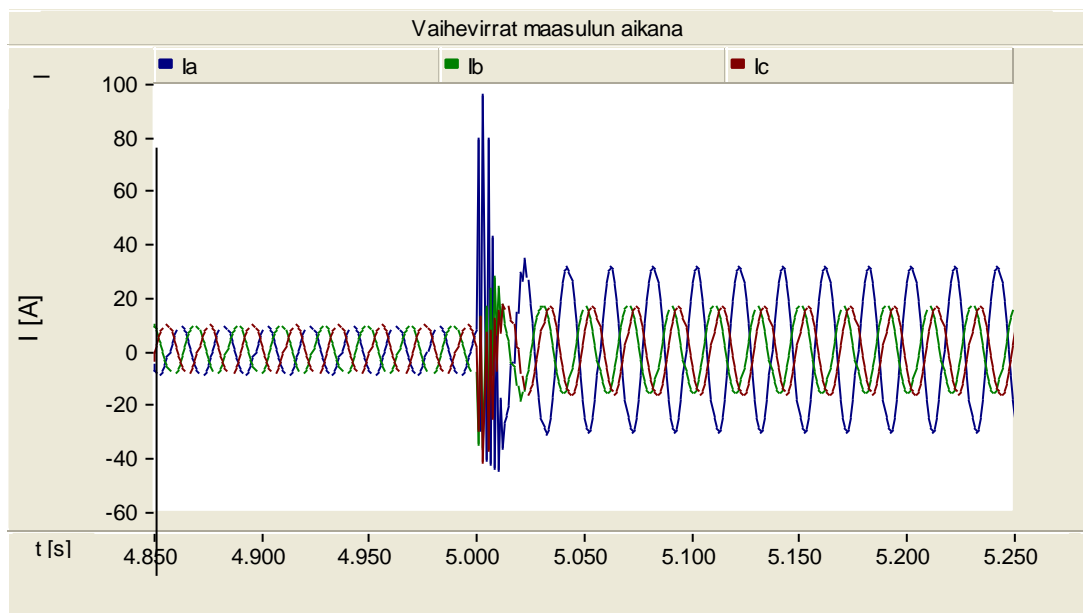
7.4.2 Yksivaiheinen maasulku johtolähdön lopulla

Maasulkusuojauksen toimivuutta simuloitiin yksivaiheisessa maasulussa johtolähdön lopulla. Aluksi suojauksen asetteluiden toimivuus varmistetaan tilanteessa kun tuulivoimalat eivät ole kytkettyinä verkkoon. Maasulkureleen toiminta perustuu nollajännitteen ja nollavirran mittaukseen sähköasemalla. Yksivaiheisen maasulun aikana, kun vikaresistanssia ei ole, vikaantuneen vaiheen jännite putoaa nolnaan ja kahden muun vaiheen jännitteet kohoavat pääjännitteen suuruiseksi kuvan 7.12 osoittamalla tavalla



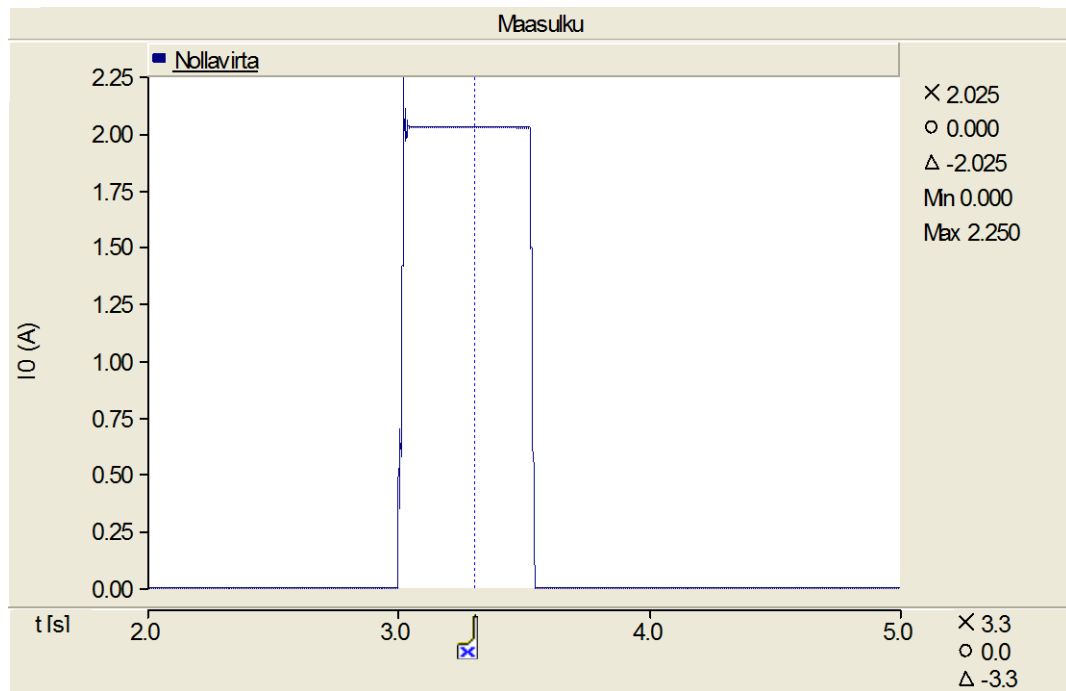
Kuva 7.12 Tuulivoimalähdön vaihejännitteet yksivaiheisen maasulun aikana

Vaihevirroissa esiintyy yksivaiheisen maasulun aikana pieniä transientteja, mutta virrat pysyvät kuitenkin niin matalina ettei ylivirtarele laukea. Vaihevirtojen muutos maasulun aikana ilman tuulivoimaloita on esitetty kuvassa 7.13



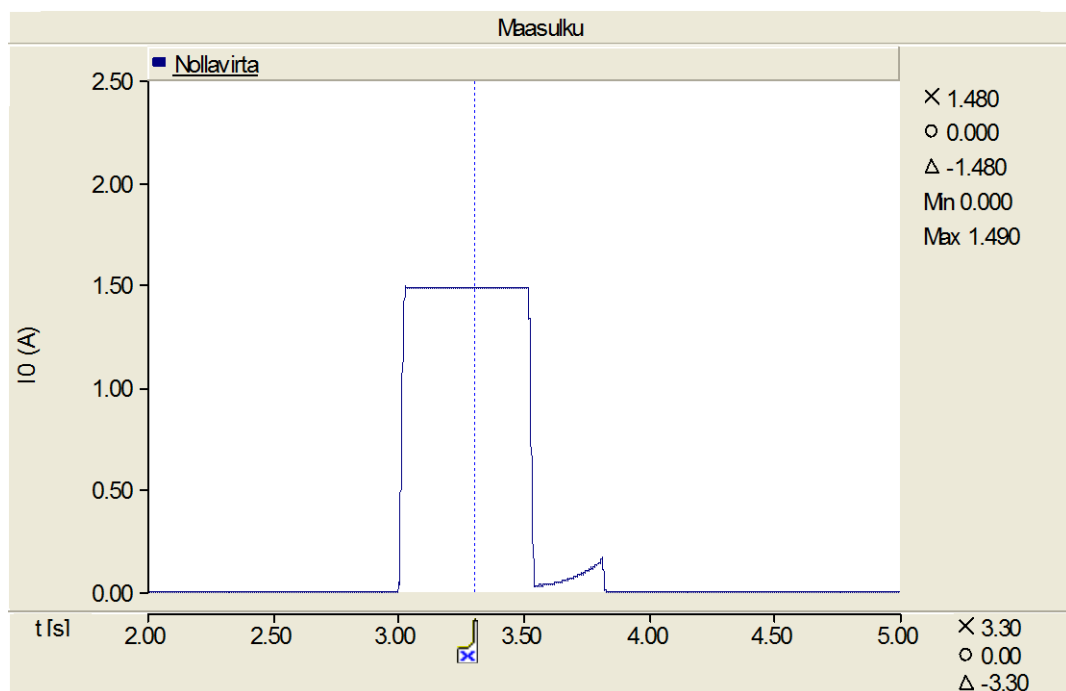
Kuva 7.13 Tuulivoimalähdön vaihevirrat yksivaiheisen maasulun aikana

Tuulivoimalähdön maasulkureleen mittaama nollavirta, kun yksivaiheisen maasulku tapahtuu tuulivoimaloiden liittymispisteessä on esitetty kuvassa 7.14.



Kuva 7.14 Maasulkureleen mittaama nollavirta maasulun aikana

Kuvan 7.14 mukaan maasulkuvirta tuulivoimalähdön lopussa tapahtuvan yksivaiheisen maasulun aikana on noin 2,0 A. Nollavirran laukaisurajana käytetty 1,0 A on siten riittävä asetteluarvo lähdön maasulkusuojaukselle. Maasulkutilanteessa usein kuitenkin esiintyy vikaresistanssia, joka pienentää nollavirtaa yhtälön 13 mukaisesti. Loukeenvuoren perustilanteen tarkasteluissa käytettiin vikaresistanssia 500Ω , jolloin maasulkuvirta putosi kuvan 7.15 mukaisesti noin 0,5 A.



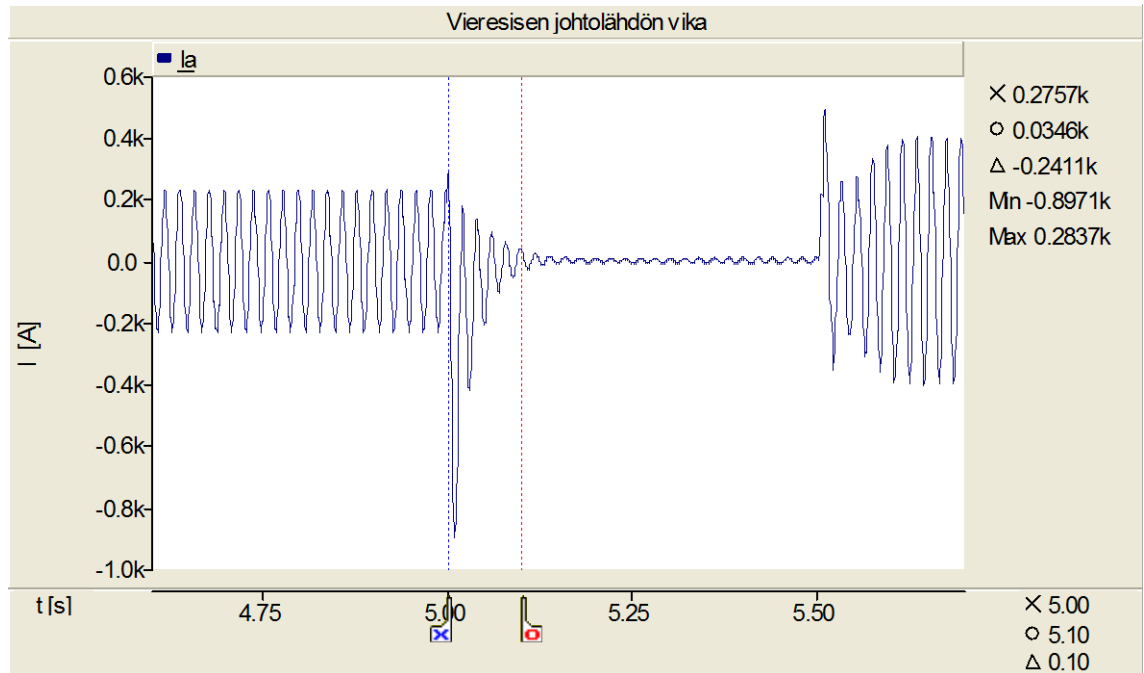
Kuva 7.15 Maasulkureleen mittaama nollavirta maasulun aikana, kun vikaresistanssi on 500Ω

Maasulkureleen nollavirran asetteluarvon pienentäminen alle 1 A ei ole kannattavaa, sillä silloin riski turhista verkosta irtoamisille kasvaa huomattavasti. Johtolähtöjen Loukee1 ja Loukee2 tuottamaa maasulkuvirtaa saadaan kasvatettua maakaapelointia lisäämällä. Tämän vuoksi Loukeenvuoren sähköasemalle liitettävien johtolähtöjen nykyisen sijainnin ja sähköaseman välisen osuuden rakentaminen suositeltaisiin tehtäväksi maakaapelina. Johtolähdön suoja toimii kuitenkin taulukon 7.4 asettelujen mukaisesti 0,5 sekunnin kuluttua vian alkamisesta. Tuulivoimalat syöttävät vikavirtaa vielä niin kauan kunnes niiden taajuusreleet toimivat johtolähdön releen toimimisen johdosta.

Maasulkutilanteiden havaitseminen tuulivoimaloiden releillä voidaan toteuttaa tuulivoimaloiden keskijännitepuolelle asetettavien nollajännitereleiden avulla. Nollajännite on samansuuruinen koko galvaanisesti yhteen kytketyssä keskijänniteverkossa. Tästä syystä yksi nollajännitemittaus riittää molemmille tuulivoimaloille. Selektiivisyys saavutetaan pidentämällä nollajännitemittaukseen perustuvan releen toiminta-aikaa pidemmäksi kuin johtolähdön suunnatun maasulkureleen toiminta-aika. Toiminta-aikaa pidentäessä on syytä huomioida kosketus- ja askeljäännitevaatimusten täyttyminen. Nollajännitereleen aikahidastus ei kuitenkaan saa ylittää sähköaseman kiskosuojan asetteluarvoa (1 s.), joten sen toiminta-aikana voidaan käyttää 0,75 s. Nollajännitereleen lisäksi tuulivoimaloiden maasulkusuojaus voitaisiin toteuttaa myös tietoliikenteeseen perustavalla ratkaisulla.

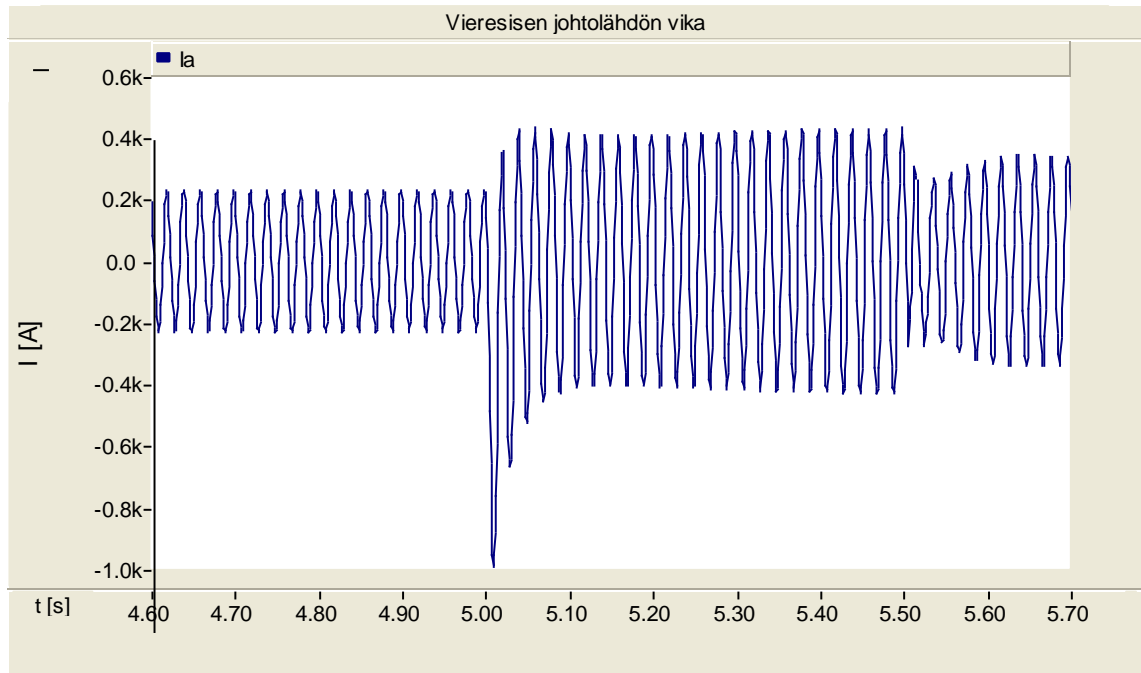
7.4.3 Viereisen johtolähdön vikatilanne

Viereisen johtolähdön vikatilanteen vaikutus tuulivoimalähtöön esitettiin luvussa 6.3.2. Loukeenvuoren perustilanteessa simuloitiin kolmivaiheinen oikosulku tapahtumaan aivan viereisen Loukee 1-johtolähdön alussa. Tuulivoimalat syöttävät vikavirtaa johtolähdöltä sähköasemalle päin, jolloin tuulivoimalähdön ylivirtarele voi laueta turhaan. Kuvassa 7.16 on kuvattu tuulivoimaloiden syöttämää vikavirtaa viereisellä lähdöllä tapahtuvan kolmivaiheisen oikosulun aikana. Oikosulku tapahtuu ajanhetkellä 5.0 s.



Kuva 7.16 Tuulivoimaloiden syöttämä vikavirta viereisen johtolähdön kolmivaiheisessa oikosulussa

Kuvan 7.16 mukaisesti tuulivoimaloissa käytettävät oikosulkugeneraattorit syöttävät vikavirtaa vain noin 100 ms ajan, jonka vuoksi tuulivoimalähdön suojaus ei ehdi toimia viereisen lähdön vikaantuessa. Kaksivaiheisen oikosulun aikana kaikki tuulivoimakäytöt syöttävät jatkuvaa vikavirtaa vian poistumiseen saakka. Jatkuva vikavirran syöttö voi aiheuttaa tuulivoimalähdön releen turhan laukaisun, mikäli tuulivoimalähdön releen toiminta-ajat ovat muita lähtöjä pienemmät. Kuvassa 7.17 on esitetty tuulivoimalähdön releen mittaama vikavirta viereisellä johtolähdöllä tapahtuvan kaksivaiheisen oikosulun aikana. Kuvassa kaksivaiheinen oikosulku tapahtuu ajanhetkellä 5.0 s ja viereisen johtolähdön suojaus toimii siitä 0,5 sekunnin kuluttua.



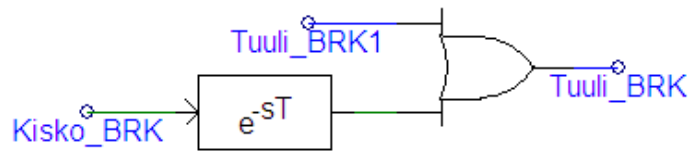
Kuva 7.17 Tuulivoimaloiden syöttämä vikavirta viereisen johtolähdön kaksivaiheisessa oikosulussa

Kuvasta 7.17 huomataan ero kolmivaiheiseen vikatilanteeseen verrattuna, sillä tuulivoimalat syöttävät jatkuvaa vikavirtaa niin kauan kun viereisen johtolähdön suojaus toimii. Tuulivoimalähdön ylivirtareleen mittaaman virran tehollisarvo vian aikana on simulointien mukaan 285 A. Koska tuulivoimalähdön ylivirtareleen aikalaukaisun virta-asettelu on taulukon 7.4 mukaisesti 250 A ja toiminta-ajat yhtä suuret on mahdollista, että tuulivoimalähtö irtoaa tarpeettomasti verkosta. Tämän vuoksi tuulivoimalähdön katkaisijan toiminta-aikaa tulee hieman kasvattaa, jotta varmistutaan viereisen lähdön suojan varhaisemmasta laukeamisesta tai ottaa käyttöön suunnatut ylivirtasuojat. Hankalampi tilanne suojauksen selektiivisyyden kannalta on vielä silloin kun viereisen lähdön vikapaikka on hieman kauempana asemasta. Tällöin lähdön suojaus toimisi aikalaukaisulla, jolloin epäselektiivisyys olisi todennäköisempää. Häiriöttömän toiminnan varmistamiseksi johtolähdön ylivirtareleenä suositellaan kuitenkin käytettävän virran suunnan tunnistavaa suunnattua ylivirtarelettä, jonka avulla vältetään turhat tuotannon keskeytykset viereisen johtolähdön vikatilanteissa.

7.4.4 Takasyöttö kiskoviassa

Sähköaseman kiskon vikatilanteessa toimii syöttävässä kennossa sijaitseva ylivirtasuoja. Tällöin on tärkeää, että ainakin tuotantoa sisältävät johtolähdöt erotetaan verkosta, jotta välttyttäisiin vaaratilanteilta. Loukeenvuoren perustilanteessa tämä varmistetaan toteuttamalla siirtolaukaisu kiskoreleeltä kaikille johtolähtöjen katkaisijoille. PSCAD-malliin siirtolaukaisua kuvataan yksinkertaista TAI-operaattoria käyttämällä.

Kuvassa 7.18 on kuvattu siirtolaukaisun toteutustapaa simulointimallissa.



Kuva 7.18 Siirtolaukaisun toteutus simulointimallissa

Kuvan 7.18 mukaisesti tuulivoimalähdön katkaisija saa laukaisukäskyn omista suojausasetteluistaan tai kiskokatkaisijalta. Kiskokatkaisijan signaaliin on lisätty erillinen viive-komponentti kuvaamaan siirtolaukaisuun kuluva aika.

7.4.5 Yhteenveto perustilanteen suojauksesta

Perustilanteen suojauksen toimivuus testattiin toteuttamalla erityyppisiä vikatilanteita jakeluverkon alueella ja seurattiin eri releiden toimintaa vikatilanteiden aikana. Alkuperäiset taulukossa 7.4 esitetyt releiden asetteluarvot toimivat, joten niihin ei tarvitse tehdä muutoksia.

Oikosulkusuojana tuulivoimalähdöllä suositellaan käytettävän suunnattua ylivirtasuojaa kahdella eri portaalla. Nopeampi toiminta suojaa alkupään 3-vaiheisissa oikosuluissa lähtöä ja hitaammalla portaalla suojataan koko johtolähtöä kaksivaiheisen oikosulun aikana. Koska perustilanteessa tuulivoimalähdöllä ei ole muita asiakkaita, voidaan releen asettelua tiukentaa huomattavasti. Kuormitusvirran ja pienimmän mahdollisen oikosulkuvirran väliin jäävän marginaalin kaventaminen on oman johtolähdön tilanteessa suositeltavaa.

Maasulkusuojaus toteutetaan sähköasemalla johtolähtöjen suunnatuilla maasulkureleillä. Simuloinnit toteutettiin aluksi ilman vikaresistanssia ja sen jälkeen vikaresistanssin arvolla 500 Ω . Tuulivoimaloiden maasulkusuojana käytettiin keskijännitemuuntajan yläjännitepuolelle asetettavaa nolajännitemittaukseen perustuvaa relettä. Tuulivoimaloiden maasulkusuojana voitaisiin käyttää myös tietoliikennepohjaisia ratkaisuja, jossa sähköaseman maasulkureleen laukaisusignaalit lähetettäisiin tuulivoimaloiden suojaukselle. Kolmen johtolähdön sähköasemalla voi tulla ongelmia maasulkuvikojen havaitsemisessa. Erityisesti tilanteissa, joissa vikaresistanssi on suuri, voi maasulkutilanne jäädä helposti havaitsematta, koska muiden johtolähtöjen syöttämä maasulkuvirta on suhteellisen pientä. Maakaapeloinnin lisääminen kasvattaa maasulkuvirtaa karkeasti arvioituna 4 A/km, joten Loukeenvuoren sähköasemalle liitettävien kahden johtolähdön alkuosa suositellaan rakennettavan maakaapelista.

Saareketilanne ei muodostu perustilanteen tarkasteluissa ongelmaksi, koska johtolähdöllä ei ole muuta kuormitusta. Johtolähdön suojan toimittua taajuus lähdöllä nousee, jolloin tuulivoimaloiden taajuusreleet laukeavat. Siirtolaukaisun avulla välttyään saare-

ketilanteen muodostumiselta kiskoa syöttävän katkaisijan avautuessa. Saarekekäytön estosuojausta simuloidaan tarkemmin seuraavassa luvussa, jossa samalla johtolähdöllä tuulivoimatuotannon lisäksi on myös muita kuluttajia

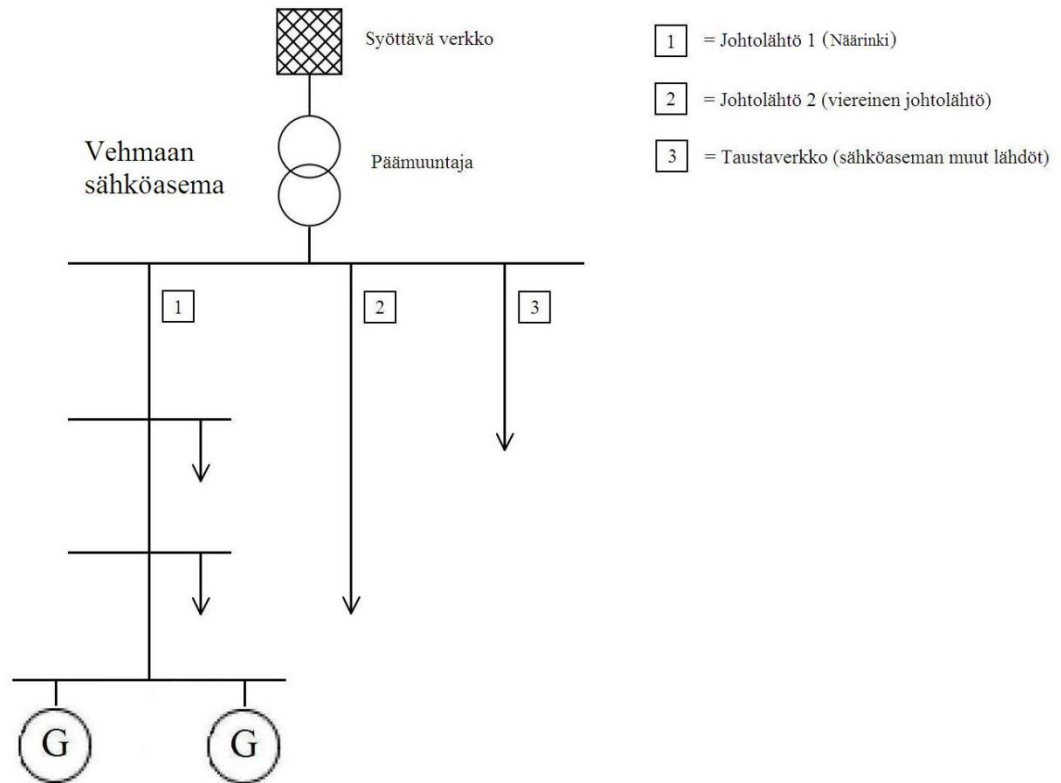
Koska tuulivoimalähtö on kokonaisuudessaan maakaapelia, ei tarvetta jälleenkytkentöjen käytölle esiinny.

8 CASE: LOUKEENVUOREN TUULIPUISTON KORVAUSTILANNE

Korvaustilanteessa tuulivoimalat liitetään olemassa olevan Vehmaan sähköaseman johtolähdölle, joka sisältää myös muita asiakkaita. Korvaustilanne voidaan ottaa käyttöön tilanteissa, jolloin Loukeenvuoren sähköasema on esimerkiksi vika- tai huoltotilanteen takia pois käytöstä. Simulointien avulla pyritään varmistamaan tuulivoimaloiden oikeanlainen toiminta verkkoon liittämisen jälkeen. Simuloinneissa tarkastellaan vastaavia tapauksia kuin perustilanteessa ja niiden lisäksi sellaisia tilanteita, jotka tulee ottaa huomioon liitettäessä tuulivoimaloita sellaiselle johtolähdölle, jossa on tuotannon lisäksi myös kuormitusta.

8.1 Tarkasteltava verkkomalli

Korvaustilanteen verkkomalli koostuu Vehmaan sähköasemasta, joka sisältää seitsemän johtolähtöä. Tuulivoimalat sijoitetaan Nääringin johtolähdölle ja se kuvataan simulointimalliin yksityiskohtaisesti. Viereinen johtolähtö kuvataan ainoastaan yhtenä johtona, jonka päässä on koko johtolähdön yhteenlaskettu kuormitus. Näin voidaan mallintaa tuulivoimalalähdön havaitsemat viereisen johtolähdön vikatilanteet. Kolmannella johtolähdöllä kuvataan koko muuta taustaverkkoa, eli kaikkien loppujen johtolähtöjen yhteenlaskettua kuormitusta. Sen lisäksi taustaverkkoon lisätään kapasitanssia tuottamaan taustaverkon syöttämää maasulkuvirtaa. Kuvassa 8.1 on esitetty kuva korvaustilanteen verkkotopologiasta.



Kuva 8.1 Korvaustilanteen verkkomalli

Verkkokuva korvaustilanteesta on esitetty liitteessä 2. Syöttävän verkon arvot ovat Vehmaan sähköasemalla samat kuin perustilanteen tarkasteluissa. Vehmaan sähköaseman päämuuntaja on 16 MVA:n kaksikämmimuuntaja, jonka yläjännitepuoli on Loukeenvuoren päämuuntajan tapaan kytketty tähteen ja alajännitepuoli kolmioon (YNd11). Tuulivoimalähtöä kuvaavan johtolähdön tiedot on kerätty Järvi-Suomen Energian verkotietojärjestelmästä. Taulukossa 8.1 on esitetty Nääringin johtolähdön rakenne ja tekniset tiedot solmuväleittäin. Taulukon solmuvälillä siirtyvät tehot ovat huipputehoja.

Taulukko 8.1 Nääringin johtolähdön eri solmupisteiden kuormitukset

Solmuväli	Johdintyyppi	Pituus [m]	Solmuvälillä siirtyvä teho [kVA]
1-2	AHXAMK-W 3*120	38	450
2-3	SAX 3*150	316	450
3-4	AHXAMK-W 3*150	472	450
4-5	PAS 150	2 210	450
5-6	Pigeon	2 960	450
6-7	PAS 150	5 610	450
7-8	Swan	291	230
8-9	Swan	1 511	84
8-10 (haara)	Sparrow	1 725	19
9-11	Swan	385	68
11-12	Swan	491	54
12-13	Swan	437	52
13-14	Swan	3 701	44
13-15 (haara)	AHXAMK-W 3*120	400	-

Taulukon 8.1 mukaisista solmuväleillä siirtyvistä tehoista on laskettu jokaiselle solmupisteelle asetettavan kuormituksen suuruus. Solmupisteestä 13 lähtevä maakaapelihaara on piste johon tuulivoimalat tullaan sijoittamaan. Normaalisissa käyttötilanteessa Nääringin johtolähdöllä on vielä noin 30 kilometriä pitkä haara, joka kuitenkin erotetaan siitä liitettäessä tuulivoimalat lähdölle (Liite 2). Kyseinen haara ei siten vaikuta korvaustilanteen tarkasteluihin. Ainoastaan Nääringin johtolähdön releasettelut on toteutettu siten, että vika havaitaan normaalissa käyttötilanteessa myös erotettavan haaran kaukaisimmassa pisteessä.

Nääringin johtolähdön huipunkäyttöaika on verkkotietojärjestelmän mukaan 1789 tuntia. Huipunkäyttäjän ja huipputehon tulona saadaan vuoden aikana kulutetun energian määrä ja jakamalla se vuoden tunneilla saadaan yhden tunnin keskimääräinen teho. Nääringin johtolähdön keskiteho on siten

$$P_{\max} = \frac{E}{t_k} \Rightarrow E = P_{\max} * t_k = 452 \text{ kW} * 1789 \text{ h} = 808,6 \text{ MWh}$$

$$P_{\text{ave}} = \frac{E}{t} = \frac{808,6 \text{ MWh}}{365 * 24 \text{ h}} = 92,3 \text{ kW}$$

Keskitehon suhde huipputehoon on näin ollen

$$\frac{P_{\text{ave}}}{P_{\max}} = \frac{92,3 \text{ kW}}{452 \text{ kW}} = 20 \%$$

Keskimääräistä tehoa on käytetty simuloinneissa taustalla, kun on haluttu tarkastella tilanne, jossa tuulivoimalat tuottavat maksimitehon kuormituksen ollessa lähes pienimmillään. Luvun 8.3 verkkoon liitynnän simuloinnit on toteutettu maksimituotannon ja keskitehon simulointimallilla, jotta vaikutukset olisivat pahimmat mahdolliset.

Viereisenä johtolähtönä tuulivoimalähdölle Vehmaan sähköasemalla toimii Mikkelin johtolähtö. Mikkelin johtolähdön pituus kokonaisuudessaan on 22,9 kilometriä ja se kuvataan yhtenä PAS 150 johtimena. Johtolähdöllä siirtyvä teho on yhteensä 1,7 MVA tehokertoimella 0,98. Vikatilanteiden simulointien kannalta johtolähdön malli muodostetaan kahdesta keskijännitejohdinkomponentista, jolloin vikapaikan sijainti saadaan määritettyä haluamalle kohdalle Mikkelin johtolähdön varrella.

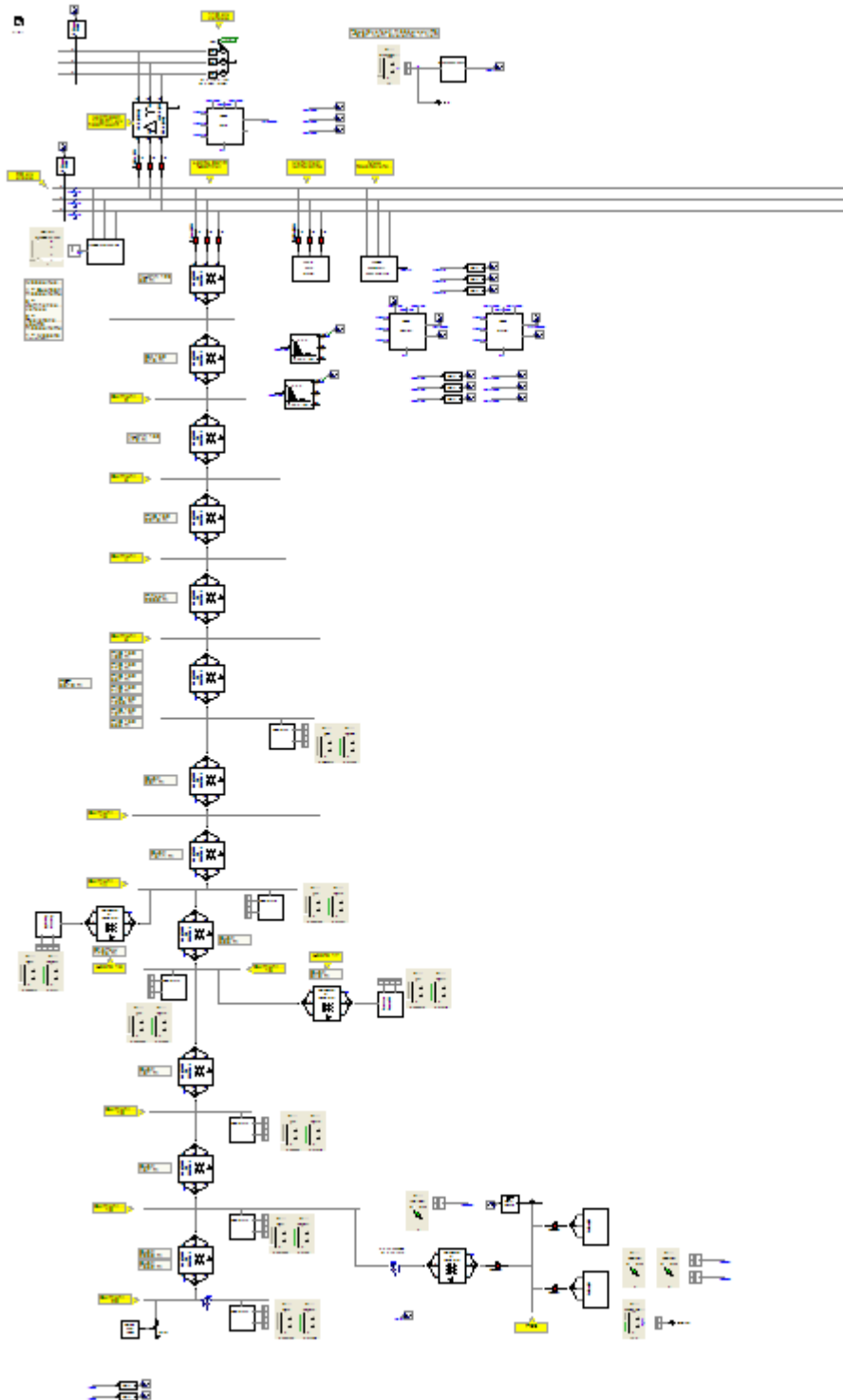
Loput Vehmaan sähköaseman johtolähdöt yhdistetään simulointimallissa yhdeksi lähdöksi. Taulukossa 8.2 on esitetty Vehmaan sähköaseman muiden johtolähtöjen teho- ja pituustiedot.

Taulukko 8.2 Vehmaan sähköaseman tiedot

Johtolähdön nimi	P [kW]	Q[kVAR]	S [kVA]	cos(φ)	Pituus [m]
Teollisuus	458,8	153,7	483,9	0,948	631
Joroinen	887,0	211,7	911,9	0,973	24 240
Juva	2466,9	533,4	2523,9	0,977	3 833
Liuna	379,1	90,5	389,8	0,973	8 946
Juva_ET	2508,5	546,5	2567,3	0,977	5 129
Yhteensä	6700,3	1538,8	6876,8	0,974	42 779

Simulointimalliin lisättävä kolmas johtolähtö kuvaa koko muuta taustaverkkoa. Johtolähdön kokonaispituus on taulukon 8.2 mukaisesti 42,8 kilometriä ja yhteenlaskettu näennäisteho on 6,9 MVA. Simulointimalliin on rakennettu erillinen laskentalohko, jossa määritellään taustaverkkoon lisättävän kapasitanssin suuruus taustaverkon tuottaman maasulkuvirran perusteella.

Kuvassa 8.2 on esitetty perustilanteen PSCAD-simulointimalli.

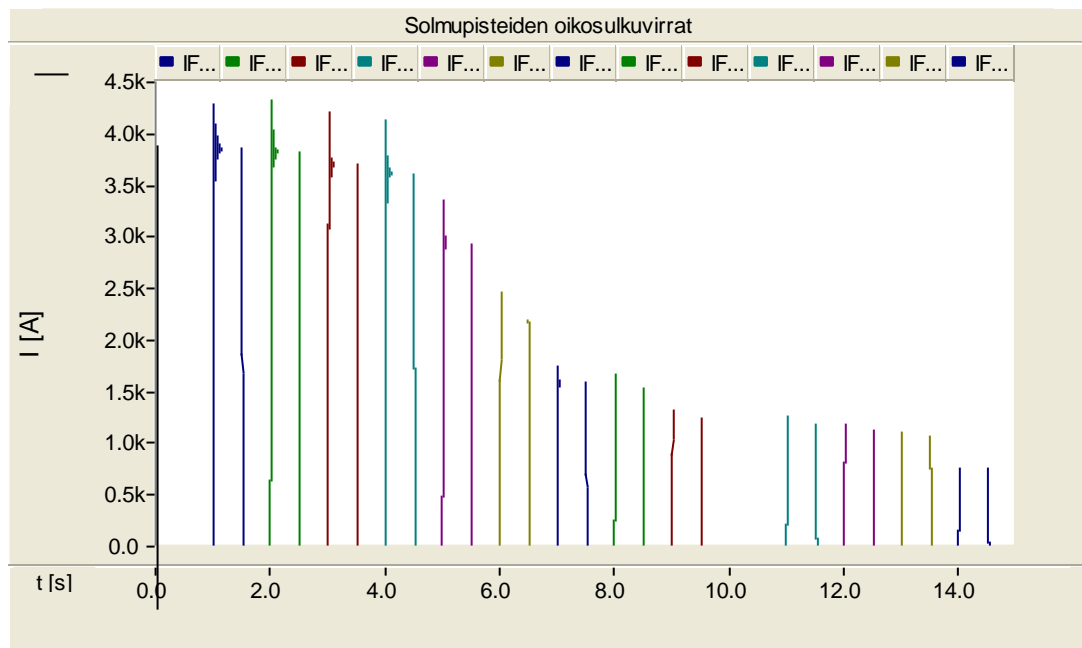


Kuva 8.2 PSCAD-malli korvaustilanteen simuloinneissa

Kuvassa 8.2 Nääringin tuulivoimalähtö on kuvattu malliin tarkasti solmuväleittäin. Viereinen Mikkelin johtolähtö on erillisenä alijärjestelmänä muun taustaverkon tapaan. Tuulivoimaloiden haarajohto on liitetty solmupisteeseen numero 13.

8.2 Simulointimallin todentaminen

Ennen tuulivoimaloiden liittämistä johtolähdölle todennetaan simulointimallin yhteneväisyys Järvi-Suomen Energian verkkotietojärjestelmästä saatujen tietojen kanssa. Oikosulkuvirrat eri solmupisteissä määritettiin PSCAD:ssä simuloimalla kolmivaiheinen oikosulku verkon jokaiseen solmupisteeseen. Tämän jälkeen piirrettiin perustaajuisen virran komponentin käyrämuodot samaan kuvaajaan. Kuvassa 8.3 on nähtävissä oikosulkuvirtojen suuruudet, jossa vaaka-akselin sekuntimäärä vastaa solmupisteen numeroa.



Kuva 8.3 Oikosulkuvirtojen suuruudet eri solmupisteissä

Kuvasta 8.3 poimitut tarkat kolmivaiheisen oikosulkuvirran arvot eri solmupisteissä sekä verkkotietojärjestelmästä saadut oikosulkuvirtojen arvot on esitetty taulukossa 8.3. Lisäksi taulukossa on laskettu simuloinnin ja verkkotietojärjestelmän arvojen prosentuaalinen eroavuus.

Taulukko 8.3 Solmupisteiden oikosulkuvirtojen suuruudet

Solmupiste	PowerGrid (I3k) [A]	PSCAD (I3k) [A]	Ero [%]
1	4169	3836	8,7
2	4161	3807	9,3
3	4036	3680	9,7
4	3914	3595	8,9
5	3217	2908	10,6
6	2399	2174	10,3
7	1733	1570	10,4
8	1664	1507	10,4
9	1348	1230	9,6
10 (haara)	-	-	-
11	1283	1172	9,5
12	1207	1104	9,3
13	1142	1049	8,9
14	652	728	-10,4
15	-	-	-

PowerGrid-verkkotietojärjestelmän kolmivaiheiset oikosulkuvirrat ovat lähes poikkeuksetta suuremmat kuin PSCAD-simuloinneilla saadut tulokset. Tämä johtuu siitä, että verkkotietojärjestelmä olettaa jännitteen solmupisteissä olevan aina 1 p.u., kun taas PSCAD-simuloinneissa huomioidaan johtolähdöllä tapahtuva jännitteenalenema. Yllä olevasta taulukosta huomataan, että simulointimallin yhtenevyys verkkotietojärjestelmästä saatujen arvojen kanssa on kuitenkin riittävällä tasolla. Virheen suunta on kuitenkin suojaustarkastelujen kannalta hyvä, sillä suojausten toimiminen pienemmillä vikavirroilla simulointimallissa tarkoittaa sitä, että suojaus toimisi myös verkkotietojärjestelmän mukaisessa sähköverkossa.

8.3 Verkkoliittymän suunnittelu

Verkkoliittymän suunnittelu toteutetaan vastaavasti kuin perustilanteessa. Suunnittelun tuloksena saadaan selville mahdolliset tarpeet verkostomuutoksille korvaustilannetta varten.

8.3.1 Kuormitusvirtojen muutokset

Kuormitettavuuden kannalta kriittisin osuus Nääringin johtolähdöllä on taulukon 8.1 mukaisesti lähdön loppupään avojohtoverkko, jossa on käytetty Swan-avojohtoa. Swanjohtimen maksimi kuormitusvirta on 155 A. Tuulivoimaloiden liittymispisteen kuormitusvirta, ennen voimaloiden kytkemistä verkkoon, on Järvi-Suomen Energian verkkotietojärjestelmän mukaan ainoastaan 2 A. Perustilanteessa todettiin laskemalla ja simuloimalla, että tuulivoimaloiden aiheuttamaa kuormitusvirran kasvu johtolähdöllä on noin

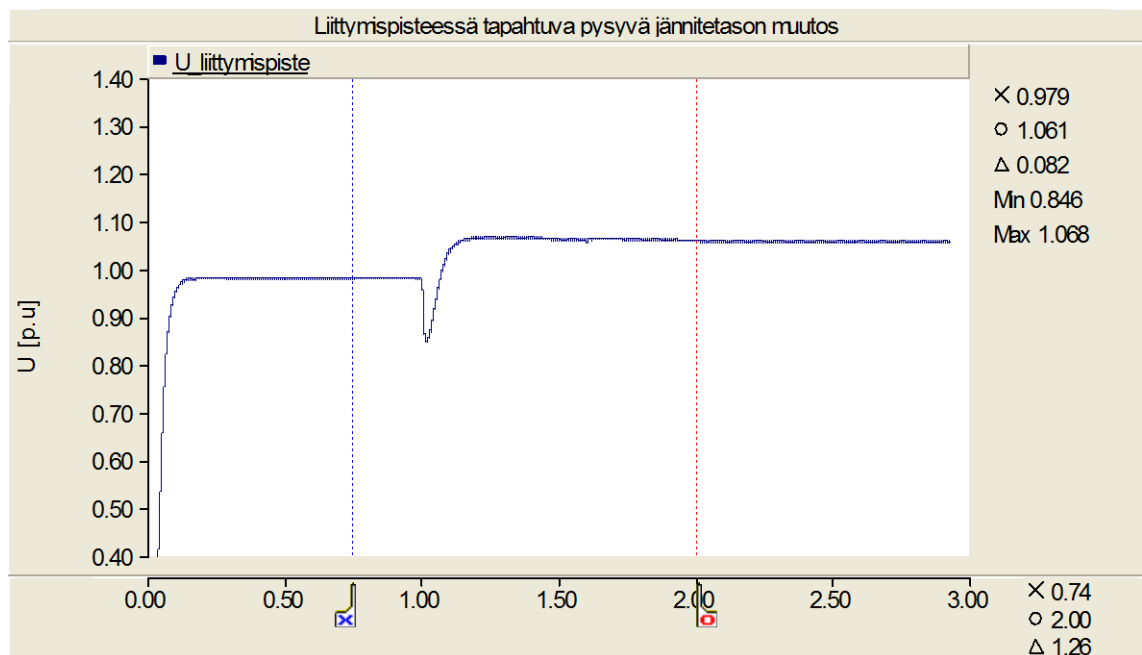
160 A. Koska Nääringin johtolähdön kuormitus on varsin pieni, kuormittaa tuulivoimalat pahimmassa tapauksessa johtimia lähes nimellisvirtansa verran. Tämän vuoksi tuulivoimaloiden liittäminen aiheuttaa solmuvälien 7-13 johtimien vahvistustarpeen.

8.3.2 Pysyvä jännitetason muutos

Yhtälön (5) mukaisesti voimaloiden liittäminen aiheuttaa pysyvän jännitetason muutoksen johdon loppupäässä, jonka suuruudeksi saadaan 1,00 tehokertoimella ja taulukon 8.1 mukaisilla johdintiedoilla

$$\Delta U = S_n * \frac{(R * \cos \delta + X * \sin \delta)}{U^2} = 6 \text{ MVA} * \frac{7,25 \Omega * 1,00}{(20,5 \text{ kV})^2} * 100 \% = 10,3 \%$$

Energiäteollisuuden ohjeen mukaisesti jännitetason nousu johtolähdöllä, joka sisältää muita asiakkaita saisi olla enintään 2,5 %. Simuloitaessa tuulivoimaloiden vaikutusta jännitetasoon saadaan kuvan 8.4 mukainen tulos

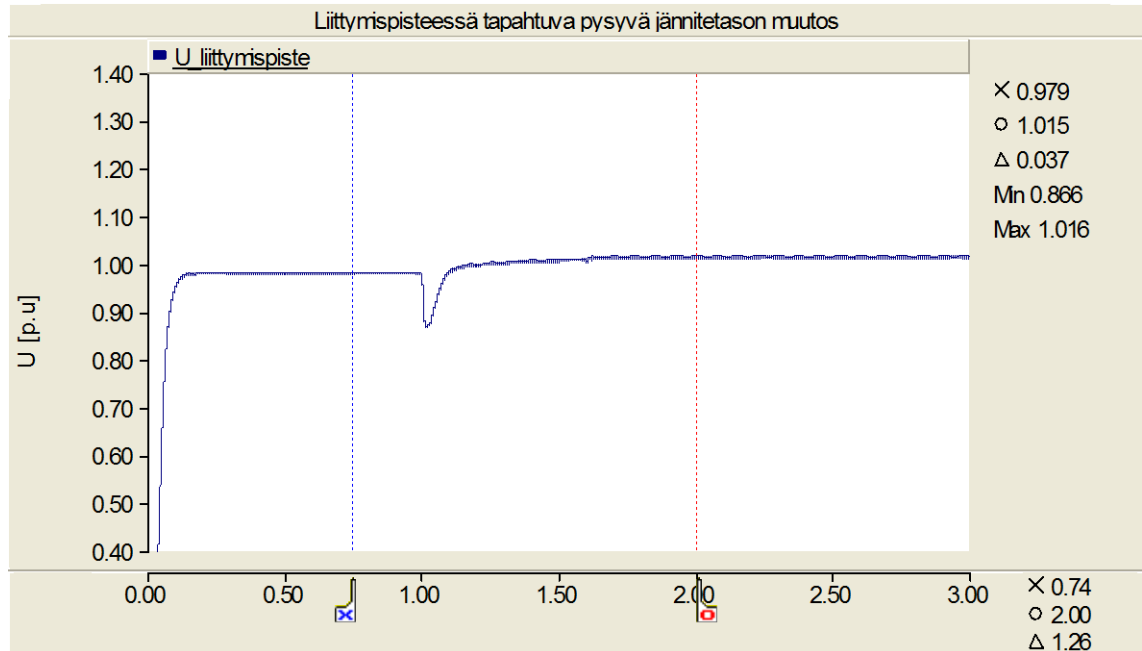


Kuva 8.4 Pysyvä jännitetason muutos tuulivoimaloiden liittymispisteessä korvaustilanteen aikana

$$\Delta U = \frac{1,061 - 0,979}{0,979} = 8,38\%$$

Kuten laskennasta ja simuloinnista huomataan, aiheuttaa tuulivoimaloiden liittäminen huomattavan suuren jännitetason nousun liittymispisteessään ja sen läheisyydessä. Yhtälöstä 5 nähdään, että jännitetason nousua voidaan rajoittaa pienentämällä impedanssia sähköaseman ja liittymispisteen välillä. Kasvattamalla johtimien poikkipinta-

alaa pienennetään samalla sen impedanssia. Nääringin johtolähdön Swan-johtimet asettivat rajoitteita jo kuormitettavuutensa vuoksi. Vahvistamalla Swan johto-osuudet isompi poikkipintaiseen johtimeen saadaan jännitteen nousua rajoitettua riittävästi. Kuvassa 8.5 on simuloitu liittymispisteen jännitteen nousua, kun solmuvälien 7-13 johtimet on muutettu Pigeoniksi.



Kuva 8.5 Pysyvä jännitetason muutos tuulivoimaloiden liittymispisteessä verkon vahvistamisen jälkeen

$$\Delta U = \frac{1,015 - 0,979}{0,979} = 3,68\%$$

Jännitteenousu on edelleen liian korkea ohjearvoon nähden, mutta korvaustilanne on kuitenkin harvinainen, jolloin voidaan sallia hieman suuremmat jännitetason muutokset.

8.3.3 Nopeat jännitemuutokset

Verkon vahvistamisen jälkeen tuulivoimaloiden liittymispisteen kolmivaiheinen oikosulkuvirta on simulointien mukaan 1307A. Liittymispisteen oikosulkutehoksi saadaan näin ollen

$$S_k = \sqrt{3} * 20500V * 1307A = 46,4MVA$$

Välkynnän arvioimisessa käytetään perustilanteen tavoin esimerkkivoimalasta saatuja mittaustuloksia. Jatkuvan käytön häiritsevyydeksi saadaan,

$$P_{st\Sigma} = P_{lt\Sigma} = \frac{1}{S_k} * \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wr}} (c_i (\psi_k, v_a) * S_{n,i})^2}$$

$$= \frac{1}{46,4 \text{ MVA}} * \sqrt{(4,5 * 3 \text{ MVA})^2 + (4,5 * 3 \text{ MVA})^2} = 0,41$$

KytKentätoimenpiteissä lyhytaikaiseksi häiritsevyyssindeksiksi saadaan

$$P_{st\Sigma} = \frac{18}{S_k} * \left(\sum_{i=1}^{N_{wr}} N_{10,i} * (k_{f,i} (\psi_k) * S_{n,i})^{3,2} \right)^{0,31}$$

$$= \frac{18}{46,4 \text{ MVA}} * \left(1 * (0,2 * 3 \text{ MVA})^{3,2} + 1 * (0,2 * 3 \text{ MVA})^{3,2} \right)^{0,31} = 0,26$$

KytKentätoimenpiteissä pitkäaikainen häiritsevyyssindeksi on

$$P_{lt\Sigma} = \frac{8}{S_k} * \left(\sum_{i=1}^{N_{wr}} N_{120,i} * (k_{f,i} (\psi_k) * S_{n,i})^{3,2} \right)^{0,31}$$

$$= \frac{8}{46,4 \text{ MVA}} * \left(15 * (0,2 * 3 \text{ MVA})^{3,2} + 15 * (0,2 * 3 \text{ MVA})^{3,2} \right)^{0,31} = 0,27$$

Heikon jakeluverkon johdosta jatkuvan tilan häiritsevyyssindeksi nousee yli suurimman suositusarvon (0,3). Vätkyntäkertoimen arvona käytettiin laskuissa vain arviota, joten perustilanteen tapaan voimalatyypin varmistuttua on vätkynnän arviointi toteutettava uudelleen.

Voimalan kytkemisestä aiheutuva nopea jännitemuutos on suuruudeltaan

$$\Delta U = i_{suhde} * \frac{S_n}{S_k} * U_v = 3,2 * \frac{3 \text{ MVA}}{46,4 \text{ MVA}} * \frac{20,5}{\sqrt{3}} \text{ kV} = 2,45 \text{ kV}$$

josta prosentuaaliseksi muutokseksi saadaan

$$\frac{2,45}{20,5} * 100\% = 11,9\%$$

Käynnistyvirtaa rajoittamalla voidaan nopea jännitemuutos rajoittaa pienimmillään arvoon 3,7 %. Tämä on hiukan yli suurimman sallittavan arvon, joka voimalaitosten järjestelmäteknisissä vaatimuksissa on jännitemuutokselle asetettu.

8.3.4 Oikosulkukestoisuus

Johdinten oikosulkukestoisuus tulee varmistaa liitettäessä suuritehoisia tuulivoimaloita verkkoon. Nääringin johtolähdöllä tapahtuva oikosulku kestää maksimissaan ylivirtareleen asetteluarvon ajan, eli 500 ms. Lisäksi huomioidaan katkaisijan toiminta-aika, jonka suuruutena laskuissa käytetään 100 ms. Nääringin johtolähdön oikosulkukestoisuudeltaan heikoimman johtimen yhden sekunnin suurin sallittu oikosulkuvirta on verkon muutoksen (Swan→Pigeon) jälkeen 8 kA. Yhtälön (16) mukaan saadaan suurimmaksi sallituksi oikosulkuvirran arvoksi

$$I_{kt} = \frac{I_{k1s}}{\sqrt{t}} = \frac{8kA}{\sqrt{0,6s}} = 10,3 kA$$

Taulukosta 8.3 nähdään, että suurimmat verkossa esiintyvät oikosulkuvirrat jäävät selkeästi alle suurimman sallitun oikosulkuvirran. Tuulivoimaloiden tuottama oikosulkuvirta kasvattaa vikapaikan oikosulkuvirtaa etenkin kaksivaiheisen oikosulun aikana, mutta silti oikosulkuvirran suuruus ei ylitä suurinta sallittua arvoa.

8.3.5 Yhteenveto verkkoon liittämisestä korvaustilanteessa

Tuulivoimaloiden liittäminen korvaustilanteessa nykyiseen verkkoon ei ole mahdollista. Heikoimpien avojohto-osuuksien kuormitettavuus ylittyy erityisesti tilanteissa, joissa lähdön kuormitus on pienimmillään ja tuulivoimalat tuottavat maksimitehonsa. Tästä johtuen Nääringin johtolähdön solmuvälkien 7-11 johtimet tulee vaihtaa vahvempiin, esimerkiksi simuloinneissa käytettyyn Pigeon- johtimeen. Verkkoa vahvistamalla pienennetään samalla tuulivoimaloiden aiheuttamaa pysyvää jännitetason muutosta liittymispisteessään. Pysyvä jännitetason muutos on vahvistamisesta huolimatta suurempi kuin Energiategollisuuden ohjeistuksessa ilmoitettu, mutta korvaustilanteen harvinaisuuden vuoksi hieman korkeammat jännitetason muutokset ovat sallittuja. Välkynnän suuruudesta voidaan hankkeen tässä vaiheessa esittää vain karkeita arvioita, mutta laskennan mukaan jatkuvan tilan välkyntäindeksi kasvaa yli suositusarvojen. Mikäli Loukeenvuorelle valitaan jokin muu tuulivoimalatyyppi kuin simuloinneissa käytetty oikosulkugeneraattorimalli, voidaan myös tuotantoyksiköiden tuotantotehon muutosnopeuden säädön avulla vaikuttaa välkyntään liittyvien ongelmien ehkäisemisessä. Verkon vahvistuksen jälkeen kaikki johto-osuudet ovat oikosulkukestoisia, eikä näin ollen aseta rajoituksia tuulivoimaloiden verkkoon liittämiseksi.

8.4 Suojauksen suunnittelu

Korvaustilanteen suojauksen suunnittelussa toteutetaan samat asiat kuin perustilanteen tarkasteluissa. Niiden lisäksi varmistetaan suojauksen toimivuus luvussa 6.3 esitettyjen tyypillisimpien vikatilanteiden tapauksissa. Suojauksen suunnittelussa verkkomalliin on tehty edellisessä luvussa todettu tarpeellinen muutos, eli verkkoa vahvistettiin solmuväleillä 7-13. Swan-johtimet korvattiin Pigeon avojohdolla, jolloin verkko täyttää paremmin sille asetetut sähkötekniset vaatimukset.

Taulukkoon 8.4 on koottu tällä hetkellä Järvi-Suomen Energialla käytössä olevat suojausasettelut Nääringin ja Mikkelin johtolähdöillä

Taulukko 8.4 Vehmaan sähköaseman releasettelut

Suojarele	Asettelu	Kiskosuoja	Näärinki	Mikkeli
Ylivirtarele				
Aikalaukaisu	Virta-asettelu	0,4 kA	0,16 kA	0,24 kA
	Toiminta-aika	1,0 s	0,5 s	0,5 s
Momenttilaukaisu	Virta-asettelu	3 kA	1,4 kA	2 kA
	Toiminta-aika	0,2 s	0,3 s	0,3 s
Maasulkurele				
Asetus 1	I_f	3,0 A	1,0 A	1,0 A
	Toiminta-aika	1,0 s	0,5 s	0,5 s
	U_0	1,15 kV	1,15 kV	1,15 kV

Tuulivoimaloilla käytetään simuloinneissa taulukon 8.5 mukaisia releiden asetteluarvoja.

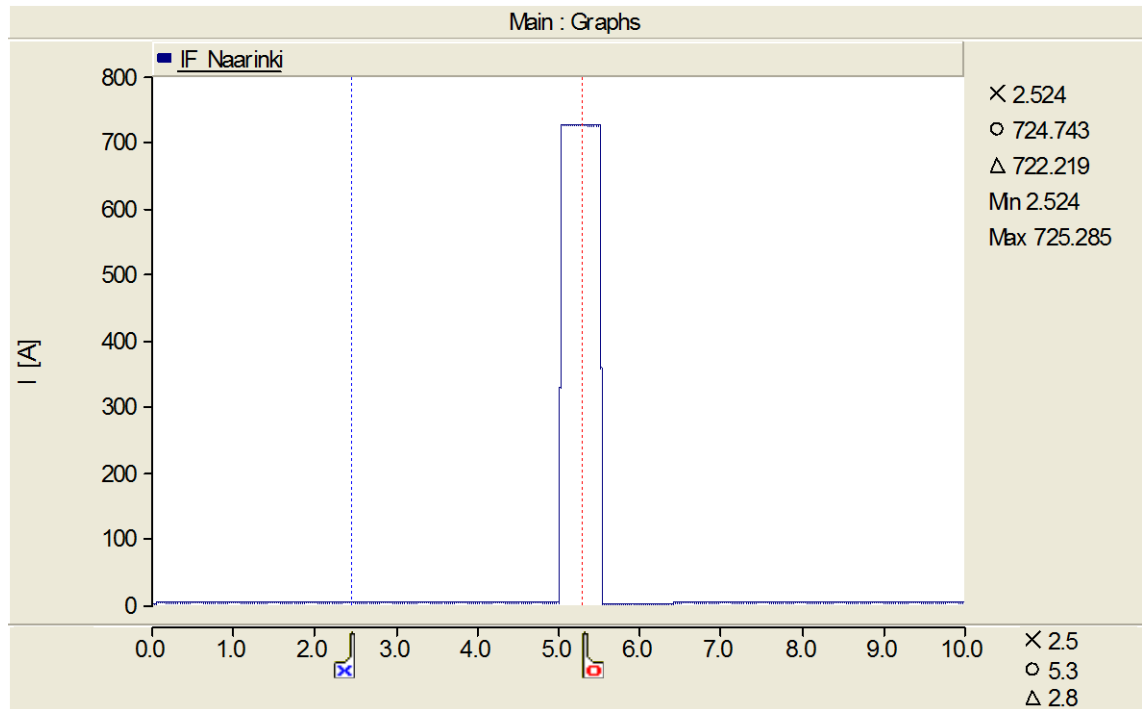
Taulukko 8.5 *Tuulivoimaloiden releasettelut*

Jänniterele		
	Ylijännite	Alijännite
Jänniteasettelu	1,1 p.u.	0,85 p.u.
Toiminta-aika	1,5 s	10,0 s
Jänniteasettelu	1,15 p.u.	0,5 p.u.
Toiminta-aika	0,15 s	0,4 s
Taajuusrele		
	Ylitaajuus	Alitaajuus
Taajuusasettelu	50,3 Hz	49,0 Hz
Toiminta-aika	30 s	60 s
Taajuusasettelu	53,0 Hz	47,5 Hz
Toiminta-aika	0,3 s	0,2 s
Maasulkurele		
	I_f	2,5 A
Releasetus 1	Toiminta-aika	0,5 s
	U_0	0,01 kV
Käänteisaikaylivirtarele		
	I_s	3,18 kA
Releasetus 1	Toimintakäyrä	Normal inverse
	k	0,2

Simulointien tuulivoimalat ovat identtisiä, joten niissä molemmissa on käytössä taulukon 8.5 mukaiset releasettelut.

8.4.1 Kaksivaiheinen oikosulku johtolähdön lopussa

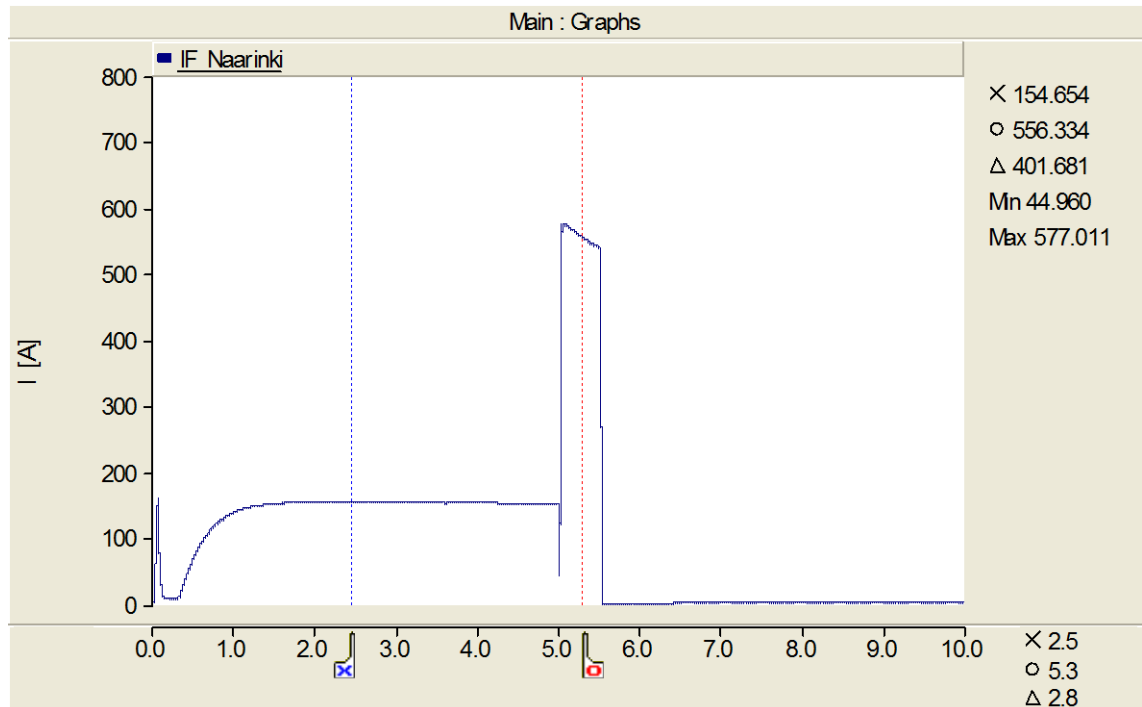
Ylivirtasuojauksen toimivuus todetaan simuloimalla kaksivaiheinen oikosulku tapahtumaan johtolähdön lopussa tilanteessa, jossa tuulivoimaloita ei ole kytketty verkkoon. Kuvassa 8.6 on johtolähdön suojauksen havaitsema vikavirta kaksivaiheisen oikosulun aikana.



Kuva 8.6 Johtolähdön suojan mittaama vikavirta johtolähdön lopussa tapahtuvan kaksivaiheisen oikosulun aikana

Kuvassa 8.6 tapahtuu kaksivaiheinen oikosulku johtolähdön lopulla ajanhetkellä 5 sekuntia. Lähdön suojaus toimii, jolloin katkaisija aukeaa 0,5 sekunnin kuluttua vian alkamisesta. Lähdöllä on myös jälleenkytkennät käytössä, joka huomataan siitä, että kuormitusvirta palautuu normaalille tasolle yhden sekunnin kuluttua suojan laukeamisesta. Kuvasta 8.4 nähdään, että lähdön kuormitusvirta on noin 2,5 A. Kuormitusvirta on varsin pieni siitä syystä, että pitkä haarajohto erotetaan korvaustilanteessa liitteen 2 mukaisesti Nääringin johtolähdöstä, jolloin lähdön kuormitus kevenee merkittävästi. Lähdön pienin kaksivaiheinen oikosulkuvirta on 725 A. Releasetteluja suunniteltaessa ei näin ollen muodostu ongelmaa kuormitusvirran ja pienimmän mahdollisen oikosulkuvirran väliin jäävästä liian kapeasta marginaalista.

Tämän jälkeen simuloidaan sama tilanne kuin edellä, mutta liitetään tuulivoimalat kiinni verkkoon. Kuvassa 8.7 on esitetty johtolähdön lopussa tapahtuva kaksivaiheinen oikosulku, kun tuulivoimalat toimivat nimellistehollaan.

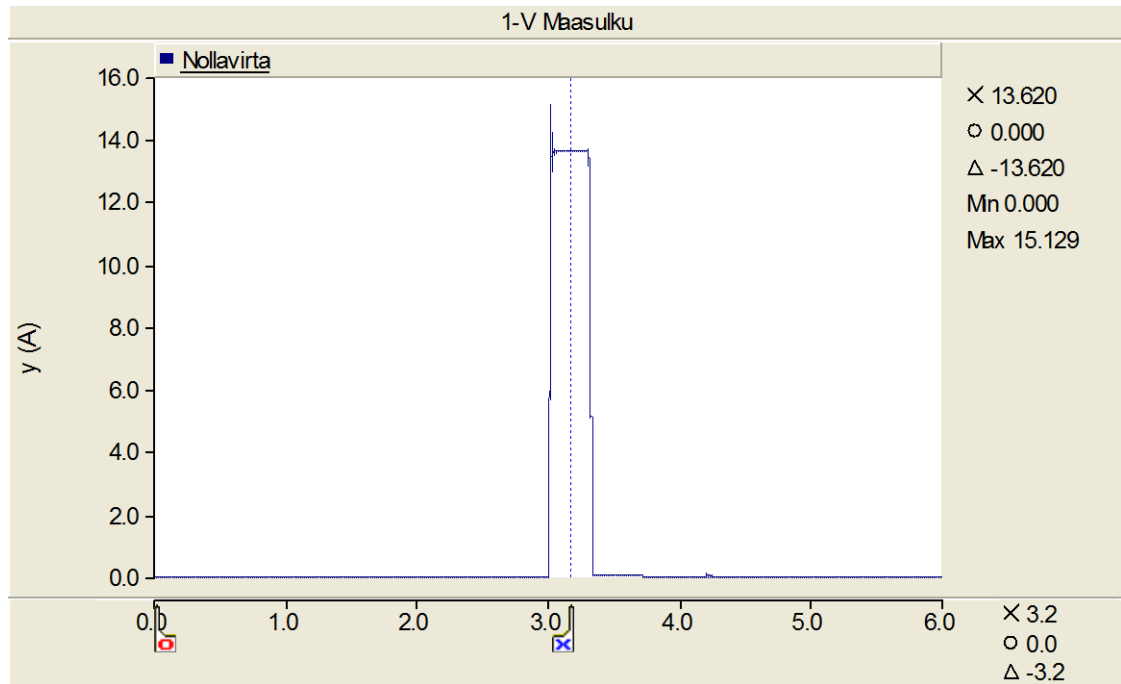


Kuva 8.7 Johtolähdön suojan mittaama vikavirta johtolähdön lopussa tapahtuvan kaksivaiheisen oikosulun aikana

Lähdön kuormitusvirta tuulivoimaloiden liittämisen jälkeen on noin 155 A. Tuulivoimalat pienentävät releen havaitsemaa vikavirtaa noin 170 A verran. Ylivirtasuojan aikalaukaisun asettelu taulukon 8.4 mukaisesti on 160 A. Marginaali kuormitusvirran ja aikalaukaisun välillä jää liian pieneksi, jolloin turhan laukaisun riski kasvaa oleellisesti. Verkkoon liittymisen suunnittelussa ehdotettiin verkon vahvistamista, joka kasvattaa kuormitusvirtaa sen verran, että johtolähdön suoja toimii pelkällä kuormitusvirralla. Mahdollisuuksien mukaan releelle tulee korvaustilanteessa asettaa erilliset tausta-asettelut tai releen aikalaukaisuporrasta tulee nostaa esimerkiksi arvoon 200 A. Järvi-Suomen Energian verkkotietojärjestelmän mukaan pienin mahdollinen oikosulkuvirta Nääringin lähdöllä normaalissa käyttötilanteessa on 319 A. Tämä mahdollistaisi momenttilaukaisurajan kasvattamisen nykyisestä.

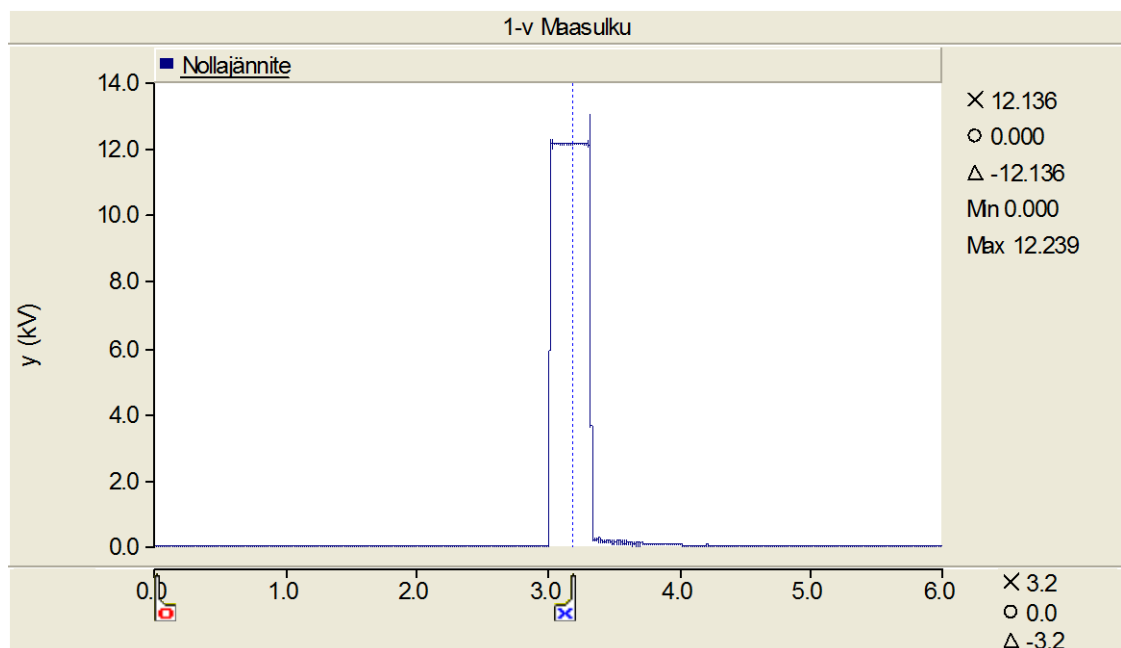
8.4.2 Yksivaiheinen maasulku tuulivoimalähdön lopussa

Tuulivoimalähdön lopussa tapahtuvaa maasulkuja simuloitiin voimaloiden ollessa kytkettyinä verkkoon. Maasulkutilanteiden simuloinnissa verkkomallissa hyödynnetään erillistä laskentalohkoa, jonka avulla taustaverkkoon lisätään kapasitanssia kuvaamaan taustaverkon tuottamaa maasulkuvirtaa. Laskentalohkolle annetaan alkuarvona halutun suuruinen maasulkuvirran arvo, jonka taustaverkko tuottaa. Järvi-Suomen Energian verkkotietojärjestelmän mukaan taustaverkko tuottaa noin 12 A maasulkuvirtaa. Simuloitaessa yksivaiheinen maasulku tapahtumaan Nääringin johtolähdön lopulla saadaan kuvan 8.8 mukainen nollavirran ja nollajännitteen mittaustulokset.



Kuva 8.8 Nollavirran mittaus johtolähdön lopussa tapahtuvassa maasulussa

Maasulkuvirran suuruus simulointien mukaan on 13,6 A. Nollajännitteen mittaustulos on esitetty kuvassa 8.9



Kuva 8.9 Nollajännitteen mittaus johtolähdön lopussa tapahtuvassa maasulussa

Maasulkureleen toiminta simuloinneissa perustuu siihen, että nollavirran ja nollajännitteen arvot ylittävät niille asetetut asetteluarvot. Taustaverkon tuottaman maasulkuvirran suuruus on sen verran suuri, että maasulkujen havaitseminen ei muodostu ongelmalliseksi korvaustilanteen tarkasteluissa. Lisäämällä vikaresistanssia 500Ω verran saadaan maasulkuvirran suuruudeksi 11 A ja nollajännitteen 9,8 kV. Maasulkusuojausk-

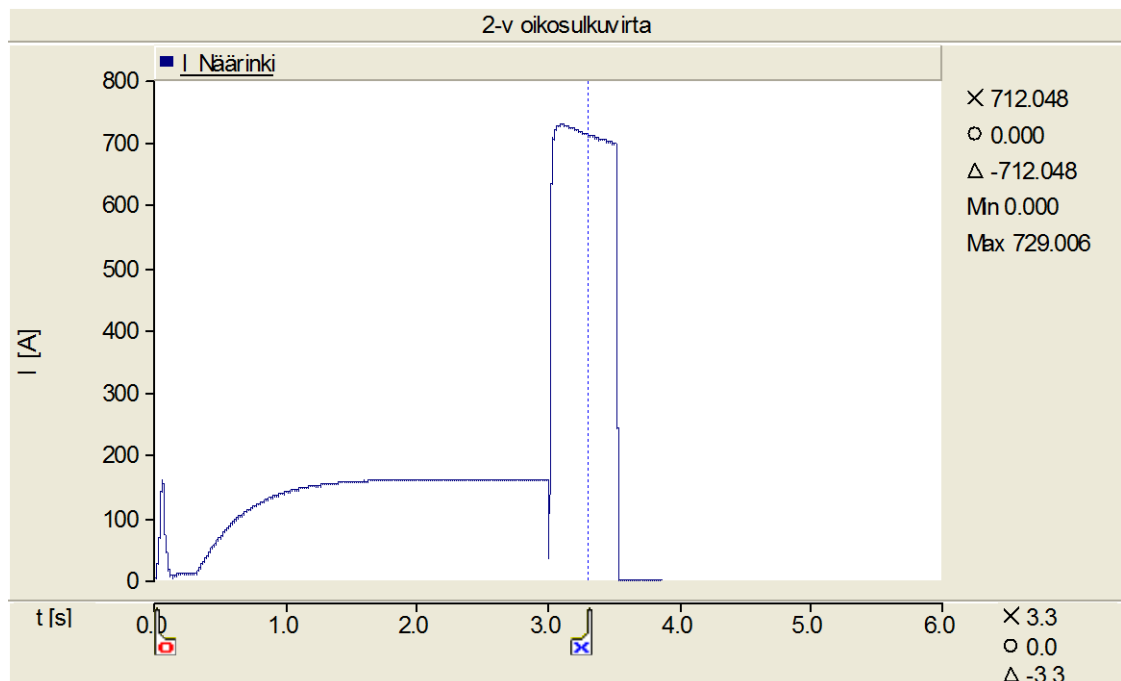
sen asettelujen ollessa 1 A ja 1,15 kV jää mittaustulosten ja asetteluiden väliin riittävän iso marginaali.

8.4.3 Viereisen johtolähdön vikatilanne

Nääringin tuulivoimalähdön suojauksen ei tulisi toimia Vehmaan sähköaseman muiden johtolähtöjen vikatilanteissa. Kolmivaiheisen vian aikana tuulivoimaloiden syöttämä vikavirta on niin lyhytkestoista, ettei se vaikuta suojan toimintaan. Viereisen johtolähdön alussa tapahtuvan kaksivaiheisen oikosulun aikana tuulivoimalat syöttävät vikavirtaa niin kauan kunnes viereisen johtolähdön suojaus tai huonoimmassa tapauksessa oman johtolähdön suoja toimii. Oikosulkutilanne vastaa luvun 7.4.3 tarkasteluja. Ongelmilta vältytään käyttämällä Nääringin johtolähdöllä suunnattua ylivirtarelettä sekä varmistukseksi pidennetään toiminta-aikaa esimerkiksi 200 ms pidemmäksi kuin muilla johtolähdöillä on käytössä. Toiminta-ajan pidentämisessä tulee huomioida johtimien oikosulkukestoisuudet.

8.4.4 Suojauksen sokaistuminen

Sähköaseman suojauksen sokaistumisen riski esiteltiin luvussa 6.3.3. Loukeenvuoren korvaustilanteen tarkasteluissa relesuojauksen sokaistumisen riskiä simuloitiin asettamalla kaksivaiheinen oikosulku tapahtumaan Nääringin johtolähdön lopussa. Kuvassa 8.10 on esitetty suojareleen mittaama kaksivaiheinen oikosulkuvirta.



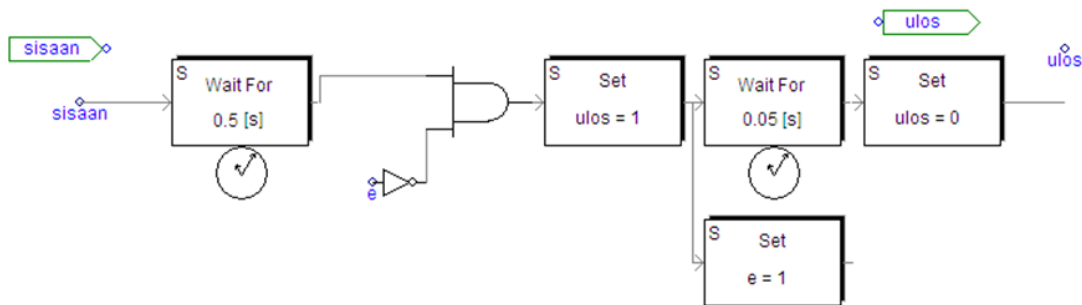
Kuva 8.10 Kaksivaiheisen oikosulkuvirran suuruus johtolähdön lopussa tapahtuvassa oikosulussa.

Kaksivaiheisen oikosulkuvirran suuruus on kuvan 8.10 mukaisesti 712 A. On huomioitava, että kaksivaiheisen oikosulkuvirran suuruus on lähes yhtä suuri kuin verkkomallin todennuksessa simuloitu kolmivaiheinen oikosulkuvirta siitä syystä, että verkkoa vahvistettiin todentamisen jälkeen. Tuulivoimala ei pysty tuottamaan kyseistä vikavirtaa, joten suojauksen sokaistumisesta ei muodostu ongelmaa Loukeenvuoren tarkasteleissa. Jos sähköaseman ja vikapaikan välinen impedanssi kasvaisi riittävän suureksi, olisi sokaistuminen silloin mahdollista.

8.4.5 Pikajälleenkytkentä

Loukeenvuoren korvaustilanteen tarkasteluissa Vehmaan sähköaseman johtolähdöillä on jälleenkytkennät käytössä. Tuulivoimaloiden oman mekaanisen kestävyuden ja sähköverkon luotettavuuden kannalta on tärkeää, että voimat irtikytkettyvät verkosta jälleenkytkentöjen jännitteettömänä aikana.

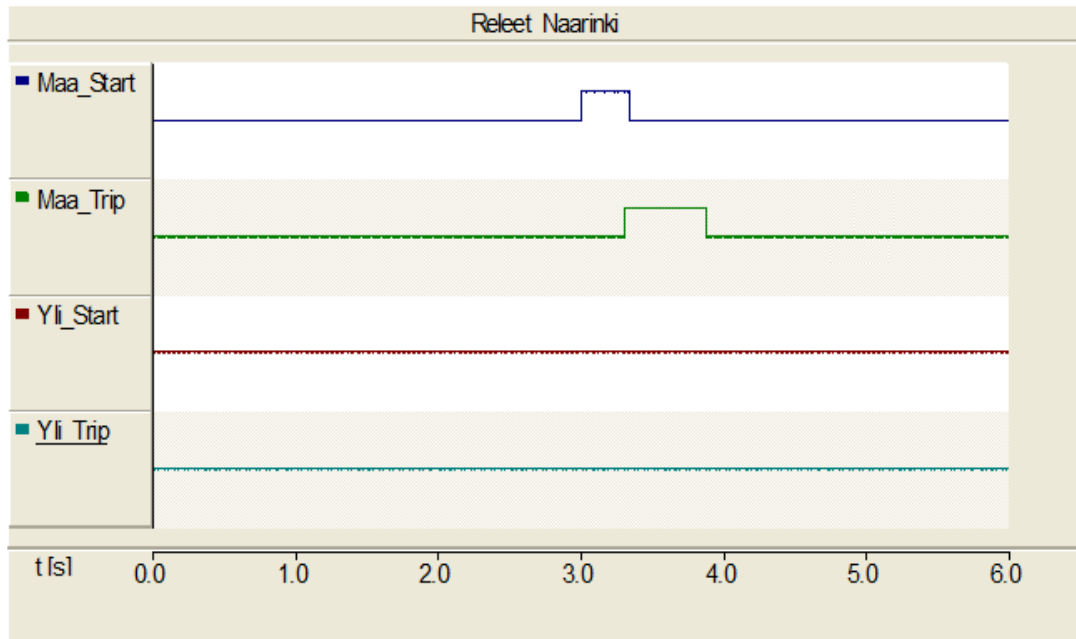
Simulointimalliin on toteutettu oma pikajälleenkytkentälohko, jonka avulla simuloidaan tuulivoimaloiden käyttäytymistä jälleenkytkennän aikana. Kuvan 8.11 jälleenkytkentälohkolla ohjataan sähköaseman relekomponentteja.



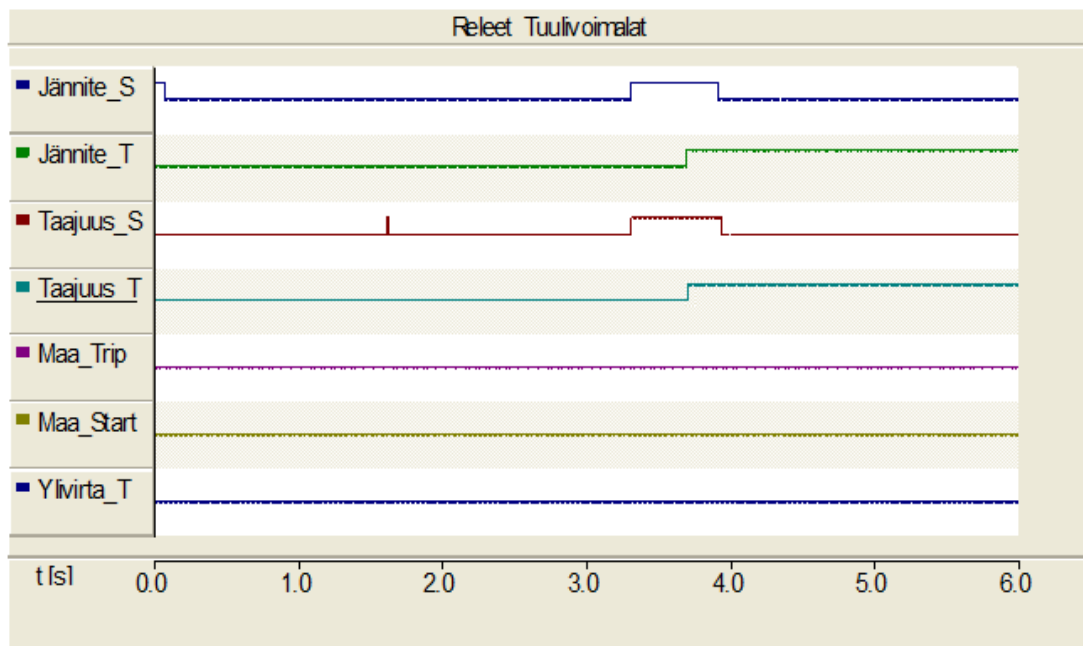
Kuva 8.11 PSCAD-pikajälleenkytkentälohko

Kuvan 8.11 mukaisessa tilanteessa pikajälleenkytkennän jännitteettömänä aikana on käytetty 0,5 sekuntia.

Tuulivoimaloiden irtikytkettyminen verkosta jännitteettömänä aikana varmistetaan simuloimalla maasulku Nääringin johtolähdölle. Kuvassa 8.12 ja 8.13 on esitetty sekä sähköaseman että tuulivoimaloiden releiden havahtumis- ja laukaisusignaalit.



Kuva 8.12 Sähköaseman releiden havahtumis- ja laukaisusignaalit



Kuva 8.13 Tuulivoimaloiden releiden havahtumis- ja laukaisusignaalit

Maasulku tapahtuu ajanhetkellä 3,0, jolloin sähköaseman maasulkurele kuvan 8.12 mukaisesti havahtuu. Laukaisu tapahtuu 0,3 sekunnin viiveen jälkeen ja jälleenkytkentä suoritetaan puolen sekunnin kuluttua laukaisusta. Kuvasta 8.13 nähdään, että tuulivoimaloiden taajuus- ja jännitereleet havahtuvat maasulun alkaessa ja laukeavat ennen pikajälleenkytkentää. Kasvattamalla jälleenkytkennän jännitteettömän ajan suuruutta varmistetaan, että ionisaatio poistuu ja valokaari ehtii varmuudella sammua.

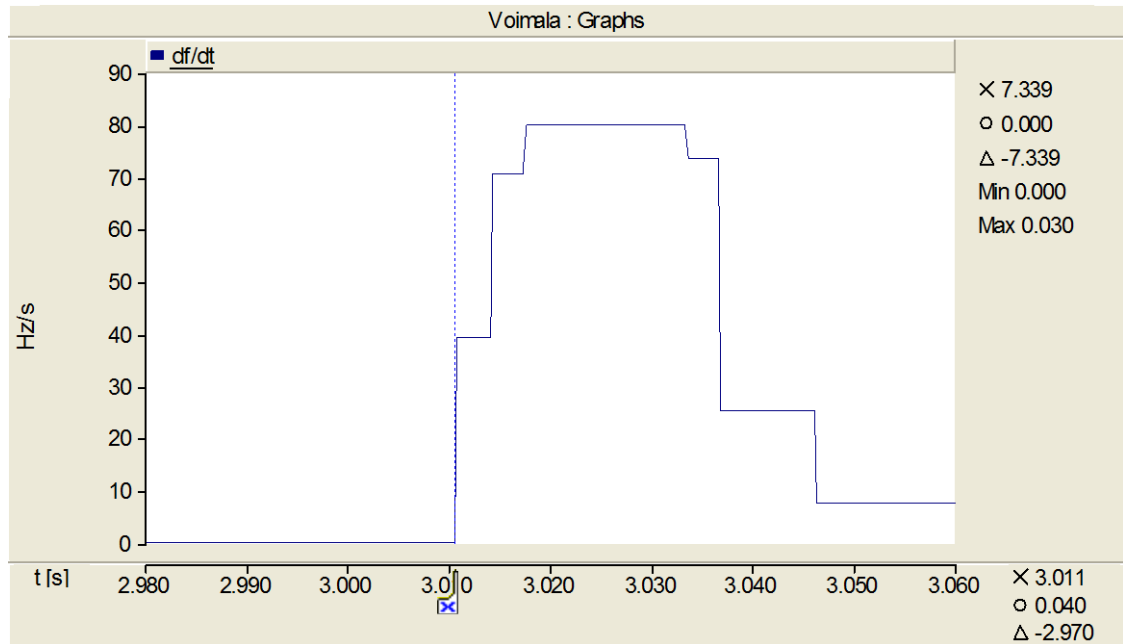
8.4.6 Saarekekäytön estosuojaus

Jokainen tuulivoimala, joka syöttää tehoa sähköverkkoon päin, on varustettava kuvan 5.1 vaatimusten mukaisesti yksinsyötön estosuojauksella. Saarekekäytön estosuojauksen toiminnan varmistamiseksi Loukeenvuoren tarkasteluissa käytetään taajuuden muutosnopeuteen ja jännitevektorin vaihesiirtoon perustuvaa relettä. Releet asetetaan molemmille tuulivoimaloille ja niiden asetukset on esitetty taulukossa 8.6.

Taulukko 8.6 *ROCOF- ja vektorihyppyreleen asettelut*

Suojarele	Asettelu	Toiminta-aika
Taajuuden muutosnopeus	1 Hz/s	0,1 s
Jännitteen vaihesiirto	6°	-

Simuloidaan tilannetta, jossa sähköaseman katkaisija aukeaa ja tuulivoimala jää syöttämään johtolähtöä saareketilanteeseen. Saareketilanteessa simuloitiin suojauksen toiminnan kannalta hankalinta tilannetta. Ainoastaan toinen tuulivoimala oli simuloinnin aikana kytkettynä verkkoon ja sen tehontuotanto pyrittiin asettamaan mahdollisimman lähelle vallitsevan kuormituksen kanssa. Normaalitilanteessa tuulivoimaloiden jänniterele havaitsee hetkellisen ylijännitteen ja laukaisee katkaisijan 0,15 sekunnin kuluttua vian sähköaseman katkaisijan avauduttua. ROCOF-releen lisäämisen johdosta saarekkeesta irtikytkeytyminen voidaan suorittaa nopeammin. Kuvassa 8.14 on esitetty taajuuden muutosnopeuden kuvaaja



Kuva 8.14 Taajuuden muutosnopeus suuruus sähköaseman katkaisijan avautuessa

Sähköaseman katkaisija aukeaa kuvan 8.14 mukaisessa tilanteessa ajanhetkellä 3,0 s. ja ROCOF-releen asetteluarvo ylittyy jo ajanhetkellä 3,01 s. Saareketilanteen aika saadaan ROCOF-releen ansiosta lyhennettyä huomattavasti. Taajuuden muutosnopeuteen perustuvan releen heikkous on sen herkkyys muilla johtolähdöillä tapahtuvien vikatilanteiden aikana. Myös hetkelliset ohimenevät häiriöt omalla johtolähdölle saattavat aiheuttaa herkän saarekkeenestosuojan toiminnan. Saareketilanteessa pääverkko ja saareke voivat siirtyä epätahtiin toisiinsa nähden. Jälleenkytketyminen epätahdissa voi aiheuttaa suuria rasituksia generaattorille ja verkon muille komponenteille. Tämän vuoksi tahdistamaton jälleenkytkentä tulee estää käyttämällä tuulivoimaloissa myös erillistä tahtikäytön tunnistavaa synchronism check- relettä.

8.4.7 Yhteenveto korvaustilanteen suojauksesta

Korvaustilanteen ylivirtasuojana suositellaan käytettävän suunnattua ylivirtarelettä. Kolmivaiheisen oikosulkuvirran arvot etenkin lähellä sähköasemaa tapahtuvissa vioissa ovat varsin suuria. Tuulivoimaloiden syöttämä vikavirta on kyseisissä vikatilanteissa varsin lyhytaikaista, kuten luvussa 7.4.3 havaittiin. Tämän vuoksi releiden momenttilaukaisuporras voidaan asettaa aivan kuten tilanteessa, jossa tuulivoimaloita ei olisi lainkaan johtolähdöllä. Kaksivaiheisen oikosulun aikana tuulivoimaloiden vaikutus vikavirtaan on suurempi. Tuulivoimalat pienentävät sähköaseman releen havaitsemaa vikavirtaa 170 A verran. Verkkotietojärjestelmän mukaan pienin kaksivaiheinen oikosulkuvirta Nääringin johtolähdöllä on normaalissa käyttötilanteessa 319 A. Tämä mahdollistaa nykyisen 160 A aikalaukaisun asetteluarvon nostamisen 200 A suuruiseksi, jotta tuulivoimaloiden tuottama kuormitusvirta maksimituotantotilanteessa aiheuta ylivirtareleen toimintaa. Tuulivoimaloiden ollessa liitettyinä verkkoon pienin kaksivaiheinen oikosulkuvirta oli simulointien mukaan 564 A.

Maasulkusuojana voidaan käyttää nykyistä suunnattua maasulkurelettä. Vehmaan sähköaseman taustaverkon tuottama maasulkuvirta on niin suurta, ettei maasulkujen havaitseminen muodostu ongelmalliseksi edes suurella vikaresistanssin arvolla. Simuloinneissa käytettiin vikaresistanssina jopa 3000 Ω ja vielä silloinkin maasulkusuojaus toimi toivotulla tavalla.

Tuulivoimaloiden tahdistamattoman verkkoon kytkeytymisen ehkäisemiseksi tulee tuulivoimaloissa käyttää erillistä tahtikäynnin tunnistamiseen soveltuvaa synchronism check- relettä.

Sähköaseman kiskovian varalta Vehmaan sähköasemalla suositellaan käytettävän perustilanteen tarkasteluissa esitetty siirtolaukaisua kiskosuojalta tuotantoa sisältävälle Nääringin johtolähdön katkaisijoille.

9 TULOKSET JA NIIDEN ARVIOINTI

Loukeenvuoren perustilanteen tarkastelut osoittavat hyvin, että liitettäessä tuulivoimalat omalle johtolähdölleen saavutetaan merkittäviä etuja verkon käytön ja turvallisuuden kannalta. Verkkoon liittäessä ei perustilanteen tarkasteluissa esiinny luonnollisesti ongelmia, sillä verkon mitoitus toteutetaan tuulivoimaloille sopivaksi. Koska tuulivoimaloiden valmistaja ei vielä tässä vaiheessa hanketta ole tiedossa, käytettiin välkynnän arvioimisessa suuntaa antavia arvoja. Suojauksen toteuttaminen perustilanteeseen on yksinkertaista. Sähköaseman ylivirtasuojana käytettävällä suunnatulla ylivirtasuojalla vältetään viereisten lähtöjen vikatilanteiden mahdollisesti aiheuttamat tuulivoimaloiden turhat verkosta irtoamiset. Maasulkusuojana käytetään yleisesti käytettävää suunnattua maasulkurelettä. Suuren vikaresistanssin maasulkutilanteissa maasulkuvirrat jäävät melko alhaisiksi. Tämä voi aiheuttaa hankaluuksia maasulkujen havaitsemisessa. Kaapeloidulla tuulivoimalähdöllä ei tarvitse käyttää jälleenkytkentöjä, joka helpottaa käyttötoimintaa merkittävästi. Muutenkin vikatilanteen todennäköisyys kaapeloidulla tuulivoimalähdöllä on huomattavasti pienempi kuin korvaustilanteen tarkasteluissa. Sähköaseman kiskon vikatilanteiden varalta Loukeenvuoren sähköasemalla tulee käyttää siirtolaukaisua kiskoreleelta johtolähtöjen katkaisijoille, jotta vältytään vaaratilanteilta. Siirtolaukaisua tulee käyttää ainakin tuulivoimalähdölle, mutta myös kahdelle muulle johtolähdölle se on suositeltavaa. Uusi Loukeenvuoren sähköasema parantaa oleellisesti myös alueen sähkön jakelun luotettavuutta, jota tulee arvioida erikseen rakentamispäätöksiä tehtäessä.

Tuulivoimalan kannattavuus paranee mitä enemmän se tuottaa tehoa ja mitä kauemmin se on kytkeytyneenä verkkoon. Tämän vuoksi korvaustilanteessa Nääringin metsäinen johtolähtö ei ole optimaalinen suuremman vikaherkkyytensä johdosta.

Korvaustilanteen tarkasteluissa huomattiin, että nykyinen jakeluverkko vaatii verkon kuormitettavuuden johdosta vahvistamista noin kolmen kilometrin matkalta. Vahvistamisen lisäksi Nääringin johtolähdölle on lisättävä kaksi kauko-ohjattavaa erotinasemaa, joiden avulla johtolähdöstä erotetaan haara liitteen 2 mukaisesti ja toisen avulla voimalat liitetään osaksi johtolähtöä. Tuulivoimaloiden liittymispisteessä vaadittu verkon oikosulkutehon ehto ei täyty korvaustilanteen verkkomallissa edes vahvistamisen jälkeen. Heikossa verkossa kytkentätoimenpiteiden vaikutus voi näkyä liian huonona jännitteen laatuna verkon muilla asiakkailta. Korvaustilanteen käyttö on kuitenkin hyvin harvinaista, joten hieman suuremmat poikkeamat voisivat silloin tulla kysymykseen.

Korvaustilanteen harvinaisuuden vuoksi on hankkeen investointikustannuksien kannalta oleellista pohtia korvaustilanteeseen varautumisen järkevyyttä ylipäänsä. Keskustelut hankkeen parissa työskentelevien henkilöiden kanssa osoittivat, että korvaustilan-

teen verkkomallin käyttö voisi olla myös mahdollista, mikäli uuden sähköaseman rakentaminen ei alueelle toteudu suunnitellussa aikataulussa. Tätä mahdollisuutta ei kuitenkaan tehtyjen tarkastelujen pohjalta suositella, sillä suuritehoisten tuotantolaitosten sijoittaminen keskelle suhteellisen heikkoa jakeluverkkoa aiheuttaa liian suuria haittavaikutuksia alueen muille kuluttajille.

Releasetteluille on löydettävissä sellaiset arvot, että tuulivoimalat voitaisiin suojauksen näkökulmasta liittää Nääringin johtolähdölle.

Tuulivoimalan generaattorityyppinä simuloinneissa käytettiin mallin yksinkertaistamisen vuoksi suoraan verkkoon liitettävää oikosulkugeneraattoria. Tehonjaon laskenta tarkoilla verkkomalleilla ja taajuudenmuuttajien mallintamisella hidastaa simulointien suorittamista merkittävästi. Staattisen tilan tarkasteluissa ja eri relekomponenttien toiminnan simuloinneissa voidaan simulointimallia pitää riittävän tarkkana. Tarkkojen muutostilanteiden simulointi vaatisi generaattoreiden koko dynamiikan ja säätölaitteiden mallintamista. Tämän vuoksi taajuudenmuuttajien tehoelektroniikan aiheuttamia ilmiöitä ei mallilla voida arvioida. Välkynnän suuruuden laskelmissa on käytetty arvioituja tuuliturbiinien ominaisuuksiin liittyviä arvoja.

10 YHTEENVETO

Tämän työn tavoitteena oli auttaa EIMil Oy:tä kehittämään uutta palvelutuotemallia tuulivoimaloiden sähköverkkoon liittämiseksi ja kasvattaa yrityksen osaamista kokonaisuudessaan hajautetun energiantuotannon vaikutuksista osana sähkövoimajärjestelmää.

Uuden syöttötariffijärjestelmän myötä tuulivoiman lisärakentaminen tulee kasvamaan Suomessa merkittävästi. Syöttötariffijärjestelmän lisäksi tuulivoiman rakentamisen hallinnollisia esteitä on vähennetty erillisen Työ- ja elinkeinoministeriön asettaman työryhmän toimesta. Lisääntyvän suunnittelutyön määrä kasvattaa verkkoyhtiöissä myös ulkopuolisten palveluntarjoajien entistä suurempaa hyödyntämistä. Tässä diplomityössä kehitetyn tuulivoimaloiden jakeluverkkoon liittämisen palvelutuotemallin ja siihen oleellisesti liittyvän PSCAD-simulointiympäristön avulla voidaan vastata heterogeenisen asiakaskentän vaatimuksiin liitettäessä tuulivoimaloita nykyisen jakeluverkon alueelle. Simulointiympäristön käytöstä laaditaan yrityksen omaan käyttöön erillinen sisäinen ohjeistus, jonka avulla eri verkko- ja komponenttimalleja on mahdollista soveltaa myös muun tyyppisiin tarkasteluihin. Lisäksi komponenteista tehdään oma EIMil-komponenttikirjasto, jonka avulla ohjelmiston käyttö helpottuu ja simulointien suorittaminen nopeutuu.

Tuulivoiman osuuden kasvu sähkön kokonaistuotannossa asettaa tiukentuvia vaatimuksia tuulivoimaloiden järjestelmäteknisille vaatimuksille. Kantaverkkoyhtiö Fingridin toimesta tuulivoimaloita koskevat vaatimukset julkaistaan myöhemmin vuoden 2012 aikana, mutta sisällöltään ne vastaavat pitkälle tämän työn luvussa esitettyjä vaatimuksia.

Tuulivoimaloiden aiheuttamat sähkötekniset vaikutukset tulee tunnistaa liitettäessä voimaloita jakeluverkkoon. Energiategollisuuden laati vuoden 2011 lopussa ohjeistuksen, joka on tarkoitettu sähköverkon suunnittelijoiden avuksi liittämistarkasteluissa. Ohjeistus sisältää suosituksia käytettävistä raja-arvoista suunnitelmien tueksi. Kyseistä ohjeistusta käytettiin tämän diplomityön Loukeenvuoren tuulivoimahankkeen suunnittelun tukena.

Loukeenvuoren tuulivoimahankkeen hyödyntäminen uuden palvelutuotteen kehittämisessä ja testauksessa oli keskeinen osa tätä diplomityötä. Hanke tarjosi hyvän alustan hajautetun tuotannon verkkoon liittämisen osaamisen kasvattamiselle ja mahdollisti palvelutuotteen sisällön testaamista käytännön tarkasteluissa. Perustilanteen tarkastelut osoittivat, että tuulivoimaloiden liittäminen omalle johtolähdölle on kannattavaa ja vaihtoehtoista selkeästi toteuttamiskelpoisempi. Korvaustilanteessa ei pystytä kaikkia vaatimuksia täyttämään täysimittaisesti, mutta tilanteen harvinaisuuden vuoksi, ei sen käytölle ylitsepääsemättömiä esteitä havaittu. Juvan kunnan Nevajärven yleiskaavassa

on viisi muuta tuulipuistoaluetta, joista kaksi sijaitsee lähempänä uutta rakennettavaa sähköasemaa kuin Loukeenvuoren tuulivoimalat. Suunniteltaessa alueelle uutta sähköasemaa ja muuta sähköverkon infrastruktuuria, on kannattavaa huomioida tulevaisuudessa useammankin tuulivoimalan sijoittamismahdollisuudet alueelle.

Tuulivoimatuotannon lisääminen Suomessa on välttämätöntä pyrittäessä tavoitteisiin, joita uusiutuvalle energialle on asetettu. Hallinnollisten esteiden purkaminen on jo käynnissä, laitetoimittajien tarjoamat tuulivoimalat ovat kehittyneet merkittävästi, tuulivoimaloiden integroiminen osaksi sähköenergiajärjestelmää on nykytiedolla mahdollista ja kannustimia rakentamiselle on asetettu. Tuulivoimatuotannon edistämiseksi on Suomessa tehty jo paljon, enää tarvitaan oikeaa halua tuulivoimantuottajilta yksityiseltä sektorilta lähteä edistämään Suomen energiatuotannon monimuotoisuutta.

LÄHTEET

- [1] Energiamarkkinavirasto. Liite 1. Menetelmät verkonhaltijan tuotannon liittämistä perittävien maksujen määrittämiseksi, [WWW]. Helsinki 2011. [viitattu 19.12.2011]. Saatavissa: http://www.emvi.fi/files/Liite1_Tuotannon_liittaminen.pdf
- [2] Tuulivoimatieto (2012) [WWW]. [viitattu 9.12.2011]. Saatavissa: <http://www.tuulivoimatieto.fi/>
- [3] Valkealahti, S. Hajautetun sähköntuotannon teknologiat ja niiden kehitysnäykät. Hajautetun sähköntuotannon verkostovaikutukset: Luentomateriaali. Tampereen teknillinen yliopisto, Tampere 2010
- [4] Mäkinen, A. Tuulivoimaloiden verkostovaikutukset. Hajautetun sähköntuotannon verkostovaikutukset: Luentomateriaali. Tampereen teknillinen yliopisto, Tampere 2010
- [5] Laaksonen, H. & Repo, S. Tuulivoimateknologia sähkönjakeluverkoissa. Tampere 2003, Tampereen teknillinen yliopisto. 88 s.
- [6] Ackermann, T. Wind Power in Power System. United Kingdom 2005, John Wiley and Sons Ltd. 690 s.
- [7] Kauhaniemi, K., Haapalainen, T., Nyberg, J., Voima, S. & Hänninen, S. Tuuli-verkko loppuraportti. Vaasa, Espoo 2008, Vaasan yliopisto & VTT. 96 s.
- [8] The European Wind Energy Association. Powering Europe: wind energy and the electricity grid. 2010. EWEA. 179 s.
- [9] Stenberg, A. & Holttinen, H. Tuulivoiman tuotantotilastot. Helsinki 2011, VTT. 46 s. + liitt. 5 s.
- [10] Energiateollisuus. Tuulivoima. [Viitattu 9.12.2011] Saatavissa: <http://www.energia.fi/energia-ja-ymparisto/energialahteet/tuulivoima>
- [11] Suomen Tuulivoimayhdistys ry. Tuulivoimahankkeet. [Viitattu 5.1.2012] Saatavissa: <http://www.tuulivoimayhdistys.fi/hankkeet>
- [12] Kangas, H-L. Tuulivoima – kehitys ja tulevaisuus. Helsinki 2011, WWF. 7 s.

- [13] Fingrid. Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset (VJV2007). 2007. Fingrid. 7 s. + liitt. 2s.
- [14] Fingrid. Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset (VJV2013). Lokakuu 2012. Fingrid. 110 s. Saatavissa: http://www.emvi.fi/files/Fingrid_jarjestelmatekniset_vaatimukset_VJV2013.pdf
- [15] Fingrid. Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset (VJV2007) Liite 3. Joulukuu 2011. Fingrid. 5 s.
- [16] Lehto, I. Ohje verkon suunnittelijoille tuotannon liittämisestä. Helsinki 2011, Energiateollisuus. 12 s.
- [17] Siltanen, L. Pienvoimaloiden liittäminen jakeluverkkoon. Helsinki 2001, Sähköenergialiitto ry Sener. 26 s.
- [18] IEC 61400-21. Wind turbine generator systems – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines. Geneve 2001, International Electrotechnical Commission. 85 s.
- [19] Lundquist, J. On Harmonic Distortion in Power Systems. Thesis for the degree of licentiate of engineering. Göteborg 2001. Chalmers University of Technology. Department of Electric Power Engineering. Technical report no 371L. 139 s.
- [20] Mäki, K. Keski-jänniteverkkoon liitetyn hajautetun tuotannon vaikutus johtolähtöjen oikosulkusuojaukseen. Tampere 2004, Tampereen teknillinen yliopisto. 65 s.
- [21] Partanen, J. Oikosulkusuojaus. Sähkönjakelutekniikka: Luentomateriaali. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Lappeenranta 2011. Saatavissa: <https://noppa.lut.fi/noppa/opintojakso/bl20a0500/luennot>
- [22] Mörsky, J. Relesuojaustekniikka. Espoo 1992, Otatieto. 459 s.
- [23] Kumpulainen, L. & Ristolainen, I. Sähkönjakeluverkon ja siihen liitetyn hajautetun tuotannon sähkötekniisen suojauksen kehittäminen. 2006. VTT. 144 s.

LIITE 1 Tuulivoimalasta toimitettavat dokumentit

Toimitettavat tiedot	
1	Voimalaitoksen rakenne ja sijainti
1.1	Pääkaavio
1.2	Rakenne
	Voimalaitoksen tyyppi (esim. tuulivoima, aurinkovoima, biomassa, kaasutus)
	Perustiedot (esim. tuulivoimalaitoksesta tornin korkeus, roottorin halkaisija, konvertterikäyttö yms.)
1.3	Sijaintitieto
2	Voimalaitoksen muuntajan/muuntajien tekniset tiedot:
2.1	Voimalaitoksen muuntajien lukumäärä(t)
2.2	Voimalaitoksen muuntajien nimellisarvot
	Teho [MVA]
	Virta [A]
	Jännite [V]
	Muuntosuhde [ensiö/toisio]
	Käämikytkimen säätöalue ja -askel [%,%]
	Käämikytkinten askeleiden määrä ja valittu askel [kpl, asematieto]
3	Voimalaitoksen voimajärjestelmätekniset tiedot:
3.1	Generaattoriyksiköiden lukumäärä(t)
3.2	Generaattoriyksiköiden toimittaja/toimittajat
3.3	Generaattoriyksiköiden tyyppi/tyypit
3.4	Generaattoriyksiköiden nimellisarvot
	Teho (näennäis) [MVA]
	Teho (suurin tuotantoteho) [MW]
	Virta [A]
	Jännite [V]
	Taajuus [Hz]
3.5	Tuotantotehon riippuvuus käyttöolosuhteista (esim. tuulen voimakkuus, lämpötila)
3.6	Mahdollisesti käytössä olevat kompensointi- ja/tai tehokertoimen korjaamisessa käytettävät laitteet
	Tyyppi/tyypit
	Lukumäärä(t)
	Nimellisarvot (teho, virta, jännite, taajuus)
	Mikäli hyödynnetään yliaaltojen suodatukseen, tiedot rakenteesta ja viritystaajuudesta
4	Voimalaitoksen ominaisuudet:
	Seuraavat kohdat voidaan korvata esim. valmistajan laitedokumenteilla, IEC61400-21 standardin mukaisella testausdokumentaatiolla tai muulla testausdokumentaatiolla
4.1	Kuvaus loistehotuotantokapasiteetista (esim. generaattoreiden nk. PQ-diagrammit)
4.2	Kuvaus voimalaitoksen kyvystä toimia ali- ja ylijännitteellä
4.3	Kuvaus voimalaitoksen kyvystä toimia ali- ja ylitaajuudella
4.4	Kuvaus voimalaitoksen kyvystä toimia jännitehäiriöiden yhteydessä (nk. FRT-toiminta)
4.5	Kuvaus voimalaitoksen mahdollisista säätöominaisuuksista
4.6	Kuvaus voimalaitoksen vaikutuksesta sähkön laatuun
5	Voimalaitoksen suojaustiedot:
5.1	Voimalaitoksen relesuojauskaavio
5.2	Voimalaitoksen relesuojausasettelut
5.3	Kuvaus saarekesuojan toimintaperiaatteesta
6	Käyttöndokumentit:
6.1	Käyttöönottopöytäkirjat
6.2	Loistehosäädön lopulliset asetteluarvot ja toimintatila
6.3	Voimalaitoksen lopulliset relesuojausasettelut

LIITE 2 Verkkokuva Loukeenvuoren keskijänniteverkosta

