Tampereen yliopisto

Aleksi Niemi

VOIMALAITOSTEN JÄRJESTELMÄTEKNISTEN VAATIMUSTEN MUKAINEN TUULIVOIMALAITOKSEN TARKASTELU PSCAD-OHJELMISTOLLA

Diplomityö
Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta
Tarkastajat: Ari Nikander
Sami Repo
Syyskuu 2025

TIIVISTELMÄ

Aleksi Niemi: Voimalaitosten järjestelmäteknisten vaatimusten mukainen tuulivoimalaitoksen tarkastelu PDCAD-ohjelmistolla
Diplomityö
Tampereen yliopisto
Sähkötekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma
Syyskuu 2025

Suuntaajakytkettyjen tuulivoimalaitosten määrän nopea kasvu Suomessa on muuttanut Suomen sähköjärjestelmän rakennetta ja toimintaa. Suuntaajakytkettyjen tuulivoimalaitosten dynaaminen käyttäytyminen poikkeaa perinteisistä tahtikonevoimalaitoksista, mikä on tuonut esiin uudenlaisia ilmiöitä sähköjärjestelmässä ja asettanut haasteita verkon stabiilille toiminnalle. Fingrid Oyj on kantaverkon järjestelmävastaavana reagoinut näihin haasteisiin kiinnittämällä entistä tarkempaa huomiota suuntaajakytketyille voimalaitoksille asetettuihin teknisiin ja toiminnallisiin vaatimuksiin, jotka voimalaitoksen tulee täyttää ennen verkkoon liittämistä.

Tässä työssä tutkittiin suuntaajakytketyn tuulivoimalaitoksen mallintamista ja simulointia PSCAD-simulointiohjelmistolla Fingridin vaatimusdokumentin ”Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset” (VJV) ja sitä täydentävien dokumenttien mukaisesti. Työn tavoitteena oli perehtyä suuntaajakytketyille voimalaitoksille asetettuihin vaatimuksiin, rakentaa PSCAD-ohjelmistolla vaatimusten mukainen tuulivoimalaitoksen simulointimalli ja suorittaa mallilla vaatimusten edellyttämät simuloinnit.

Työssä kuudesta suuntaajakytketystä tuulivoimalasta koostuva tuulivoimalaitos mallinnettiin PSCAD-ohjelmistoon sisältäen voimaloiden, sisäverkon kaapeleiden, muuntajien, loistehon kompensointilaitteiden, taustaverkon ja puistosäätäjän mallintamisen sekä em. komponenttien parametrien määrittämisen lähtötietojen perusteella. Malli toteutettiin VJV:n vaatimuksen mukaisesti aggregoituna eli ekvivalenttisena mallina, jossa voimalageneraattorit ja -muuntajat sekä sisäverkon kaapelit kuvattiin yksittäisinä ekvivalenttikomponentteina. Simulointimallissa käytettyjen tuulivoimalan ja puistosäätäjän mallien parametrien ja ominaisuuksien osalta työssä käytiin läpi ne, jotka olivat simulointien kannalta oleellisia.

Työssä luodulla simulointimallilla toteutettiin VJV:n mukaiset jännitehäiriö- ja jännitteensäätötarkastelut, jotka alustettiin VJV:n määrittämien vaatimusten ja parametrien mukaisesti. Jännitehäiriötarkasteluissa voimalaitoksen käyttäytymistä simuloitiin neljässä eri vikatilanteessa. Simuloinneissa seurattiin voimalaitoksen liittymispisteen pätötehon, loistehon ja jännitteen käyttäytymistä vian aikana ja sen jälkeen. Jännitteensäätösimuloinneissa tutkittiin voimalaitoksen kykyä säätää liittymispisteensä jännitettä puistosäätäjään asetettujen säätöparametrien ja VJV:n asettamien vaatimusten mukaisesti. Jännitteensäätösimuloinnit toteutettiin muuttamalla simulointimallin taustaverkon jännitettä 0,01 pu:n ja 0,02 pu:n portaissa. Simuloinneissa seurattiin taustaverkon jännitemuutosten vaikutuksia voimalaitoksen liittymispisteen jännitteeseen ja loistehoon. Jännitehäiriö- ja jännitteensäätösimulointien tuloksia verrattiin VJV:n asettamiin kriteereihin ja todettiin tulosten täyttävän VJV:ssä asetetut vaatimukset.

Työssä tehtyjen simulointien tulokset osoittivat, että työssä mallinnettu tuulivoimalaitos täyttää VJV:n asettamat kriteerit kaikissa toteutetuissa PSCAD-tarkasteluissa. Työn tuloksena syntyi selkeä ja havainnollistava esimerkki VJV:n mukaisten PSCAD-tarkastelujen alustamisesta, suorittamisesta ja analysoimisesta.

Avainsanat: Tuulivoimalaitos, PSCAD, simulointi, VJV, mallintaminen, jännitteensäätö, vikakestoisuus

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin Originality Check -ohjelmalla.

ABSTRACT

Aleksi Niemi: Analysis of a wind power plant in accordance with Grid Code Specifications for power-generating facilities using PSCAD software
Master of Science Thesis
Tampere University
Master's Degree Programme in Electrical Engineering
September 2025

The rapid growth in the number of converter-connected wind power plants in Finland has significantly altered the structure and operation of the Finnish power system. The dynamic behavior of converter-connected wind power plants differs from that of traditional synchronous generator plants, introducing new phenomena into the power system and posing challenges to stable network operation. As the transmission system operator, Fingrid Oyj has responded to these challenges by placing closer attention on the technical and operational requirements for converter-connected power plants. These requirements must be fulfilled before the plant can be connected to the grid.

This thesis examines the modelling and simulation of a converter-connected wind power plant in the PSCAD simulation software in accordance with Fingrid's requirement document "Grid Code Specifications for power-generating facilities" (VJV) and its supplementary documents. The objectives of the thesis were to familiarise with the requirements set for converter-connected power plants, to build a PSCAD simulation model of a wind power and to carry out the simulations set by the requirements.

In the thesis, a wind power plant consisting of six converter-connected wind turbines was modelled in PSCAD, including the modelling of wind turbines, internal grid cables, transformers, reactive power compensation devices, the external grid, and the wind farm controller, as well as the determination of these components' parameters based on input data. The model was implemented in aggregated form in accordance with the VJV, meaning that wind turbine generators, turbine transformers and internal grid cables were represented as equivalent components. Regarding the parameters and properties of the wind turbine and wind farm controller models used in the simulation, the thesis addressed those elements that were essential for the simulations.

Using the developed simulation model, voltage disturbance and voltage control studies were performed in accordance with VJV requirements. The simulations were initialised according to the requirements and parameters defined in the VJV. In the voltage disturbance studies, the behaviour of the power plant was simulated under four different fault conditions. In the simulations, the behavior of active power, reactive power, and voltage at the point of connection was examined during and after the fault. In the voltage control simulations, the plant's capability to regulate the voltage at the point of connection was examined according to the control parameters set for the wind farm controller and the VJV requirements. These simulations were carried out by changing the voltage of the external grid in steps of 0,01 pu. and 0,02 pu and by monitoring the effects on the voltage and reactive power at the point of connection. The results of the voltage disturbance and voltage control simulations were compared to the criteria set in the VJV, and it was found that the results met the requirements.

The outcomes of the simulations demonstrated that the modelled wind power plant fulfils the VJV criteria in all examined PSCAD studies. The thesis resulted in a clear and illustrative example of how to initialise, execute, and analyse PSCAD studies in compliance with the VJV.

Keywords: Wind power plant, PSCAD, simulation, VJV, modeling, voltage control, fault-ride through

The originality of this thesis has been checked using the Turnitin OriginalityCheck service.

TEKOÄLYN KÄYTTÖ OPINNÄYTTEESSÄ

Opinnäytteessäni on käytetty tekoälysovelluksia:

☒ Ei
☐ Kyllä

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Enersense International Oyj:ssä. Tahdon kiittää Enersenseä diplomityön tekemisen mahdollistamisesta työnteon ohessa. Kiitokset erityisesti kollegalleni Sami Honkaselle työn aiheen määrittelystä sekä tuesta ja hyvistä neuvoista työn aikana. Kiitokset myös TkT Ari Nikanderille työn tarkastamisesta ja hyvistä kommenteista työn aikana sekä Professori Sami Repolle työn tarkastamisesta.

Kauemmin siinä meni kuin oli tarkoitus, mutta nyt voi vihdoin tyytyväisenä todeta diplomityön valmistuneen. Haluan kiittää perhettäni kannustuksesta, tuesta ja kärsivällisyydestä opintojeni aikana. Erityiskiitokset vielä avopuolisolleni Tuulialle suurimmasta tuesta diplomityön aikana sekä tyttärelleni Violalle nauruntäyteisten kirjoitustaukojen järjestämisestä.

Nokialla 4.9.2025

Aleksi Niemi

SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO 1
2. TUULIVOIMALAITOKSET 4
2.1 Tuulivoima Suomessa 4
2.2 Tuulivoimalat 7
2.2.1 Tuulivoimalan perusrakenne 7
2.2.2 Tuulivoimalan teho ja hyötysuhde 8
2.2.3 Tuulivoimalan roottorin tehonsäätö 9
2.2.4 Tuulivoimalan generaattorityypit 10
2.3 Tuulivoimalaitoksen sähköinen järjestelmä 14
2.3.1 Liityntä ulkoiseen sähköverkkoon 14
2.3.2 Tuulivoimalaitoksen sähköasema 15
2.3.3 Tuulivoimalaitoksen sisäverkko 16
2.3.4 Tuulivoimalan sähköinen järjestelmä 18
3. TUULIVOIMALAITOKSEN TARKASTELUUN JA SIMULOINTIIN LIITTYVÄT VAATIMUKSET 19
3.1 Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset (VJV2018) 19
3.1.1 Loistehokapasiteettivaatimukset 21
3.1.2 Lähivikakestoisuus vaatimukset 23
3.1.3 Vaatimukset loistehon ja jännitteensäädölle 24
3.2 Tuulivoimalaitoksen mallinnus- ja simulointivaatimukset 25
3.2.1 PSCAD-simulointiohjelmisto 26
3.2.2 Vaatimukset PSCAD simulointimallille 26
3.2.3 Vaaditut jännitehäiriösimuloinnit 27
3.2.4 Vaaditut jännitteensäätösimuloinnit 28
3.2.5 Erityistarkasteluvaatimukset 29
4. TARKASTELTAVAN TUULIVOIMALAITOKSEN PSCAD-SIMULOINTIMALLI 31
4.1 Mallinnettava tuulivoimalaitos ja parametrit 31
4.1.1 Taustaverkon parametrit 33
4.1.2 Päämuuntajien parametrit 35
4.1.3 Sisäverkon parametrit 36
4.1.4 Generaattoreiden ja voimalamuuntajien parametrit 39
4.2 PSCAD-simulointimalli 40
4.2.1 Tuulivoimalamalli 41
4.2.2 Taustaverkon mallintaminen 42
4.2.3 Sisäverkon ja päämuuntajien mallintaminen 43
4.2.4 Puistosäätäjän malli ja parametrit 45
4.2.5 Simulointimallin valmistelu dynaamisia simulointeja varten 48
5. TYÖN TUULIVOIMALAITOKSEN TARKASTELU PSCAD-OHJELMISTOLLA 49
5.1 Jännitehäiriösimuloinnit 49
5.1.1 Lyhytaikaisen jännitehäiriön simulointitulokset 51
5.1.2 Pitkäaikaisen jännitehäiriön simulointitulokset 55
5.2 Jännitteensäätösimuloinnit 58
5.2.1 Jännitteensäädön simulointitulokset (Simulointi 1) 60
5.2.2 Jännitteensäädön simulointitulokset (Simulointi 2) 65

5.3 Simulointitulosten analysointi 68
6. YHTEENVETO 72
LÄHTEET 75
LIITE A: JÄNNITEHÄIRIÖSIMULOINNIT 80
LIITE B: JÄNNITTEENSÄÄTÖSIMULOINNIT 84

LYHENTEET JA MERKINNÄT

AVR	Automatic voltage regulator, Automaattinen jännitteensäätäjä
CSV	Comma Separated Values, Tiedostomuoto
DFIG	Double fed induction generator, Kaksoissyötetty epätahtigeneraattori
FON	Final operational notification, Lopullinen käyttöönottoilmoitus
FRT	Fault-ride through, Tuulivoimalan suojausominaisuus vikatilanteessa
IEC	International Electrotechnical Commission, Kansainvälinen sähkötekniikan standardointiorganisaatio
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers, Kansainvälinen tekniikan alan järjestö
ION	Interim operational notification, Väliaikainen käyttöönottoilmoitus
MHI	Manitoba Hydro International Ltd.
PMSG	Permanent Magnet Synchronous generator, Kestomagnetoitu tahtigeneraattori
SCIG	Squirrel cage induction generator, Häkkikäämitty epätahtigeneraattori.
SCR	Short-circuit ratio, Oikosulkusuhde
VCSCR	Voltage Controller Short-Circuit Ratio, Ekvivalenttinen oikosulkusuhde
VJV	Voimalaitostenjärjestelmätekniset vaatimukset
WPIF	Wind Power Interaction Factor, Suuntaajakytkettyjen voimalaitosten keskinäistä vuorovaikutusta kuvaava kerroin

B	Susceptanssi
B_{ekv}	Aggregoidun kaapeliverkon ekvivalenttinen susceptanssi
B_i	Kaapelin susceptanssi
C	Kapasitanssi
f	Taajuus
I	Virta
I_k	Oikosulkuvirta
I_q	Loisvirta
I_s	Ekvivalenttinen virta
P	Pätöteho
P_0	Tyhjäkäyntihäviöt
P_k	Kuormitushäviöt
P_{max}	Mitoituspätöteho
P_{min}	Minimipätöteho
pu	Per unit, suhteellisuusarvo
Q	Loisteho
Q_{ind}	Induktiivinen loisteho
Q_{kap}	Kapasitiivinen loisteho
R	Resistanssi, oikosulkuresistanssi
S_b	Perusteho
S_k	Oikosulkuteho
S_n	Nimellisteho
S_z	Kaapelin tehohäviö
U	Jännite
U_b	Perusjännite
U_n	Nimellisjännite
U_{n1}	Nimellinen ensiöjännite
U_{n2}	Nimellinen toisiojännite
ΔV_z	Jännitteenalenema
X	Reaktanssi, oikosulkureaktanssi
Y_b	Perusadmittanssi
Z_b	Perusimpedanssi
Z_{ekv}	Aggregoidun kaapeliverkon ekvivalenttinen impedanssi
Z_k	Oikosulkuimpedanssi
Z_m	Kaapelin impedanssi
Z_s	Ekvivalenttinen impedanssi

1. JOHDANTO

Suomen kantaverkon järjestelmävastaava Fingrid Oyj:n vastuulla on varmistaa, että Suomen sähköjärjestelmään liittyvät voimalaitokset eivät vaaranna verkon käyttövarmuutta ja teknistä toimivuutta. Tämän vastuun perusteella Fingrid on laatinut Suomen sähköjärjestelmään liittyville voimalaitoksille ”Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset” (VJV) -dokumentin, jonka sisältämät vaatimukset voimalaitoksen on täytettävä ennen liittymistä Suomen sähköjärjestelmään. VJV sisältää muun muassa mallinnus-, simulointi- ja testausvaatimuksia, joiden tarkoituksena on todentaa esimerkiksi voimalaitoksen jännitteensäädön oikeellisuus ja oikeanlainen toiminta verkon häiriö- ja poikkeustilanteissa. [1]

Tuulivoiman osuus Suomen energiantuotannosta on kasvanut merkittävästi viimeisen vuosikymmenen aikana. Vuonna 2024 tuulivoiman osuus Suomen sähköntuotannosta oli 25 % [2], kun vielä 10 vuotta aiemmin vuonna 2014 Suomen sähköntuotannosta alle 2 % tuotettiin tuulivoimalla [3]. Tuulivoimatuotannon kasvu on aiheuttanut uudenlaisia haasteita sähköjärjestelmän hallinnalle ja vakaalle toiminnalle. Nykyaikaisten tuulivoimaloiden generaattorit on kytketty lähes poikkeuksetta verkkoon taajuusmuuttajien eli suuntaajien välityksellä. Suuntaajakytketyt tuulivoimalaitokset eivät sisällä luontaisesti perinteisten tahtikonevoimalaitosten verkkoa tukevia ominaisuuksia, vaan niiden toiminta perustuu tehoelektroniikkaan ja ohjelmointiin. Verkkoa tukevien ominaisuuksien puuttuminen voi aiheuttaa stabiilisuusongelmia etenkin verkoissa, joissa suurin osa sähköstä tuotetaan suuntaajakytketyillä voimalaitoksilla. Lisäksi suuntaajakytkettyjen voimalaitosten lisääntyminen on tuonut esiin uudenlaisia ilmiöitä sähköjärjestelmässä. [4; 5] Fingrid on pyrkinyt vastaamaan näihin haasteisiin täydentämällä vuonna 2018 julkaistua VJV:tä (VJV2018) sen julkaisun jälkeen suuntaajakytkettyjen voimalaitosten osalta. Fingridin sarjakompensoidun verkon alueella sijaitseville suuntaajakytketyille voimalaitoksille on lisätty erityistarkasteluvaatimuksia, suuntaajakytkettyjen voimalaitosten mallinnus- ja simulointivaatimuksia on täydennetty PSCAD-simulointiohjelmistolla suoritettavilla tarkasteluilla ja simuloinneissa käytettäviä parametreja on tarkennettu. [6] Vuoden 2025 maaliskuussa astuivat voimaan päivitetyt VJV vaatimukset (VJV2024), mutta tämän työn tarkastelut on suoritettu vielä VJV2018 mukaisesti.

Tämän työn tavoitteena on perehtyä suuntaajakytketyille tuulivoimalaitoksille VJV:ssä asetettuihin vaatimuksiin ja niiden todentamiseen. Työssä keskitytään erityisesti tuulivoimalaitoksille asetettuihin mallinnus- ja simulointivaatimuksiin. Työn käytännön osuuden tavoitteena on luoda esimerkkiprosessi PSCAD-simulointivaatimusten tarkastelulle sisältäen tuulivoimalaitoksen simulointimallin rakentamisen ja parametrisoinnin, vaadittujen simulointien toteuttamisen sekä simulointitulosten analysoinnin. Työn tavoitteiden tukemiseksi on laadittu seuraavat tutkimuskysymykset:

1. Mitä vaatimuksia VJV:ssä on asetettu tuulivoimalaitoksille ja kuinka vaatimusten täyttyminen todennetaan?
2. Mitä vaatimuksia VJV:ssä on asetettu tuulivoimalaitoksen PSCAD-simulointimallin rakentamiselle ja kuinka vaatimusten mukainen malli rakennetaan ja parametrisoidaan?
3. Mitä simulointeja VJV sisältää tuulivoimalaitoksille ja kuinka simuloinnit alustetaan ja toteutetaan PSCAD-ohjelmistolla?
4. Mitä kriteerejä simulointien tuloksille on asetettu VJV:ssä ja kuinka simulointien tuloksia tulee analysoida?

Tutkimuskysymyksiin pyritään vastaamaan kirjallisuusselvityksen ja käytännön esimerkin kautta. Työssä PSCAD-simulointiohjelmistoon luodaan tuulivoimalaitoksen esimerkkimalli ja malilla suoritetaan VJV:ssä vaaditut simulointitarkastelut. Simulointimallina käytetään erään tuulivoimalatoimittajan rakentamaa tuulivoimalaitoksen oletusmallia, jonka komponentteja ja parametreja muokataan vastaamaan tässä työssä mallinnettavaa tuulivoimalaitosta. Tuulivoimalatoimittajan malli on rakennettu huomioiden VJV:n asettamat vaatimukset simulointimallin komponenteille, ominaisuuksille ja toiminnallisuuksille. Simulointien osalta työssä on tarkoitus toteuttaa kaikki VJV:n edellyttämät PSCAD-tarkastelut, lukuun ottamatta erityistarkasteluvaatimuksiin kuuluvia simulointeja, joita sovelletaan ainoastaan Fingridin sarjakompensoidun verkon alueella sijaitseviin tuulivoimalaitoksiin. Simulointien tuloksia arvioidaan vertaamalla niitä VJV:n asettamiin kriteereihin.

Työn toisessa luvussa tutustaan aluksi tuulivoiman historiaan, nykytilaan ja tulevaisuuteen Suomessa. Tämän jälkeen luvussa paneudutaan tuulivoimaloiden ja tuulivoimalaitosten rakenteisiin, komponentteihin ja toimintaan. Kolmannessa luvussa perehdytään tuulivoimalaitoksille asetettuihin vaatimuksiin ja niiden todentamiseen. Luvussa kuvataan työn kannalta keskeisimmät voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset suuntaajakytketyille tuulivoimalaitoksille. Lisäksi luvussa käydään läpi tuulivoimalaitoksen PSCAD-mallinnukselle asetetut vaatimukset ja vaaditut simuloinnit sisältöineen.

Neljännen luvun alussa esitetään työssä mallinnetteva suuntaajakytketty tuulivoimalaitos ja sen sisältämät mallintamisen kannalta oleelliset komponentit. Lisäksi luvun alkupuolella voimalaitoksen sisältämille komponenteille määritetään lähtöarvojen perusteella PSCAD-malliin soveltuvat parametrit. Luvun toisessa osassa paneudutaan tuulivoimalaitoksen PSCAD-mallin rakentamiseen. Tässä osassa esitetään työn voimalaitoksen komponenttien mallintaminen PSCAD-ohjelmistossa sekä käydään läpi työssä käytettyjen tuulivoimala- ja puistosäätäjämallien keskeisiä ominaisuuksia. Viidennessä luvussa työssä luodulla simulointimallilla toteutetaan VJV:n mukaiset simulointitarkastelut ja analysoidaan saatuja tuloksia. Lisäksi luvussa vertaillaan saatuja tuloksia suhteessa VJV:n asettamiin kriteereihin. Työn kuudennessa ja samalla viimeisessä luvussa kootaan yhteen työn keskeisimmät tulokset ja huomiot.

2. TUULIVOIMALAITOKSET

Tuulivoimalaitos eli tuulipuisto (tai tuulivoimapuisto) koostuu useasta tuulivoimalasta, jotka ovat kytkettynä samaan liityntäpisteeseen. Tuulivoimalat kootaan yhteen tuulivoimalaitoksen sähköasemalle voimalaitoksen sisäisen keskijänniteverkon avulla, josta käytetään nimitystä sisäverkko. Sähköasemalta teollisen kokoluokan tuulivoimalaitokset liitetään suurjännitteiseen sähköverkkoon tai Fingridin kantaverkkoon. Sähköisten komponenttien lisäksi tuulivoimalaitos koostuu voimalaitoksen alueelle rakennetuista huoltoteistä, voimaloiden perustuksista ja nostokentistä.

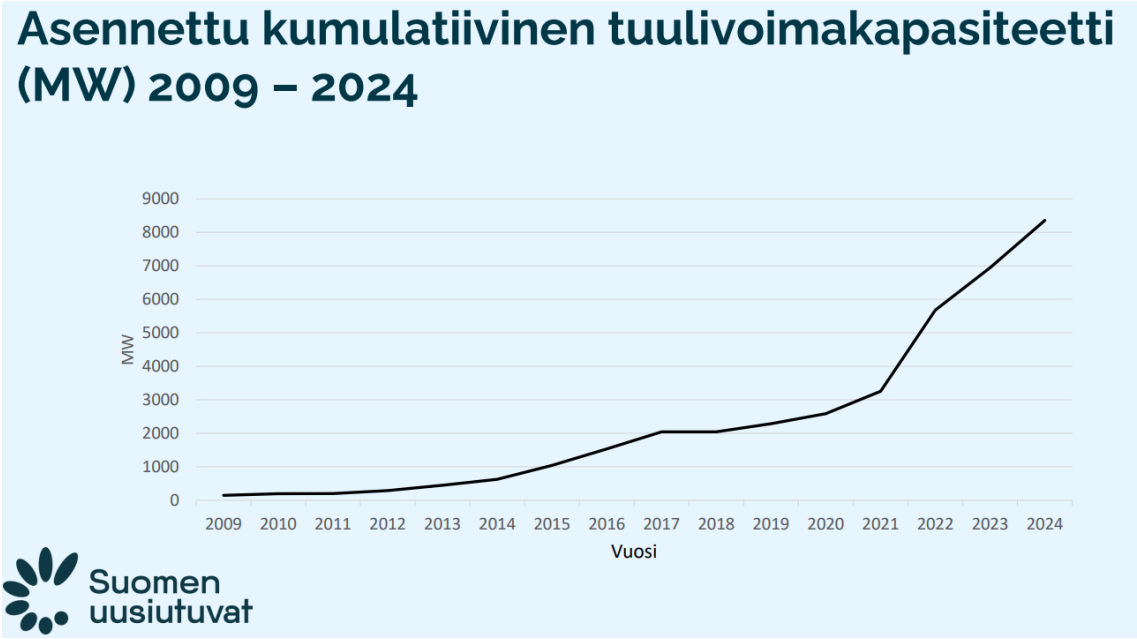
Tässä luvussa käydään ensiksi läpi tuulivoiman historiaa, nykyhetkeä ja tulevaisuutta Suomessa. Tämän jälkeen tutustutaan tuulivoimalan rakenteeseen, toimintaan ja ominaisuuksiin. Lisäksi esitellään tuulivoimalaitoksen sähköistä järjestelmää ja siihen liittyviä komponentteja.

2.1 Tuulivoima Suomessa

Suomessa tuulivoiman historian voidaan katsoa alkaneen 1990-luvun alussa, jolloin Suomeen rakennettiin ensimmäiset useasta tuulivoimalasta koostuneet tuulivoimapuistot. Tuulipuistot olivat teholtaan vielä varsin pieniä, mutta voimaloiden toiminnasta saatiin tärkeää tietoa ja tuulivoimatietämys kasvoi tutkijoiden keskuudessa. 1990-luvun puolivälin jälkeen tuulivoimarakentamiseen kannustettiin 40 prosentin investointituella, joka perustui energia- ja teollisuusministeriön vuonna 1996 asettamaan energiainvestointien tukijärjestelmään. Tukijärjestelmän voimaantulon jälkeen Suomeen rakennettiin useita uusia tuulipuistoja. Vuosi 1999 oli tuulivoimarakentamisen ennätysvuosi neljällä uudella megawattikokoluokan tuulipuistolla. Tämän jälkeen tuulivoimarakentaminen hidastui yli 10 vuoden ajaksi. [7]

Tuulivoimarakentaminen vilkastui Suomessa uudelleen 2010-luvun alussa syöttötariffijärjestelmän käyttöönoton jälkeen [7]. Syöttötariffijärjestelmään hyväksytyille tuulivoimalaitoksille maksettiin tuotannon tavoitehinnan ja sähkönmarkkinahinnan erotuksen arvoista rahallista tukea [8]. Tariffijärjestelmän seurauksena tuulivoimarakentaminen kasvoi merkittävästi vuodesta 2012 alkaen. Vuonna 2015 Suomen tuulivoimakapasiteetti ylitti 1000 megawattia ja muutamaa vuotta myöhemmin vuonna 2018 tuulivoimakapasiteettia oli Suomessa jo yli 2000 MW. [7] Syöttötariffijärjestelmä suljettiin uusilta tuulivoimalaitoksilta vuonna 2017. Muutaman hiljaisemman vuoden jälkeen tuulivoimarakentaminen jatkoi kasvuaan huolimatta tukijärjestelmän loppumisesta. Tuulivoimateknologian

kehitys on ollut keskeisin syy sille, miksi tuulivoimarakentaminen on jatkanut kasvuaan myös tukijärjestelmän sulkeutumisen jälkeen. Muun muassa tuulivoimaloiden hyötysuhdetta on saatu parannettua aerodynamiikan kehityksen myötä ja korkeammilla tuulivoimaloilla on päästy parempiin tuuliolosuhteisiin. [9] Kehityksen ansiosta tuulivoimalla tuotetun sähkön kustannusta on saatu laskettua merkittävästi. Nykyaikaiset tuulivoimalat tuottavat huomattavasti enemmän megawattitunteja asennettua megawattia kohden kuin vanhemman teknologian voimalat. Lisäksi poliittisesti asetetut tavoitteet ilmastonmuutosta vastaan, Suomen sähköntuotannon omavaraisuus tavoite sekä suomalaisten ja kansainvälisten sijoittajien halu sijoittaa vihreään energiaan ovat lisänneet kiinnostusta tuulivoimarakentamiseen. [9; 10] Vuoden 2024 aikana Suomeen rakennettiin uutta tuulivoimakapasiteettia yhteensä 1414 megawattia [11]. Tämä vastaa noin 17 prosenttia Suomen kumulatiivisesta tuulivoimakapasiteetista [11]. Kuvassa 1 on esitetty Suomen tuulivoimakapasiteetin kumulatiivinen kehitys vuosina 2009–2024.

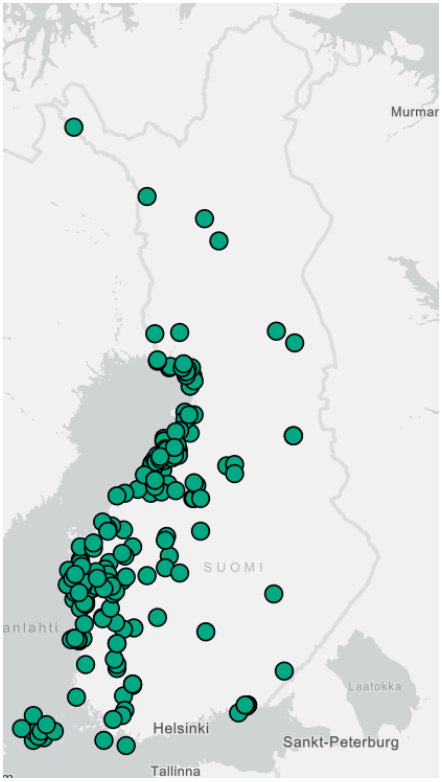


Kuva 1. *Tuulivoimakapasiteetin kumulatiivinen kehitys Suomessa vuosien 2009 ja 2024 välisenä aikana. [2]*

Tuulivoimarakentamisen kasvun arvioidaan jatkuvan Suomessa myös tulevaisuudessa. Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid on arvioinut Suomen tuulivoimakapasiteetin nelinkertaistuvan seuraavan vuosikymmenen aikana [4]. Lisääntyvä tuulivoimatuotanto aiheuttaa myös haasteita. Tuulivoimaloiden turbiinit eivät pyöritä generaattoria samassa tahdissa verkon kanssa perinteisten voimalaitosten, kuten vesi- ja lämpövoimalaitosten tapaan, vaan tuulivoimalaitokset liitetään verkkoon taajuusmuuttajien avulla. Perinteisten voimalaitosten tahtikoneet vastustavat muutoksia verkon jännitteessä ja taajuudessa ylläpitäen verkon stabiiliuutta. Taajuusmuuttajat eli suuntaajat sen sijaan vain seuraavat

verkon taajuutta, mikä asettaa haasteita verkon stabiiliuudelle etenkin tilanteissa, joissa suurin osa verkkoon sähköä tuottavista voimalaitoksista on suuntaajakytkettyjä. Stabiilin verkon takaamiseksi myös tilanteessa, jossa suuntaajakytkettyjen voimalaitosten osuus lisääntyy entisestään, on suuntaajien toiminnallisuutta kehitettävä, kasvatettava nopean taajuusreservin määrää tai rakennettava verkkoon ilman energialähdettä toimivia suuria tahtikoneita tasapainottamaan verkkoa. [4; 5]

Tuulivoimarakentaminen on Suomessa keskittynyt pääosin rannikkoalueille, mikä aiheuttaa haasteita sähkönsiirtoverkon riittävyydelle [12; 13]. Kuvassa 2 on esitetty Suomessa tuotannossa olevien tuulivoimalaitosten sijainnit.



Kuva 2. *Tuotannossa olevien tuulivoimalaitosten sijainti [12]*

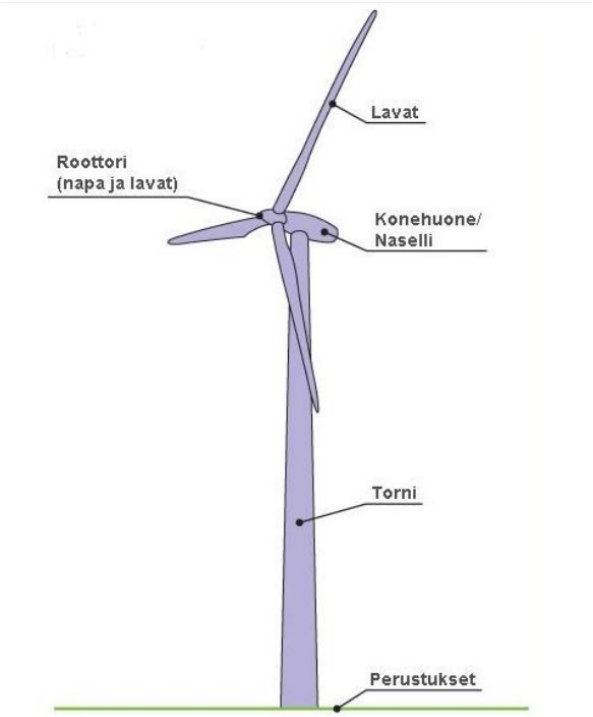
Kuvasta 2 huomataan, että suurin osa tuulivoimalaitoksista on rakennettu länsirannikolle. On arvioitu, että vuoden 2025 loppuun mennessä Porin ja Oulun välisellä alueella on yli 5000 MW tuulivoimatuotantoa. Arvion toteutuessa länsirannikon sähköverkon siirtokapasiteetti tulee olemaan äärirajoilla ja tämä saattaa aiheuttaa ongelmia etenkin verkon vika- ja häiriötilanteissa. Tuulivoimarakentamisen kasvun edellytyksenä länsirannikolla on siirtokapasiteetin lisääminen rakentamalla uusia siirtoyhteyksiä ja olemassa olevien siirtoyhteyksien vahvistaminen. Kantaverkkoyhtiö Fingrid valmisteleekin uusien voimalinjojen rakentamista länsirannikolle. Pitkien voimalinjojen rakentamiseen vaadittavien lupien saaminen ja arviointien tekeminen vie kuitenkin aikaa, mikä viivästyttää alueelle suunniteltujen tuulivoimalaitosten rakentamista. [4; 13]

2.2 Tuulivoimalat

Tuulivoimalan toiminta perustuu tuulen liike-energian muuttamiseen mekaaniseksi energiaksi ja edelleen generaattorin avulla sähköenergiaksi. Tuuli pyörittää voimalan lapoja, jotka taas pyörittävät voimalan akselia. Joko suoraan tai vaihdelaatikon kautta voimalan generaattoriin kytketty akseli pyörittää generaattoria, joka tuottaa sähköä. Voimalan sisältämät komponentit ja yksityiskohtaisempi toimintaperiaate vaihtelee käytetyn tuulivoimalatyypin mukaan.

2.2.1 Tuulivoimalan perusrakenne

Tuulivoimalat on perinteisesti jaoteltu yleiseltä rakenteeltaan vaaka-akselisiin ja pystyakselisiin voimaloihin. Nykyaikaiset teollisen kokoluokan tuulivoimalat ovat lähes poikkeuksetta vaaka-akselisia. Myös tuulivoimalan lapojen määrä vaihtelee tuulivoimalatyypin mukaan, mutta teollisessa käytössä kolmella lavalla varustettu vaaka-akselinen voimalatyyppi on osoittautunut parhaaksi vaihtoehdoksi sekä teknisesti että taloudellisesti. [14; 15] Kuvassa 3 on esitetty vaaka-akselisen ja kolmilapaisen tuulivoimalan tyypillinen rakenne.



Kuva 3. *Tuulivoimalan perusrakenne [16]*

Tuulivoimala koostuu perustuksista, tornista, konehuoneesta eli nasellista sekä roottorista [16; 17, s. 49]. Perustuksia on erityyppisiä riippuen maaperästä, johon voimala rakennetaan. Maatuulivoimalan yleisimmät perustustyypit ovat maanvarainen perustus

yleensä gravitaatioperustus ja kalliovarainen perustus. [18, s. 57] Tyypillisesti pääosin teräksestä rakennettu tuulivoimalan torni kiinnitetään betoniseen perustukseen [18, s. 56]. Maalle rakennettavien tuulivoimaloiden tornien korkeudet ovat Suomessa keskimäärin noin 140–175 metriä. Konehuoneessa sijaitsevat tuulivoimalan toimintaa ohjaavat komponentit. Voimalan generaattori, mahdollinen vaihteisto sekä säätö- ja ohjausjärjestelmät löytyvät lähes poikkeuksetta nasellista. Myös voimalan muuntaja sijaitsee yleensä nasellissa, mutta muuntaja voi sijaita myös voimalan alaosassa, jonne tuulipuiston keskijännitekaapelit tuodaan. Roottori koostuu lavoista ja navasta. Lapojen määräksi on vakiintunut teollisen kokoluokan tuulivoimaloissa kolme. Lavat kytketään roottorin keskipisteessä sijaitsevaan napaan, josta ne kytkeytyvät akselia pitkin voimalan vaihdelaatikkoon. [16; 17, s. 49–50]

2.2.2 Tuulivoimalan teho ja hyötysuhde

Tuulivoimaloiden koko ilmoitetaan voimalan generaattorin nimellistehon mukaan. Voimaloiden koko on kasvanut vauhdilla teknologisen kehityksen myötä. Vuonna 2024 Suomeen asennettujen tuulivoimaloiden keskimääräinen koko oli yli 6 MW, kun vielä vuonna 2020 asennettujen voimaloiden koko oli vain noin 4,5 MW [2]. Tuulivoimala kuitenkin saavuttaa nimellistehonsa vasta tietyllä tuulennopeudella. Nimellistehon ja samalla maksimitehon saavuttamiseen vaadittava tuulennopeus vaihtelee tuulivoimalatyypin mukaan. Keskimäärin nimellisteho saavutetaan tuulennopeuden ollessa 10–15 m/s. Tuulennopeuden noustessa tästä arvosta tuulivoimalan tehoa rajoitetaan nimellistehon mukaiseksi, jotta voimalan mekaaniset osat kestävät tuulesta aiheutuvan kuormituksen. Tavallisesti tuulennopeuden ollessa 20–30 m/s voimalan generaattori oikosuljetaan ja voimala sammutetaan mahdollisten laitevaurioiden ehkäisemiseksi. Myöskään liian matalilla tuulennopeuksilla tuulivoimalat eivät ole toiminnassa. Yleisesti teollisen kokoluokan tuulivoimalan käynnistymistuulennopeus on noin 3 m/s. [16; 19]

Saksalaisen fyysikon Albert Betzin (1919) mukaan nimetyn Betzin lain mukaan tuulivoimalan roottorin teoreettinen hyötysuhde ilmavirtauksen tehosta on 59,3 %. Betzin laissa roottorin oletetaan olevan täysin ideaalinen, jolloin roottorin massaa ja kitkaa, tuulen roottoriin aiheuttamia vastusvoimia ja roottorin pyörimisestä aiheutuvia pyörteisiä ilmavirtauksia ei oteta lainkaan huomioon. Käytännön tuulivoimalassa kuitenkin ilmavirran ja roottorin lapojen välinen kitka aiheuttaa lämpöhäviöitä, voimalan taakse syntyvät pyörteisen ilmavirtaukset kuluttavat tuulen energiaa ja roottorin massan takia roottori ei pysty reagoimaan tuulennopeuden muutoksiin viiveettä. Käytännön tuulivoimalan roottorin

hyötysuhde jääkin selkeästi Betzin lain mukaisesta teoreettisesta hyötysuhteesta. Tuulivoimalan kokonaishyötysuhde ilmoitetaan voimalan generaattorin tuottaman sähkötehon ja ilmavirtauksen tehon suhteena. Myöskään generaattori ei pysty muuttamaan roottorin mekaanista energiaa 100 %:n hyötysuhteella sähköenergiaksi generaattorissa tapahtuvien häviöiden takia. [17, s. 39–42] Suomessa tuulivoimalat toimivat keskimäärin noin 30 %:n kokonaishyötysuhteella [20].

2.2.3 Tuulivoimalan roottorin tehonsäätö

Tuulen suunta muuttuu jatkuvasti ja parhaan mahdollisen hyötysuhteen saamiseksi tuulivoimalan nasellin ja roottorin suuntaa on pystyttävä muuttamaan. Vaaka-akselisessa tuulivoimalassa roottorin ja nasellin suunnanmuuttaminen on toteutettu yleensä moottorin avulla. Perinteisesti nasellin katolla sijaitsevasta mittalaitteistosta saadaan tieto tuulen nopeudesta ja suunnasta. Mittalaitteistosta saatujen tietojen perusteella roottorin ja nasellin suuntaa saadaan muutettua tornin ja nasellin välissä sijaistevan suunnanmuutoslaakerin sekä yleensä nasellissa sijaitsevan suunnanmuutosmoottorin avulla.

Kuten luvussa 2.2.2 todettiin, tuulivoimalan tehoa joudutaan rajoittamaan, kun tuulennopeus kasvaa liian suureksi. Suurten tuulennopeuksien ajallinen osuus on niin vähäistä, että voimaloiden mekaanisten osien rakentaminen kestämään suuria tuulennopeuksia ei ole taloudellisesti kannattavaa. Voimalan mekaanista tehoa rajoitetaan nimellistuulennopeuden ylittyessä tehonsäätömenetelmien avulla. Tehonsäätömenetelmät jaetaan usein passiiviseen sakkaussäätöön, lapakulman säätöön ja aktiiviseen sakkaussäätöön. [17, s. 67–68]

Passiivinen sakkaussäätö perustuu roottorin lapojen aerodynamiikasta johtuvan sakkausilmiön hyödyntämiseen. Ilmiössä keskeisiä käsitteitä ovat roottorin pyörimisestä syntyvän ilmavirtauksen ja maanpäällisen tuulen yhteisvaikutus suhteellinen tuuli, sekä suhteellisen tuulen ja tuulivoimalan lavan jänneviivan välinen kohtauskulma. Maanpäällisen tuulennopeuden kasvaessa suhteessa lavan pyörimisestä aiheutuvaan ilmavirtaukseen myös kohtauskulma kasvaa. Kohtauskulman kasvaessa lapaan kohdistuva ilmavirtaus alkaa irrota lapaprofiilin yläreunasta, jonka seurauksena lapaan kohdistuva nostovoima heikkenee, josta seuraa roottorin pyörimisen hidastuminen. Tätä ilmiötä kutsutaan sakkaukseksi. Passiivista sakkaussäätöä käytetään yleisesti voimaloissa, joiden roottorit pyörivät lähes vakionopeudella riippumatta tuulennopeudesta. Koska roottori pyörii vakionopeudella, suurilla maanpäällisen tuulen nopeuksilla kohtauskulma kasvaa

ja aiheuttaa sakkaamisen ja edelleen nostovoiman romahtamisen. Tämän tyyppinen tuulivoimala siis automaattisesti rajoittaa mekaanista tehoaan tuulennopeuden kasvaessa liian suureksi. [17, s .68]

Lapakulman säätö on aktiivinen tehonsäätömenetelmä. Lapakulman säädön tarkoituksena on pyrkiä pitämään kohtauskulma optimaalisena käynnistymistuulennopeudesta nimellistuulennopeuteen saakka. Lapakulmaa ja samalla kohtauskulmaa säädetään mittalaitteistosta saatavien tuulitietojen mukaan. Tuulennopeuden ylittäessä voimalan nimellistehon mukaisen tuulennopeuden, kohtauskulmaa pienennetään, jotta lavat eivät sakkaa, mutta toisaalta samalla mekaaninen teho saadaan rajoitettua nimellistehon mukaiseksi. Tällä menetelmällä voimalan mekaaninen teho saadaan pidettyä lähes nimellistehon mukaisena myös nimellistuulennopeutta suuremmilla tuulennopeuksilla ilman lapojen sakkaamista. Myöskään lapakulman säätöä ei kuitenkaan käytetä tuulennopeuden noustessa myrskylukemiin, vaan tällöin voimala sammutetaan turvallisuussyistä. [17, s. 68]

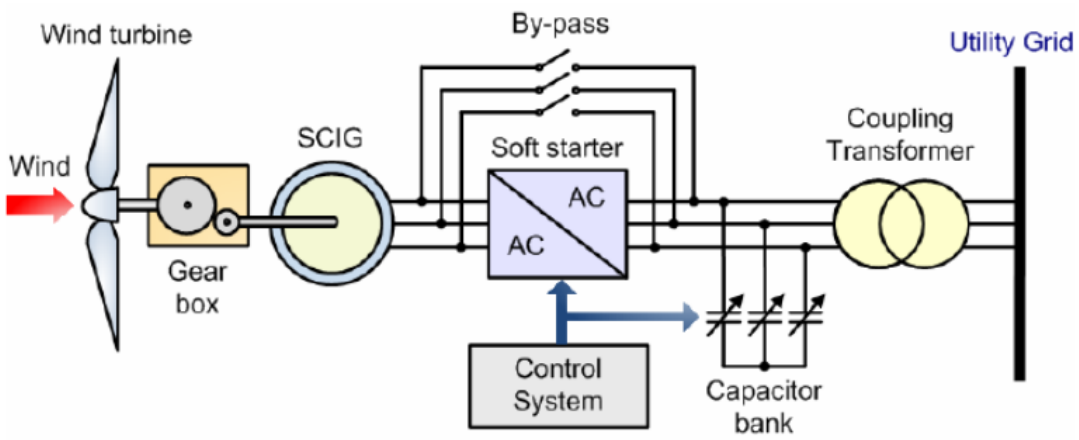
Aktiivisessa sakkaussäädössä hyödynnetään sekä passiivisen sakkaussäädön että lapakulman säädön ominaisuuksia. Nimellistuulennopeuteen asti aktiivisessa sakkaussäädössä kohtauskulma pyritään pitämään optimaalisena säätämällä lapakulmaa. Nimellistuulennopeutta suuremmilla tuulennopeuksilla lavat kuitenkin sakataan tarkoituksella. Lapakulmia säädetään vastakkaiseen suuntaan kuin lapakulmansäätömenetelmässä eli kohtauskulmaa suurennetaan, jolloin lapojen sakkaaminen saadaan aikaiseksi. Aktiivisessa sakkaussäädössä lapojen sakkaaminen tehdään siis tarkoituksella ja hallitusti, jolloin nostovoiman romahdus ei ole yhtä suurta kuin passiivisessa sakkaussäädössä. Menetelmän avulla voimalan tehontuotanto saadaan pidettyä tasaisena myös nimellistuulennopeutta suuremmilla tuulenvoimakkuuksilla. [17, s. 68–69]

2.2.4 Tuulivoimalan generaattorityypit

Tuulivoimalan generaattorityyppi vaihtelee voimalan toiminnallisuuden mukaan. Toiminnallisuudeltaan voimalat jaetaan yleensä 4 eri tyyppiin: Vakionopeuksisiin, rajoitetusti muuttuvanopeuksisiin, muuttuvanopeuksisiin osatehoisella suuntaajakäytöllä ja muuttuvanopeuksisiin täystehoisella suuntaajakäytöllä. [21, s. 378]

Vakionopeuksisessa voimalassa roottori pyörii likimain vakionopeudella tuulennopeudesta riippumatta. Tässä voimalatyypissä voimalan roottori on kytketty vaihdelaatikon kautta epätahtigeneraattoriin, joka taas on kytketty suoraan muuntajan kautta sähköverkkoon. Epätahtigeneraattorityyppinä käytetään tyypillisesti häkkikäämittyä epätahtigeneraattoria (SCIG), jonka aiheuttamaa loistehon kulutusta yleensä kompensoidaan

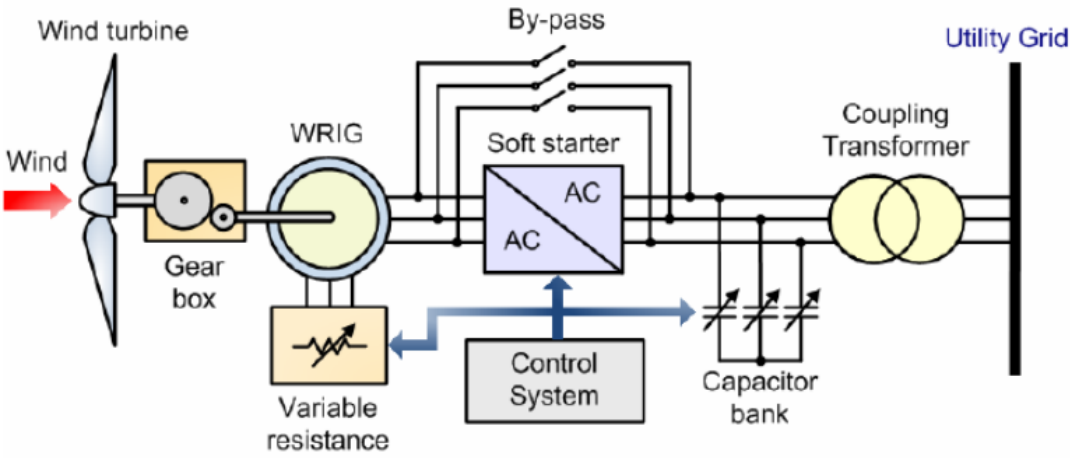
generaattorin liittimiin kytketyillä kondensaattoriparistoilla. [22, s. 7–8] Vakionopeuksisessa voimalassa vaihdelaatikon avulla roottorin lähes vakiona pysyvä hidas (n.10–25 kierrosta minuutissa) pyörimisnopeus saadaan muutettua epätahtigeneraattorille sopivaksi (n.1000–1500 kierrosta minuutissa). Roottorin pyörimisnopeus vaihtelee tuuliolosuhteiden mukaan vain generaattorin jättämän verran. Tyypillisesti jättämän suuruus on noin 0–3 %. Tästä syystä generaattori tuottaa sähköenergiaa lähes vakiotaajuudella, joten se voidaan kytkeä suoraan muuntajan kautta sähköverkkoon ilman erillisiä suuntaajia. Vakionopeuksiset voimalat optimoidaan tietylle tuulennopeudelle, joten ne tarvitsevat aktiivisen tehonsäätöjärjestelmän, jotta tuulen energia saadaan hyödynnettyä myös optimoidusta tuulennopeudesta poikkeavilla tuulennopeuksilla. Lisäksi pyörimisnopeuden muuttumattomuus muuttaa lapojen tuottaman vääntömomentin suuruutta eri tuulennopeuksilla, mikä aiheuttaa värähtelyä ja sen seurauksena rasitusta voimalan mekaanisiin osiin. Vakionopeuksinen voimalatyyppi oli 90-luvulla suosituin voimalatyyppi, mutta nykypäivän modernit tuulivoimalat ovat pääsääntöisesti muuttuvanopeuksisia. [17, s. 77–78] Vakionopeuksisen voimalan toimintaperiaatetta on havainnollistettu kuvassa 4.



Kuva 4. *Vakionopeuksisen voimalan toimintaperiaate [21]*

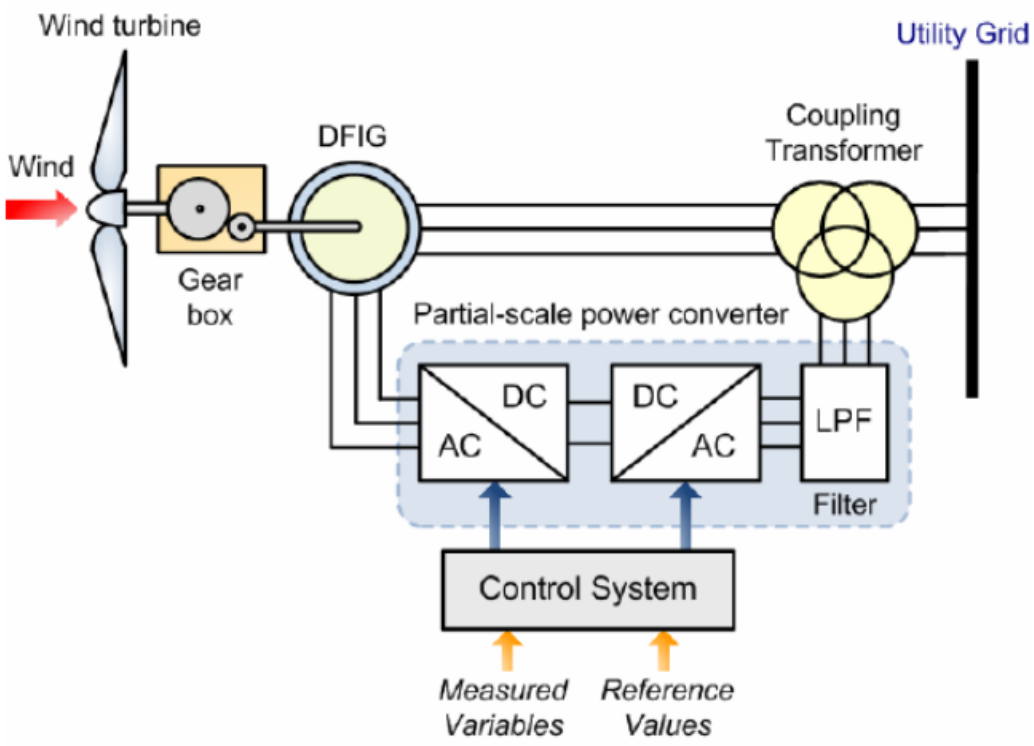
Rajoitetusti muuttuvanopeuksisen tuulivoimalan erona vakionopeuksiseen voimalaan on epätahtigeneraattoriin kytketty säädettävä vastus. Vastuksen avulla generaattorin roottorikäämien resistanssia saadaan kasvatettua. Resistanssia kasvattamalla taas generaattorin jättämää saadaan kasvatettua, mikä puolestaan mahdollistaa generaattorin roottorin pyörimisnopeuden kasvattamisen verkon taajuuden määrittämästä nopeudesta, tyypillisesti noin 0–10 %. Tämä myös mahdollistaa jossain määrin lapojen muodostaman roottorin pyörimisnopeuden muutokset toisin kuin vakionopeuksisessa tuulivoimalassa. [21, s. 379] Rajoitetusti muuttuvanopeuksisen voimalan ongelmana on, että säätövastukset lisäävät epätahtigeneraattorin teknistä monimutkaisuutta ja aiheuttavat

ohmisia häviötä generaattorissa. Lisäksi melko kapea roottorin pyörimisnopeuden säätömahdollisuus on aiheuttanut sen, että nykypäivänä rajoitetusti muuttuvanopeuksisia voimaloita ei juurikaan rakenneta. [17, s. 78–79] Kuvassa 5 on havainnollistettu rajoitetusti muuttuvanopeuksisen voimalan toimintaperiaatetta.



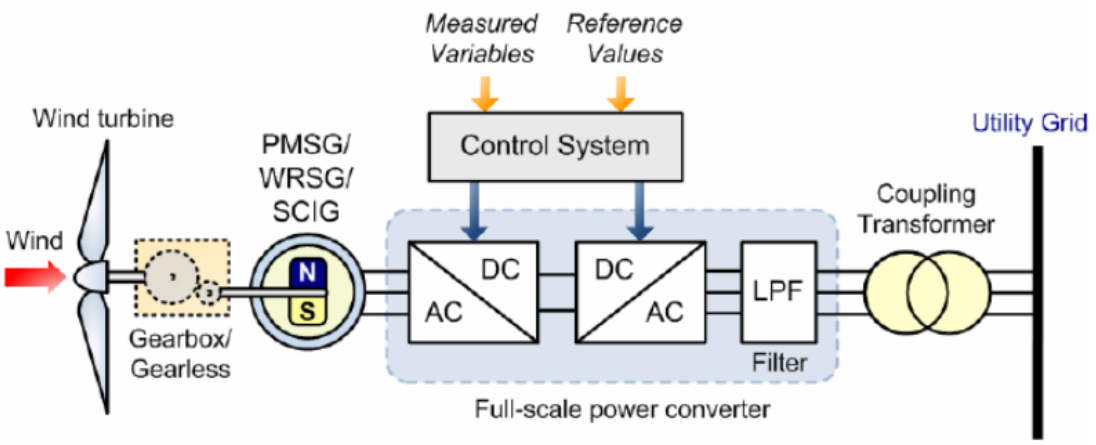
Kuva 5. *Rajoitetusti muuttuvanopeuksisen voimalan toimintaperiaate [21]*

Muuttuvanopeuksinen tuulivoimala osatehoisella suuntaajakäytöllä hyödyntää suuntaajakäyttöä muuttuvan nopeuden aikaansaamiseksi. Voimalatyypistä käytetään myös nimeä kaksoissyötetyn epätahtigeneraattorin tuulivoimala (Double-Fed Induction Generator, DFIG). [21, s. 380; 22, s. 9] DFIG-tyypin voimalassa käytetään epätahtigeneraattorina liukurengaskonetta, jonka staattorikäämi on kytketty suoraan muuntajan kautta verkkoon ja roottorinkäämitykset taas on kytketty verkkoon suuntaajan avulla. DFIG-voimalan pyörimisnopeuden vaihteluväli riippuu siitä, kuinka suuri osa sähkötehosta voidaan syöttää verkkoon suuntaajan kautta. Tyypillisesti DFIG-voimalat mitoitetaan niin, että 30 % generaattorin tehosta syötetään suuntaajan kautta verkkoon ja loput suuntaajan ohi suoraan, jolloin pyörimisnopeutta voidaan kasvattaa 0–30 % staattorin määrittämästä tahtinopeudesta. [21, s. 380] DFIG-voimalat ovat olleet läpi 2000-luvun suosituin tuulivoimalatyyppi [17, s. 80]. DFIG-voimalan toimintaperiaatetta on havainnollistettu kuvassa 6.



***Kuva 6**. DFIG-voimalan toimintaperiaate [21]*

Täystehoisella suuntaajakäytöllä varustetussa muuttuvanopeuksisessa tuulivoimalassa voidaan käyttää joko tahti- tai epätahtigeneraattoria [21, s. 382; 22, s. 9]. Tahtigeneraattorilla toimivat voimalat ovat yleensä vaihteettomia eli suoravetoisia. Generaattori siis pyörii samalla pyörimisnopeudella, jolla myös voimalan lavoista koostuva roottori pyörii. Tahtigeneraattorin on sisällettävä kymmeniä napapareja, jotta hidas pyörimisnopeus saadaan hyödynnettyä kannattavalla hyötysuhteella. [17, s. 81] Tahtigeneraattorin pyörimisnopeuden vaihtelu turbiinin pyörimisnopeuden mukaan aiheuttaa vaihtelua generaattorin tuottaman sähköenergian taajuuteen ja tästä syystä generaattori kytketään sähköverkkoon täystehoisen suuntaajakäytön avulla. Suuntaajakäyttö on siis mitoitettu generaattorin nimellisteholle, sillä koko generaattorin tuottama sähköteho kytketään verkkoon suuntaajan kautta. [17, s. 81; 21, s. 381; 22, s. 9] Täystehoisella suuntaajakäytöllä varustetun muuttuvanopeuksisen voimalan toiminta periaatetta on havainnollistettu kuvassa 7.



Kuva 7. *Muuttuvanopeuksisen voimalan toimintaperiaate täystehoisella suuntaajakäytöllä [21]*

2.3 Tuulivoimalaitoksen sähköinen järjestelmä

Tuulivoimalaitoksen sähköisen järjestelmän perusrakenne koostuu tuulivoimaloista, sisäisestä keskijänniteverkosta eli sisäverkosta, sähköasemasta sekä liitynnästä ulkoiseen sähköverkkoon. Verkon rakenne ja sen sisältämien komponenttien ominaisuudet vaihtelevat tuulivoimalaitoksen koon, sijainnin ja halutun toiminnallisuuden perusteella.

2.3.1 Liityntä ulkoiseen sähköverkkoon

Suomessa tuulivoimalaitokset liitetään ulkoiseen sähköverkkoon joko suoraan tai liittymisjohdolla. Liityntä voidaan tehdä Fingridin tai paikallisen verkonhaltijan suurjännitteiseen 400, 220 tai 110 kV:n kytkinlaitokseen sekä Fingridin asettamien reunaehtojen täyttyessä myös suoraan Fingridin 110 kV:n voimajohtoon. Voimajohtoliitynnän edellytyksenä on, että liitettävän yksittäisen muuntajan nimellisteho saa olla korkeintaan 40 MVA ja oikosulkureaktanssin täytyy olla vähintään 48 ohmia. Useita muuntajia käytettäessä yhteenlaskettu muuntajakapasiteetti saa olla maksimissaan 65 MVA ja muuntajien alajännitepuolet eivät saa olla rinnankytkettyjä. Myös yksittäisen kolmikäämimuuntajan käyttö on mahdollista voimajohtoliitynnässä, mikäli muuntajan koko on korkeintaan 63/31,5/31,5 MVA, muuntajan käämien välinen keskinäisoikosulkureaktanssi on vähintään 48 ohmia ja alajännitepuolen käämit eivät ole rinnankytkettyjä. Voimajohtoliitynnässä on myös huomioitava voimajohdon siirtokapasiteetti sekä voimajohdon kuormittamisen yläraja 60 MW. Kytkinlaitosliitynnän osalta liitettävä maksimiteho määräytyy kytkinlaitosta ympäröivän verkon siirtokyvyn ja käyttövarmuuden perusteella. Yleisesti alle 250 MW:n voimalaitokset voidaan liittää 220 ja 110 kV:n kytkinlaitoksiin ja tätä suuremmat pyritään liittämään 400 kV:n kytkinlaitoksiin. [23]

Tuulivoimalaitoksen liityntäpiste sijaitsee sähköaseman yläjännitepuolella tai Fingridin tai muun verkonhaltijan johdolla. Voimalaitoksen liittyessä suoraan 110 kV:n voimajohtoon, erillistä liittymisjohtoa ei tarvita ja liityntäpiste sijaitsee yleensä sähköaseman yläjännitepuolella voimajohdon ja sähköaseman välisten liityntäköysien yläpuolen liittimissä [24]. Kytkinlaitoksiin liittyessä tarvitaan erillinen liittymisjohto sähköasemalta kytkinlaitokselle. Liittymisjohto on Suomessa tavallisesti suurjännitteinen 110 kV:n ilmajohto, mutta myös maakaapelia käytetään joissakin tapauksissa. [23]

2.3.2 Tuulivoimalaitoksen sähköasema

Tuulivoimalaitoksen liittäminen ulkoiseen sähköverkkoon tehdään lähes poikkeuksetta sähköaseman kautta. Voimalaitoksen sähköasemana voidaan käyttää valmista sähköasemaa, mutta usein sähköasema rakennetaan osana uutta tuulivoimalaitosta. Suurissa tuulivoimalaitoksissa sähköasemia saattaa olla useita. [25, s. 731] Sähköaseman pääkomponentteja ovat muuntajat, suojareleet ja muut suojauslaitteet, erottimet, katkaisijat, mittamuuntajat sekä mahdolliset loistehon kompensointilaitteet [26, s. 76]. Lisäksi tuulivoimalaitosten sähköasemilta löytyy yleensä myös voimalatoimittajan laitteistoja tuulivoimalaitoksen etäohjausta varten.

Tuulivoimalaitoksen sähköaseman päämuuntajan tarkoituksena on muuntaa tuulivoimalaitoksen keskijännite suurjännitteeksi. Nykyisin kasvaneitten tuulivoimalatehojen takia yleisin tuulivoimalaitosten keskijännitetaso Suomessa on 30 kV, mutta myös 20 kV:n jännitetasoa käytetään [2]. Päämuuntajan nimellisjännitteet määräytyvät jännitetason mukaan yläjännitepuolen ollessa yleensä 118 kV liityntäpisteen käyttöjännitteen mukaisesti ja alajännitepuolen 33 kV tai 21 kV [1, s. 33]. Tuulivoimalaitoksen päämuuntaja voi sisältää käämikytkimen, jonka avulla keskijännitepuolen jännitettä pystytään säätämään portaittain tietyn prosenttiosuuden verran yläjännitepuolen nimellisjännitteestä [27, s. 376]. Tuulivoimalaitoksen päämuuntajissa eräs käytetty säätöalue on esimerkiksi ±9 x 1,67 %. Päämuuntajan nimellisteho mitoitetaan jännitetason ja voimalaitoksen maksimitehon perusteella. [25, s. 732]

Erottimet, katkaisijat, mittamuuntajat sekä suojaus- ja ohjauslaitteet muodostavat rakennekokonaisuuksia, joita kutsutaan kojeistoiksi [26, s. 117]. Tuulivoimalaitoksen sähköaseman keskijännitekojeistot ovat tyypillisesti kennomaisia, joissa yksittäinen kenno sisältää oman katkaisijansa yksittäisen verkon osan irrottamiseksi verkosta. Tuulivoimalaitoksissa tuulivoimalat on usein jaettu useampaan kaapelilähtökennoon, jolloin yksittäisen tuulivoimalan vikaantuessa vikaantunut lähtö voidaan erottaa muusta verkosta katkaisijan avulla. Usein katkaisijoiden ohjaus on toteutettu kojeiston suojareleiden avulla.

Suojareleet ohjaavat katkaisijan toimintaa mittamuuntajien kuten jännite- ja virtamuuntajien antamien arvojen perusteella. [25, s. 740; 26, s. 124, 125, 344]

Tuulivoimalaitoksen sähköasemalle voidaan tarvita myös loistehonkompensointilaitteita. Voimalaitoksille on määritelty vaatimukset loistehon kulutukselle ja tuotannolle Fingridin toimesta (kts. luku 3). [1] Tuulivoimalaitokset yleensä kuluttavat enemmän loistehoa kuin tuottavat, joten mahdollinen kompensointitarve liittyy tavallisesti loistehon kuluttamiseen. Puuttuvaa loistehon tuotantoa kompensoidaan sähköaseman keskijännitekojeistoon liitettävillä kompensointilaitteilla kuten kondensaattoriparistoilla. [25, s. 746; 26, s. 228]

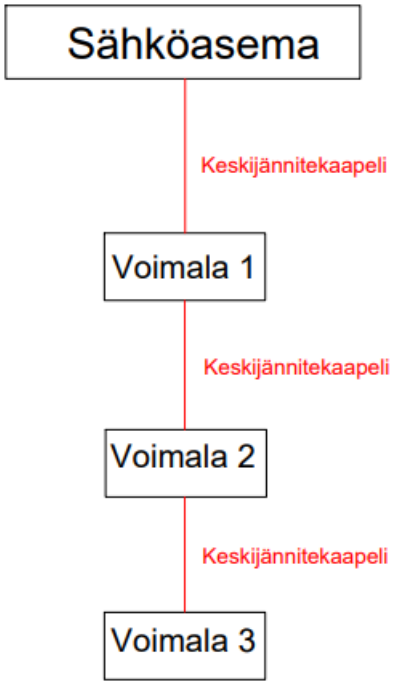
2.3.3 Tuulivoimalaitoksen sisäverkko

Tuulivoimalaitoksen sisäverkolla tarkoitetaan voimalaitoksen sisäistä keskijänniteverkkoa, jolla tuulivoimalat liitetään sähköasemaan. Suomessa sisäverkko toteutetaan maakaapeloinnilla. Maakaapeloinnin etuna ilmajohtoihin verrattuna on turvallisuus, luotettavuus sekä visuaaliset seikat. Maakaapeloinnissa kaapelit ovat piilossa maanalla, jolloin ne eivät ole niin alttiina vikaantumisille kuin ilmajohdot ja ne eivät häiritse suurten työkoneiden, kuten nostureiden liikkumista työmaa-alueella. [25, s. 732]

Tuulivoimalaitoksen sisäverkko toteutetaan säteittäisenä verkkona. Säteittäisessä verkossa sähkö siirtyy tuulivoimalalta tai tuulivoimalaryhmiltä vain yhtä ”reittiä” sähköasemalle. Tuulivoimalaitoksen tapauksessa säteittäisen verkon käyttö on perusteltua kustannussyistä. Silmukoidun verkon käyttö, jossa tuulivoimalat tai tuulivoimalaryhmät liitetään sähköasemaan kahdella tai useammalla yhteydellä lisää merkittävästi tarvittavan maakaapelin määrää ja lisää näin kustannuksia. Toisaalta varayhteyden käytöllä voimaloiden tai voimaryhmien toiminta saadaan turvattua toisen yhteyden vikaantuessa. Käytännön kokemus ja verkkotyypeistä tehdyt kustannusvertailut kuitenkin ovat osoittaneet, että silmukoidun verkon käytöstä syntyvät vikatilanteiden kustannushyödyt eivät kata suurempia investointikustannuksia. [25, s. 731–732]

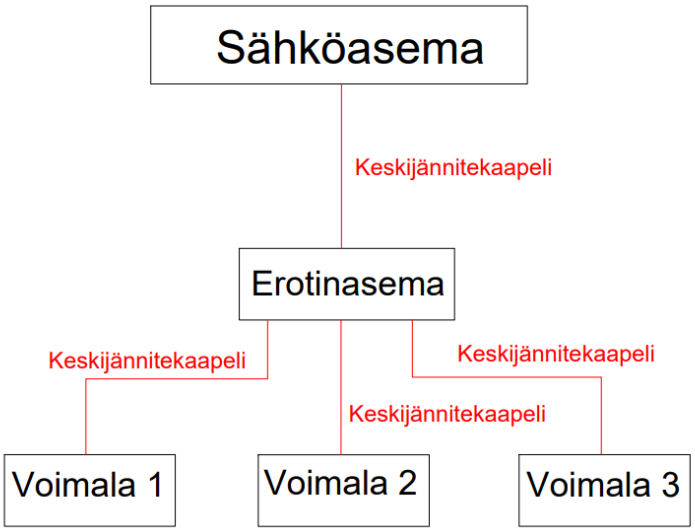
Tuulivoimalaitoksen sisäverkon maakaapelit mitoitetaan tuulivoimaloiden ryhmittelyn, käytettävän jännitetason ja siirrettävän tehon perusteella. Suomessa tuulivoimalaitosten sisäverkoissa käytettyjen keskijännitekaapeleiden koko vaihtelee tyypillisesti välillä 95 mm2 – 800 mm2 [28]. Tuulivoimaloiden ryhmittelyssä käytetään yleensä kahta tapaa: voimaloiden ”ketjuttamista” ja voimaloiden koontia erilliselle erotinasemalle. Tuulivoimaloiden ketjuttamisessa kaikkia voimaloita ei kytketä suoraan erillisiin sähköaseman kaapelilähtöihin. Ketjuttamisessa yksittäisen sähköaseman kaapelilähdön takana on useita voimaloita ja nämä voimalat muodostavat ryhmän, jonka ensimmäinen voimala kytketään sähköaseman kaapelilähtöön, toinen voimala kytketään ensimmäiseen voimalaan,

kolmas toiseen ja niin edelleen. Ketjuttamisessa keskijännitekaapelilla siirrettävän tehon suuruus ja samalla kaapelin poikkipinta-ala kasvaa mitä ”lähemmäs” sähköasemaa ketjussa siirrytään. [29, s .1–2] Kuvassa 8 on esitetty esimerkki ketjuttamisesta kolmen voimalan tapauksessa.



Kuva 8. *Tuulivoimaloiden ketjuttaminen*

Erotinasemien käyttö on toinen yleinen tuulivoimaloiden ryhmittelymenetelmä. Tässä ryhmittelymenetelmässä jokainen tuulivoimalaryhmän voimala kytketään omalla kaapelillaan erotinasemalle ja erotinasema kytketään erillisellä kaapelilla sähköasemalle. Erotinaseman kaapelilähtökennojen sisältämien kuormaerottimien avulla yksittäisen kennon takana oleva voimala voidaan erottaa muusta verkosta vikatilanteessa. [29, s. 1–2] Voimaloiden ryhmittelyä erotinaseman avulla kolmen voimalan tapauksessa on havainnollistettu kuvassa 9.



Kuva 9. *Tuulivoimaloiden koonti erotinasemalle*

Tuulivoimaloiden ryhmittelymenetelmä valintaa ohjaa yleensä kustannustehokkuus. Ketjuttamista hyödynnetään tyypillisesti voimaloiden sijaitessa maantieteellisesti ”peräkkäin” kuten esimerkiksi saman huoltotien varrella. Erotinaseman käyttö on tavallisesti kannattavampaa voimaloiden sijaitessa hajanaisesti. Erotinaseman käyttö myös mahdollistaa yksittäisen voimalan irrottamisen verkosta vikatilanteessa, kun taas ketjuttamisessa koko voimalaryhmä joudutaan irrottamaan verkosta ryhmän yksittäisen voimalan vikaantuessa. Voimaloiden ryhmittelyssä käytetään myös näiden kahden ryhmittelymenetelmän yhdistelmiä. [29, s. 1–2]

2.3.4 Tuulivoimalan sähköinen järjestelmä

Tuulivoimalaitoksen sisäverkon keskijännitekaapelit kytketään tuulivoimalalla voimalan keskijännitekojeistoon. Tuulivoimalan keskijännitekojeisto sijaitsee yleensä voimalan alaosassa, joko sisäänkäyntitasolla tai voimalan kellarissa. Kojeisto kytketään voimalan sisäisten keskijännitekaapeleiden kautta voimalan muuntajalle, joka sijaitsee tyypillisesti voimalan nasellissa. Muuntaja voi sijaita myös keskijännitekojeiston yhteydessä, jolloin voimalan sisäistä keskijännitekaapelointia ei tarvita. Voimalan muuntaja muuntaa generaattorille mitoitetun pienjännitteen keskijännitteeksi. [25, s. 722–723] Muuntajan alajännitepuolen jännite on tyypillisesti noin 700 V [22, s. 3]. Muita tuulivoimalan sähköisiä komponentteja ovat muun muassa suojaus- ja mittauslaitteet, kytkinlaitteet sekä voimalan generaattorin ja muuntajan väliset tehoelektroniikkalaitteet kuten suuntaajat [25].

3. TUULIVOIMALAITOKSEN TARKASTELUUN JA SIMULOINTIIN LIITTYVÄT VAATIMUKSET

Tuulivoimalaitokset ovat muuttaneet merkittävästi Suomen sähköjärjestelmää viimeisen kymmenen vuoden aikana. Nykyisin rakennettavat tuulivoimalat ovat lähes poikkeuksetta suuntaajakytkettyjä muuttuvanopeuksisia voimaloita. Näiden suuntaajakytkettyjen tuulivoimalaitosten osuuden merkittävä kasvu Suomen sähköntuotannosta on asettanut haasteen sähköjärjestelmän stabiilille toiminnalle. Suuntaajakytketyt tuulivoimalaitokset eivät sisällä perinteisen tahtikonevoimalaitosten verkkoa stabiloivia ominaisuuksia, tuulivoimalaitosten sääriippuvainen tuotannon vaihtelu vaikeuttaa verkon hallintaa ja suuntaajakytkettyjen voimalaitosten säätäjien välinen vuorovaikutus aiheuttaa ongelmia verkon stabiilisuudelle. [5] Kantaverkko yhtiö Fingridin vuonna 2018 julkaisemassa ohjeistuksessa ”Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset 2018” (VJV2018) suuntaajakytketyille voimalaitoksille on asetettu tarkat toiminnallisuusvaatimukset, jotta varmistutaan ettei sähköjärjestelmään liitettävä uusi voimalaitos vaaranna sähköjärjestelmän toimintaa [1]. Vuoden 2025 maaliskuussa on astunut voimaan päivitetty ohjeistus VJV2024, jossa suuntaajakytkettyjen voimalaitosten vaatimuksia on tarkennettu entisestään [30]. Tässä työssä tuulivoimalaitosta tarkastellaan kuitenkin vielä VJV2018 mukaisesti, joten työssä VJV lyhenteellä tarkoitetaan vuoden 2018 VJV:tä.

3.1 Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset (VJV2018)

Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset ovat Fingridin asettamat vaatimukset kaikille yli 0,8 kW:n voimalaitoksille, jotka liittyvät Suomen sähköjärjestelmään. Vaatimusten tarkoituksena on varmistaa, että uusi voimalaitos pystyy toimimaan osana sähköjärjestelmää aiheuttamatta haittaa muulle järjestelmälle. VJV:ssä suuntaajakytketyt ja tahtikonevoimalaitokset ovat eritelty toisistaan ja niitä koskevat osittain erilaiset vaatimukset. [1] Tuulivoimalaitosten ollessa nykyään poikkeuksetta suuntaajakytkettyjä, perehdytään tässä työssä vain suuntaajakytkettyjen voimalaitosten vaatimuksiin.

Voimalaitokset jaetaan VJV:ssä tyypin A, B, C ja D voimalaitoksiin liittymispisteen jännitteen ja voimalaitoksen mitoitustehon perusteella [1, s. 9]. Voimalaitosten tyyppiluokittelun ehdot on esitetty taulukossa 1.

Taulukko 1. *Voimalaitosten tyyppiluokittelu VJV:n mukaisesti [1]*

Voimalaitostyyppi	**Liittymispisteen jännitetaso**	**Ehto**	**Voimalaitoksen mitoitusteho P_{max}**
Tyyppi A	< 110 kV	ja	0,8 kW ≤ P_{max} < 1 MW
Tyyppi B	< 110 kV	ja	1 MW ≤ P_{max} < 10 MW
Tyyppi C	< 110 kV	ja	10 MW ≤ P_{max} < 30 MW
Tyyppi D	≥ 110 kV	tai	P_{max} ≥ 30 MW

Voimalaitostyyppi vaikuttaa voimalaitokselle asetettuihin vaatimuksiin. Tyypin A voimalaitoksella vaatimuksia on vähiten ja tyypin D voimalaitosta koskevat kaikista laajimmat vaatimukset. Tyyppiluokittelu perustuu voimalaitoksen aiheuttamiin vaikutuksiin sähköjärjestelmälle. Pienitehoisen ja matalalle jännitetasolle liittyvän voimalaitoksen vaikutus sähköjärjestelmän toimintaan on vähäinen, jolloin siltä vaaditut verkkoa tukevat ominaisuudet ovat myös vähäisiä. Suuritehoisemmat voimalaitokset taas vaikuttavat sähköjärjestelmään enemmän ja vähintään 110 kV:n verkkoon liittyvien voimalaitosten osalta on lisäksi otettava huomioon voimalaitoksen vaikutukset siirtoverkon toimintaan. Taulukosta 1 huomataan, että kaikki vähintään 110 kV:n verkkoon liittyvät tai mitoitusteholtaan vähintään 30 MW:n voimalaitokset ovat voimalaitostyyppiä D. Useista tuulivoimaloista koostuvat tuulivoimalaitokset liitetään aina vähintään 110 kV:n verkkoon, joten tässä työssä perehdytään tyypin D suuntaajakytkettyjen voimalaitosten vaatimuksiin. [1]

VJV:n mukaisten vaatimusten toteuttamista seurataan VJV:ssä määritellyn todentamisprosessin mukaisesti. Todentamisprosessi koostuu kolmesta vaiheesta [1, s. 19]:

1. Suunnittelu
2. Käyttöönotto ja todentaminen
3. Tarkastus ja hyväksyntä

Suunnitteluvaiheessa tyypin D voimalaitoksesta on toimitettava liittymispisteen verkonhaltijalle voimalaitoksen sähköiseen järjestelmään liittyvät tiedot ja dokumentit, voimalaitoksen mallinnustiedot ja voimalaitoksen simulointimallilla tehdyt vaatimusten mukaiset simuloinnit, voimalaitoksen säätäjien ja suojauslaitteiden alustavat asetteluarvot sekä voimalaitoksen reaaliaikaiset pätöteho- ja loistehomittaukset sekä kytkinlaitteiden tilatiedot. Fingrid tarkastaa toimitetut tiedot ja joko hyväksyy vaiheen suoritetuksi tai antaa palautteen tarvittavista lisäyksistä tai korjauksista. Hyväksynnän seurauksena voimalai-

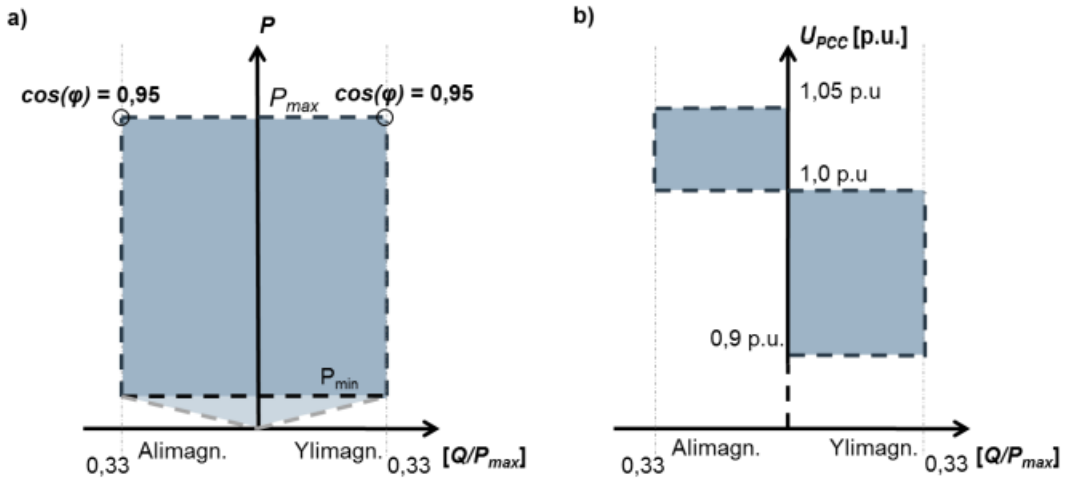
tokselle annetaan liittymispisteen verkonhaltijan toimesta väliaikainen käyttöönottoilmoitus (ION), joka oikeuttaa voimalaitosta tuottamaan sähköä verkkoon enintään 18 kuukauden ajan. [1, s.19]

Käyttöönotto ja todentaminen (vaihe 2) on suoritettava hyväksytysti 12 kuukauden sisällä siitä hetkestä, kun voimalaitos on ensimmäisen kerran tuottanut tehoa verkkoon. Tämä vaihe pitää sisällään voimalaitoksen käyttöönottokokeet, vaiheen yksi tietojen ja mallinnusten päivitykset sekä säätäjien ja suojauslaitteiden lopullisten asetteluarvojen toimituksen. VJV-prosessin kolmannessa vaiheessa verkonhaltija tarkastaa kaikki tiedot, jotka prosessin aikana on toimitettu voimalaitoksesta. Tietojen ollessa vaatimustenmukaiset, verkonhaltija antaa lopullisen käyttöönottoilmoituksen (FON) voimalaitokselle, mikä oikeuttaa voimalaitoksen tuottamaan sähköä verkkoon toistaiseksi voimassa olevalla sopimuksella. Mikäli voimalaitoksen toimintaan tehdään myöhemmin merkittäviä muutoksia, voidaan voimalaitoksen vaatimustenmukaisuutta joutua tarkastelemaan uudelleen. [1, s.19]

3.1.1 Loistehokapasiteettivaatimukset

VJV asettaa vaatimukset koskien voimalaitoksen loistehoa. Vaatimuksissa voimalaitoksen loistehon kulutukselle ja tuottamiselle on määritelty rajat, joissa voimalaitoksen on pysyttävä verkon eri tilanteissa. Tyypin C ja D suuntaajakytkettyjen voimalaitosten osalta vaatimusta sovelletaan voimalaitoksen minimipätötehon ja mitoituspätötehon rajaamalla alueella. Tällä toiminta-alueella voimalaitoksen on pystyttävä tuottamaan ja kuluttamaan loistehoa toimintapisteessä nimellistehon tehokerrointa 0,95 vastaavalla loistehokapasiteetilla. [1, s. 76] Kuvassa 10 a) on esitetty toiminta-alueella vaadittu loistehokapasiteetti pätötehon funktiona.

Loistehokapasiteettivaatimus on myös määritelty voimalaitoksen jännitteen mukaan. Voimalaitoksen liityntäpisteen jännitteen ollessa 0,90 pu–1,00 pu on voimalaitoksen pystyttävä tuottamaan loistehoa loistehon (Q) ja mitoituspätötehon (P_{max}) suhteella 0–0,33. Vastaavasti voimalaitoksen on pystyttävä kuluttamaan loistehoa loistehon (Q) ja mitoituspätötehon (P_{max}) suhteella 0–0,33 liittymispisteen jännitteen ollessa 1,00 pu–1,05 pu. [1, s. 76] Kuvassa 10 b) on esitetty toiminta-alueella vaadittu loistehokapasiteetti liityntäpisteen jännitteen funktiona.



Kuva 10. *VJV:n mukaiset loistehokapasiteettivaatimukset tyypin C ja D suuntaajakytketyille voimalaitoksille [1]*

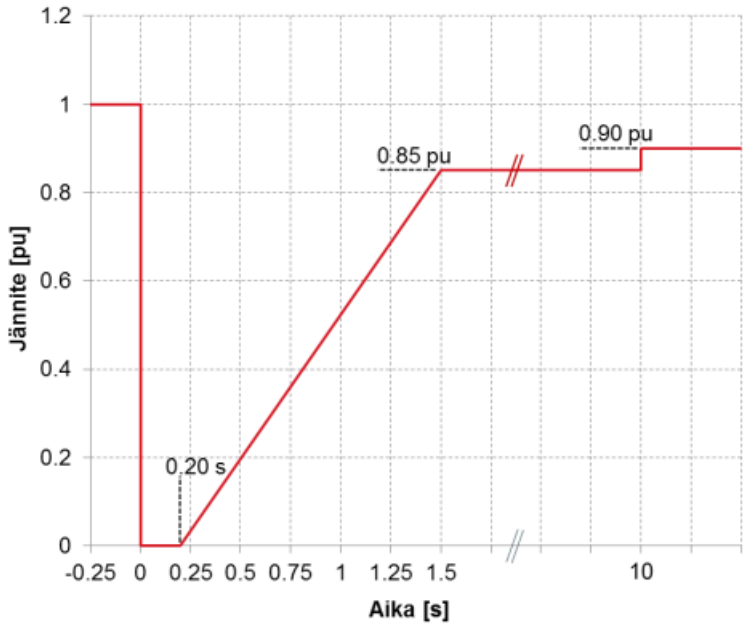
Suuntaajakytketyillä tuulivoimaloilla on laaja loistehokapasiteetti [31, s.4], mutta kuten luvussa 2.3.2 todettiin, tuulivoimalaitoksille saatetaan silti tarvita erillisiä loistehon kompensointilaitteita loistehovaatimusten täyttämiseksi etenkin loistehotuotannon osalta. Fingridin teknisessä ohjeessa ”Voimalaitoksen loistehokapasiteettivaatimus ja kytkettävä lisäkompensointi” on täsmennetty VJV:ssä määriteltyjä loistehokapasiteettivaatimukseen liittyviä reunaehtoja kytkettävän lisäkompensoinnin osalta. Ohjeen mukaan kytkettävän lisäkompensoinnin määrä saa olla maksimissaan 15 % koko voimalaitokselta vaaditusta kokonaisloistehokapasiteetista, jotta loistehonsäätöä voidaan pitää edelleen portaattomana ja jatkuvana VJV:ssä määritellyn vaatimuksen mukaisesti. Voimalaitoksen pätötehontuotannon ollessa alle 85 % mitoituspätötehosta, on voimalaitoksen täytettävä loistehokapasiteettivaatimukset ilman kytkettävää tai kiinteää lisäkompensointia. Lisäksi lisäkompensoinnin ohjaukseen on määritelty raja-arvot irtikytkennälle ja kiinnikytkennälle. Lisäkompensointi on kytkettävä irti verkosta pätötehon ollessa 20–40 % mitoituspätötehosta. Vastaavasti lisäkompensointi on kytkettävä kiinni verkkoon pätötehon ollessa 60–80 % mitoituspätötehosta. Voimalaitoksen omistajan tulee määrittää asetteluarvot lisäkompensoinnin irti- ja kiinnikytkennälle edellä mainittujen raja-arvojen puitteissa. [32]

VJV:n mukaisten loistehokapasiteettivaatimusten täyttyminen todennetaan loistehokapasiteettilaskelman avulla, joka tulee toimittaa verkonhaltijalle VJV-todentamisprosessin ensimmäisessä vaiheessa. Laskelmassa vaatimustenmukainen loistehokapasiteetti todennetaan tarkastelemalla liittymispisteen loistehoa VJV:ssä määritellyissä liittymispisteen pätötehon ja jännitteen osoittamissa toimintapisteissä. Laskelmalle määritellyt pätötehotasot ovat mitoitusteho (P_{max}), 0,5*P_{max} sekä minimiteho (P_{min}). Puolestaan tarkasteltavat liittymispisteen jännitteet ovat 0,85 pu, 0,90 pu, 1,00 pu ja 1,10 pu, jotka kaikki

on tarkasteltava jokaisella edellä mainitulla pätötehotasolla. Jännitetasoilla 0,85 pu ja 1,10 pu voimalaitoksen on kyettävä toimimaan vaaditulla loisteholla vain hetken aikaa. Jännitteelle 0,85 pu vaatimus on 10 sekuntia ja 1,10 pu jännitteelle 60 minuuttia. Lisäksi voimalaitoksen päämuuntajan sisältäessä käämikytkimen on laskelma tehtävä sekä käämikytkimen ollessa keskiasennossa että käämikytkimen ollessa automaattisäädöllä. Laskelmassa on otettava huomioon yksittäisten tuulivoimaloiden loistehokapasiteettien lisäksi kaikki voimalaitoksen komponentit, jotka kuluttavat tai tuottavat loistehoa. Näitä komponentteja ovat muun muassa päämuuntaja, voimalamuuntajat ja voimalaitoksen sisäverkon keskijännitekaapelit. Näiden komponenttien tiedot on toimitettava verkonhaltijalle osana loistehokapasiteettilaskelman toimitusta. [1, s. 77–78]

3.1.2 Lähivikakestoisuus vaatimukset

VJV:ssä on asetettu vaatimukset voimalaitoksille koskien niiden toimintaa sähköjärjestelmässä tapahtuvien häiriöiden aikana ja niiden jälkeen. Tyypin D suuntaajakytketyn voimalaitoksen on kestettävä sähköverkon häiriöstä johtuva kuvan 11 mukainen lyhytaikainen jännitteenvaihtelu irtoamatta verkosta [1, s. 45].



Kuva 11. *D-tyypin suuntaajakytketyn voimalaitoksen liittymispisteen jännite lyhytaikaisessa jännitehäiriössä [1]*

Kuvan 11 mukaisesti vian tapahtuessa hetkellä 0 sekuntia liittymispisteen jännite putoaa nollaan. Vian kestäessä enintään 0,2 sekuntia on voimalaitoksen pysyttävä vian aikana verkossa irtoamatta. Vian jälkeen liittymispisteen jännitteen pysyessä ajanhetkillä 1,5–10 sekuntia vähintään arvossa 0,85 pu ja ajanhetkestä 10 sekuntia eteenpäin vähintään

arvossa 0,9 pu on voimalaitoksen kyettävä jatkamaan toimintaansa normaalisti irtoamatta verkosta. Lisäksi voimalaitoksen on syötettävä vikavirtaa verkkoon vian aikana siihen asti, kunnes liittymispisteen jännite on noussut arvoon 0,9 pu sekä kyettävä palauttamaan vikaa edeltävä pätötehon tuotantonsa kolmen sekunnin kuluessa vian alkamisesta [1, s. 38–39].

Edellä mainitut vaatimukset ovat voimassa vian ollessa 3-vaiheinen oikosulku, 2-vaiheinen oikosulku tai maaoikosulku tai 1-vaiheinen maasulku. Lisäksi vaatimusten määrittelyssä on oletettu, että liittymispisteen jännite ennen vikaa on 1,0 pu, voimalaitos ei tuota eikä kuluta loistehoa liittymispisteessä, voimalaitoksen automaattinen jännitteensäätö (AVR) on toiminnassa ja syöttävän verkon oikosulkuteho vastaa kesätilanteen normaalia. [1, s. 44]

3.1.3 Vaatimukset loistehon ja jännitteensäädölle

VJV:ssä on asetettu tarkat vaatimukset tyypin D suuntaajakytketyn voimalaitoksen jännitteen ja loistehon säädölle. Vaatimusten mukaan jännitteen ja loistehon säätö tulee olla automaattista ja jatkuvaa ja säädön on toimittava normaalisti myös verkon taajuuden tai jännitteen muuttuessa sekä lyhytaikaisten jännitehäiriöiden aikana. Lisäksi säädön tulee toimia loistehokapasiteettivaatimusten mukaisella säätöalueella. D-tyypin suuntaajakytketyltä voimalaitokselta vaadittuja säätötapoja ovat vakiojännitesäätö, vakioloistehosäätö ja vakiotehokerroinsäätö. [1, s. 79]

Vakiojännitesäädön avulla voimalaitoksen on pystyttävä ohjaamaan suoraan liittymispisteen jännitettä. Vaatimusten mukaan liittymispisteen jännitteen tavoitearvoa tulee pystyä säätämään enintään 0,01 pu:n portaissa ja jännitteensäädön loistehostatiikka tulee olla aseteltavissa välille 2–7 %. Loistehostatiikalla tarkoitetaan voimalaitoksen loistehotuotannon suhteellista muutosta verrattuna jännitteen muutokseen. Lisäksi VJV määrittelee vakiojännitteensäädölle vasteet tilanteessa, jossa liittymispisteen jännitteen askelmainen muutos tai jännitesäätäjän tavoitearvon muutos on alle 0,05 pu. Vasteet tulee olla seuraavanlaiset: Loistehon on saavutettava 90 % mitatusta loistehon kokonaismuutoksesta 0,2–1 sekunnin kuluessa jännitteen muutoksesta, loistehon askelvasteen ylitys saa olla maksimissaan 15 % mitatusta kokonaismuutoksesta ja loistehon on asetetuttava tavoitearvoonsa maksimissaan 5 sekunnin kuluessa jännitteen muutoksesta toleranssilla ±5 % loistehon tavoitearvosta. [1, s. 80]

Vakioloistehosäädön avulla voimalaitoksen on pystyttävä ohjaamaan suoraan liittymispisteeseen syötettyä ja liittymispisteestä otettua loistehoa. Vakioloistehosäädössä lois-

tehon on saavutettava tavoitearvonsa 10 sekunnin kuluessa säädön asettelun muutoksesta ja säädön tarkkuuden tulee olla vähintään 1 MVAr mitattuna liittymispisteestä. Säädön asetteluarvot tulee määrittää voimalaitoksen loistehokapasiteetin rajaamalle alueelle. [1, s. 81]

Vakiotehokerroinsäädön avulla voimalaitoksen on pystyttävä ohjaamaan suoraan liittymispisteen tehokerrointa. D-tyypin suuntaajakytketyille voimalaitoksille tehokertoimen säätöalueen tulee olla vähintään välillä $0{,}95_{ind} - 0{,}95_{kap}$. Vakiotehokerroinsäädön minimitarkkuudeksi liittymispisteessä on määritelty 0,01 ja tehokertoimen tavoitearvon saavuttamisajaksi muutoksen jälkeen enintään 10 sekuntia. [1, s. 81]

3.2 Tuulivoimalaitoksen mallinnus- ja simulointivaatimukset

Fingrid on määritellyt VJV:ssä vaatimukset koskien voimalaitoksen ominaisuuksia ja toimintaa todentavia simulointeja ja laskelmia. Tyypin D suuntaajakytketystä voimalaitoksesta on toimitettava loistehokapasiteetti-, tehonjako-, vikavirta- ja dynamiikkalaskelmat VJV-todentamisprosessin vaiheessa 1. Lisäksi laskelmissa käytettävät laskenta-/simulointimallit on toimitettava laskelmien yhteydessä. Dynamiikkalaskelmien tulokset todennetaan vertaamalla niitä VJV-todentamisprosessin vaiheessa 2 suoritettavien käyttöönottokokeiden tuloksiin. [1]

Loistehokapasiteetti-, tehonjako- ja vikavirtalaskelmien verkkomallit ovat staattisia ja ne voidaankin toteuttaa useilla eri ohjelmistoilla. Tyypillisiä ohjelmistoja näiden laskelmien tekemiseen ovat esimerkiksi Neplan ja DIgSILENT PowerFactory. Dynamiikkalaskelmien osalta Fingridin ohjeistus on suorittaa laskelmat rinnakkain sekä PSS®E- että PSCAD-ohjelmistoilla [33]. Myös muiden ohjelmistojen käyttö dynamiikkalaskelmissa on mahdollista, mikäli käytetyistä malleista toimitetaan yksityiskohtainen lohkokaaviokuvaus parametreineen ja mallit ovat standardien IEC tai IEEE mukaisia [1, s. 91]. Tässä työssä VJV:n mukaiset dynaamiset tarkastelut tehdään PSCAD-ohjelmistolla.

PSCAD-ohjelmistolla tulee suorittaa VJV:n mukaiset dynaamiset tarkastelut. Vaadittavia dynaamisia tarkasteluja ovat lähivikakestoisuutta todentavat jännitehäiriösimuloinnit sekä voimalaitoksen jännitteensäätökykyä testaavat jännitteensäädön askelvastelaskelmat. Lisäksi Fingrid on määrittänyt erityistarkasteluvaatimukset D-tyypin suuntaajakytketyille voimalaitoksille, mikäli voimalaitos sijaitsee Fingridin sarjakompensoidun verkon läheisyydessä. [1]

3.2.1 PSCAD-simulointiohjelmisto

PSCAD on vuonna 1993 julkaistu Manitoba Hydro International Ltd:n (MHI) omistama sähköverkon ilmiöiden mallintamiseen tarkoitettu simulointiohjelmisto. Ohjelmisto soveltuu etenkin nopeiden ja yksityiskohtaisten verkon muutosilmiöiden tarkasteluun. Laajojen verkkojen staattiseen mallintamiseen ohjelmisto ei sovellu, sillä PSCAD ei sisällä tehonjakolaskenta ominaisuutta, vaan käyttäjän on laskettava tehonjako itse ja syötettävä tehonjaosta saatavat alkutilan arvot itse PSCAD-ohjelmistoon. PSCAD sisältää graafisen käyttöliittymän, jossa verkko on mahdollista rakentaa sekä kolmivaiheverkkona että kolmivaiheisesta verkosta muodostettuna yksiviivaesityksenä. Lisäksi käyttöliittymän kautta käyttäjä voi muuttaa verkon muuttujien arvoja myös simuloinnin aikana. PSCADin komponenttikirjasto sisältää geneeriset mallit lähes kaikista sähköverkoista käytetyistä komponenteista sekä valmiita yleisiä esimerkkimalleja myös erityyppisistä voimalaitoksista. [34]

3.2.2 Vaatimukset PSCAD simulointimallille

Fingrid on määritellyt vaatimukset suuntaajakytkettyjen tuulivoimalaitosten PSCAD-simulointimalleille ohjeessa ”Modelling instruction for PSS/E and PSCAD models”. Ohje sisältää vaatimuksia mallin rakenteeseen, toiminnallisuuksiin ja käytettävyyteen liittyen. [33]

Tuulivoimalaitoksen verkkomallin rakenteen vaatimuksena on, että malli sisältää kaikki voimalaitoksen toimintaan vaikuttavat komponentit ja komponentit on esitettävä mallissa aggregoituina. Aggregointi tarkoittaa useiden samanlaisten komponenttien kuvaamista yksittäisenä ekvivalenttikytkentänä. Tuulivoimalageneraattoreista muodostetaan yksittäinen ekvivalenttigeneraattori, voimalamuuntajista yksittäinen ekvivalenttimuuntaja ja sisäverkon kaikista kaapeleista yhden kaapelin ekvivalenttikytkentä. Mikäli voimalaitoksessa on päämuuntajia enemmän kuin yksi on ne mallinnettava erikseen. Tällöin myös jokaisen päämuuntajan takana olevat komponentit mallinnetaan erikseen omina ekvivalenttikytkentöinään. [33] Aggregointiin perehdytään tarkemmin luvussa 4.2.

Toiminnallisuuden osalta PSCAD-verkkomallilta vaaditaan muun muassa seuraavia ominaisuuksia [33]:

- Simulointimallin tulee toimia tarkasti vähintään 10 mikrosekunnin aika-askeleella ja vähintään viiden minuutin ajan

- Mallin tulee sisältää mahdolliset kondensaattorit ja muuntajien käämikytkimet sekä näiden kytkentälogiikat
- Simuloinnin aikana jännitteen, loistehon, pätötehon ja tehokertoimen tavoitearvojen sekä lois- ja pätötehon ohjaussäädön (reactive/active power control mode) ja pätötehon muutosnopeuden tulee olla säädettävissä
- Mallin tulee sisältää ulostulosignaalit generaattoritasolla ja voimalaitostasolla pätöteholle, loisteholle, taajuudelle, jännitteelle ja virralle

Käytettävyyden osalta verkkomallin tulee olla rakennettu niin, että se voidaan liittää osaksi laajempaa verkkomallia. Tästä syystä Fingrid on määrittänyt tarkat ohjeet verkkomallin dokumentoinnille mallin käyttämiseen, toiminnallisuuteen ja sisältöön liittyen. [33]

3.2.3 Vaaditut jännitehäiriösimuloinnit

Jännitehäiriösimulointien osalta simulointivaatimukset perustuvat luvussa 3.1.2 esitettyihin lähivikavaatimuksiin. Näiden vaatimusten lisäksi VJV määrittelee lähtötiedot, joilla lähivikakestoisuutta tulee simuloida. Lähtötiedot on määritelty sen mukaan, onko liittymispisteen nimellisjännite alle vai vähintään 400 kV. [1, s. 46] Nämä jännitehäiriösimulointien lähtötiedot on esitetty taulukoissa 2 ja 3.

Taulukko 2. *Jännitehäiriösimuloinnin lähtötiedot liittymispisteen jännitteen ollessa alle 400 kV [1]*

Lähtötieto	Häiriö 1	Häiriö 2
Jännitehäiriön kesto	150 ms	250 ms
Liittymispisteen jännite häiriön aikana	0,0 pu	0,25 pu
Liittymispisteen oikosulkuteho ennen häiriötä	Normaali	Normaali
Liittymispisteen oikosulkuteho häiriön jälkeen	Minimi	Normaali

***Taulukko 3**. Jännitehäiriösimuloinnin lähtötiedot liittymispisteen jännitteen ollessa vähintään 400 kV [1]*

Lähtötieto	Häiriö 1	Häiriö 2
Jännitehäiriön kesto	200 ms	250 ms
Liittymispisteen jännite häiriön aikana	0,0 pu	0,25 pu
Liittymispisteen oikosulkuteho ennen häiriötä	Normaali	Normaali
Liittymispisteen oikosulkuteho häiriön jälkeen	Minimi	Normaali

Taulukoista 2 ja 3 huomataan, että luvussa 3.2.1 esitetyn lyhytkestoisen jännitehäiriön (≤ 200 ms) tarkastelun lisäksi Fingrid vaatii myös pitkäkestoisen (250 ms) jännitehäiriön simulointia. Lisäksi taulukoista nähdään, että liittymispisteen jännitteen ollessa vähintään 400 kV, on simuloitavan lyhytkestoisen jännitehäiriön vian kestoaika 50 ms pidempi verrattuna alempaan jännitetasoon. Molemmilla jännitetasoilla liittymispisteen jännite vian aikana asetetaan lyhytkestoisissa häiriöissä arvoon 0 ja pitkäkestoisissa häiriöissä arvoon 0,25 pu. Taulukoista huomataan myös, että liittymispisteen oikosulkuteho vaihtuu lyhytkestoisessa jännitehäiriöissä normaalista minimiin heti vian poistuttua. Simulointimallissa oikosulkuteho tulee mallintaa sähköjärjestelmän oikosulkutehoa vastaavan impedanssin avulla. Mallissa oikosulkutehoa vastaava impedanssi ja ideaalinen jännitelähde kytketään sarjaan muodostaen sijaiskytkennän voimalaitosta syöttävälle taustaverkolle. Liittymispisteen verkonhaltijan tulee toimittaa taulukoiden 1 ja 2 mukaiset oikosulkutehot simulointeja varten voimalaitoksen omistajalle. [1, s. 46]

3.2.4 Vaaditut jännitteensäätösimuloinnit

Jännitteensäätösimuloinnin tarkoituksena on testata voimalaitoksen jännitteensäätökykyä sekä kykyä reagoida jännitteen muutoksiin. Simuloinnissa voimalaitoksen liittymispisteen jännitettä säädetään askeleittain 0,01 pu:n ja 0,02 pu:n portaissa. Fingridin määrittämät tarkasteltavat liittymispisteen jännitteen muutokset ovat [35]:

- 1,0 pu → 1,01 pu → 1,0 pu
- 1,0 pu → 1,02 pu → 1,0 pu
- 1,0 pu → 0,99 pu → 1,0 pu
- 1,0 pu → 0,98 pu → 1,0 pu

Liittymispisteen jännitteen muutokset tulee simuloinnissa toteuttaa syöttävän verkon jännitettä muuttamalla. Lisäksi Fingrid on määrittänyt simulointiin asetteluarvot loistehostatiikalle ja voimalaitoksen pätöteholle. Simuloinnit tulee suorittaa loistehostatiikan asetteluarvolla 4 % ja voimaloiden tulee tuottaa mitoituspätötehoa (P_{max}) koko simuloinnin ajan. Jännitteensäädön lisäksi simuloinnissa tarkkaillaan voimalaitoksen loistehon käyttäytymistä jännitemuutoksen jälkeen. Fingrid on määrittänyt loistehovasteen nousuajalle eli kuinka nopeasti loisteho saavuttaa 90 % mitatusta loistehon kokonaismuutoksesta jännitemuutoksen jälkeen kaksi erilaista tavoiteaikaa, jotka voimalaitoksen tulee saavuttaa erillisissä simuloinneissa erilaisilla voimalaitoksen jännitteensäätöparametreilla. Toisessa simuloinnissa loistehovasteen nousuajan tulee olla 1,0±0,1 sekuntia ja toisessa 10±1 sekuntia. Loistehon nousuaika vaatimuksen lisäksi simuloinneissa loistehon askelvasteen ylitys saa olla maksimissaan 15 % mitatusta loistehon kokonaismuutoksesta ja loistehon on asetetuttava tavoitearvoonsa maksimissaan 5 sekunnin kuluessa jännitteen muutoksesta toleranssilla ±5 % loistehon tavoitearvosta. [35]

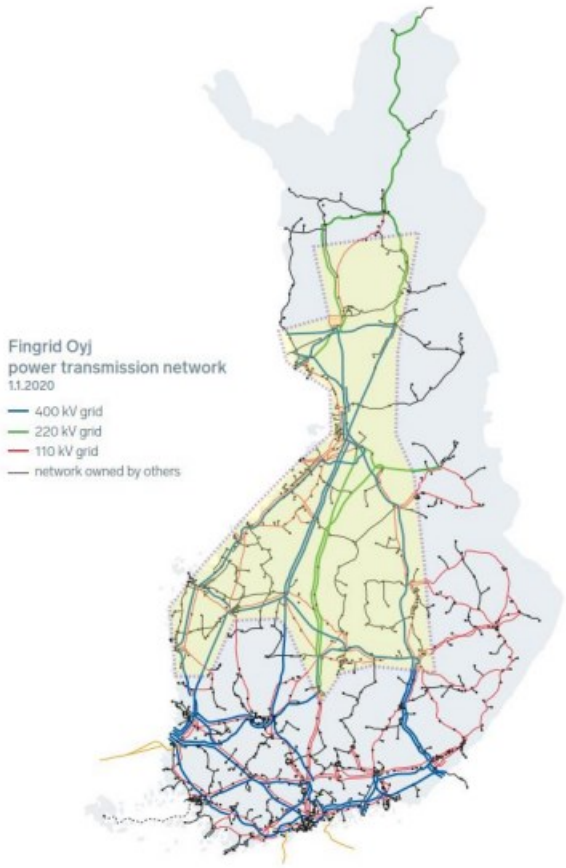
3.2.5 Erityistarkasteluvaatimukset

D-tyypin suuntaajakytkettyjen voimalaitosten erityistarkasteluvaatimusten taustalla on suuntaajakytkettyjen voimalaitosten riski joutua alisynkroniseen vuorovaikutukseen Fingridin sarjakompensoidun verkon kanssa [36]. Sarjakompensointi synnyttää luontaisesti induktiiviseen siirtoverkkoon sähköistä resonanssia alisynkronisella taajuusalueella 5–45 Hz. Nämä alisynkroniset värähtelyt ovat siirtoverkoissa hyvin vaimennettuja, mutta siirtoverkon ja suuntaajakytkettyjen tuulivoimalaitosten välinen vuorovaikutus saattaa muuttaa värähtelyt jatkuviksi ja vaimentumattomiksi. Suuntaajakytketyn tuulivoimalaitoksen sisältämät tehoelektroniikkakomponentit sekä DFIG-voimaloiden epätahtigeneraattorit saattavat alkaa syöttää verkkoon värähtelyä tukeavia tai vahvistavia alisynkronisia virtoja. [37]

Erityistarkasteluvaatimukset sisältävät mallinnus-, suojaus-, vaimennus- ja instrumentointivaatimuksia. Voimalaitos tulee suojata alisynkroniselta vuorovaikutukselta ja käytetyt suojausmenetelmät tulee todentaa tehdaskokeilla. Instrumentointivaatimusten osalta Fingrid vaatii, että voimalaitoksen tulee mitata ja tallentaa jatkuva-aikaisesti liittymispisteen vaihejännitteitä ja vaihevirtoja 1:n kHz:n näytteenotto- ja tallennustaajuudella. Mallinnusvaatimusten osalta Fingridin vaatii, että jännitehäiriö- ja jännitteensäätösimulointien lisäksi PSCAD-mallilla on suoritettava dynaaminen impedanssiskannaus. Impedanssiskannauksen tarkoituksena on tarkastella voimalaitoksen taajuusvastetta alisynk-

ronisella taajuusalueella. Impedanssiskannausta varten Fingrid toimittaa tiedon liittymispisteen passiivisesta impedanssiprofiilista alisynkronisella taajuusalueella. Fingrid vertaa voimalaitoksen impedanssiskannauksesta saatuja tuloksia Fingridin verkosta tehtyihin impedanssiskannaustuloksiin. Mikäli vertailussa huomataan, että voimalaitos ei täytä vaimennusvaatimuksia ja voimalaitoksella on vaarana joutua alisynkroniseen vuorovaikutukseen, vaaditaan voimalaitokselta vaimennussäätöjen uudelleen asettelua. [36]

Erityistarkasteluvaatimukset koskevat Fingridin sarjakompensoidun verkon alueelle liittyviä D-tyypin suuntaajakytkettyjä voimalaitoksia [36]. Tämä alue on esitetty keltaisella kuvassa 12.



Kuva 12. *Fingridin määrittämä verkkoalue, jossa voimalaitokselta vaaditaan erityistarkasteluvaatimusten suorittamista [36]*

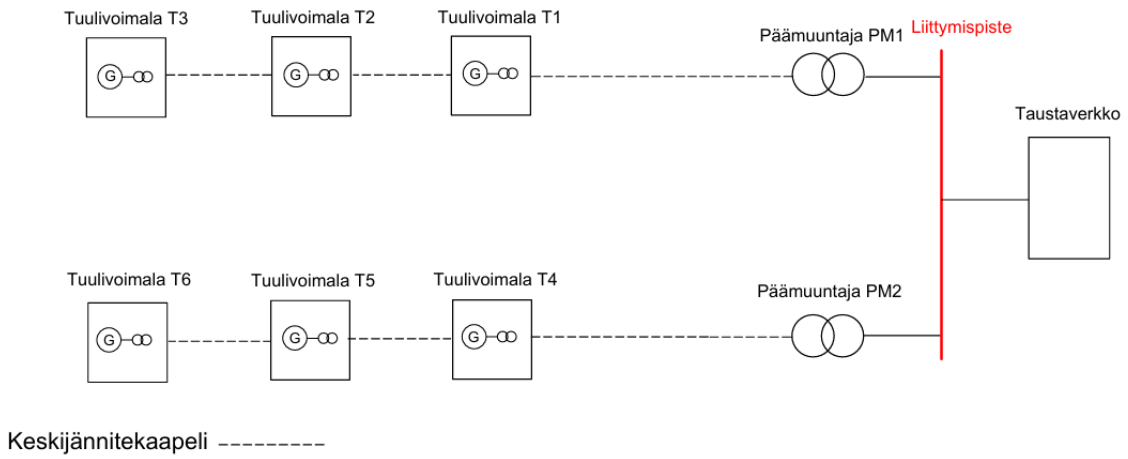
Kuvassa 12 olevan keltaisen alueen reunoilla erityistarkasteluvaatimusten tarpeellisuutta arvioidaan Fingridin toimesta tapauskohtaisesti [36]. Tässä työssä mallinnettavasta tuulivoimalaitoksesta ei ole saatavissa impedanssiskannausta varten lähtötietona tarvittavaa liittymispisteen passiivista impedanssiprofiilia alisynkronisella taajuuskaistalla, joten erityistarkasteluvaatimukset rajataan pois tämän työn simuloinneista.

4. TARKASTELTAVAN TUULIVOIMALAITOKSEN PSCAD-SIMULOINTIMALLI

Tässä työssä tuulivoimalaitoksen VJV:n mukaiset tarkastelut suoritetaan PSCAD-simulointiohjelmiston versiolla 5.0.2. Tarkasteluja varten PSCAD-ohjelmistoon luodaan tuulivoimalaitoksen todellista toimintaa mahdollisimman todenmukaisesti kuvaava voimalaitoksen aggregoitu eli ekvivalenttinen malli. Tämän luvun alussa esitetään työssä mallinnettava tuulivoimalaitos ja sen sisältämät simulointimallin kannalta oleelliset komponentit lähtötietoineen. Lähtötietojen perusteella komponenteille määritetään PSCAD-simulointimallissa tarvittavat aggregoidut parametrit. Luvun toisessa osassa esitetään työn tuulivoimalaitoksesta luodun PSCAD-simulointimallin sisältämien komponenttien mallintaminen ohjelmistossa. Tässä osassa käydään myös läpi simulointimallin ja sen komponenttien ominaisuuksia sekä valmisteluja luvussa 5 suoritettavia jännitehäiriö- ja jännitteensäätötarkasteluja varten.

4.1 Mallinnettava tuulivoimalaitos ja parametrit

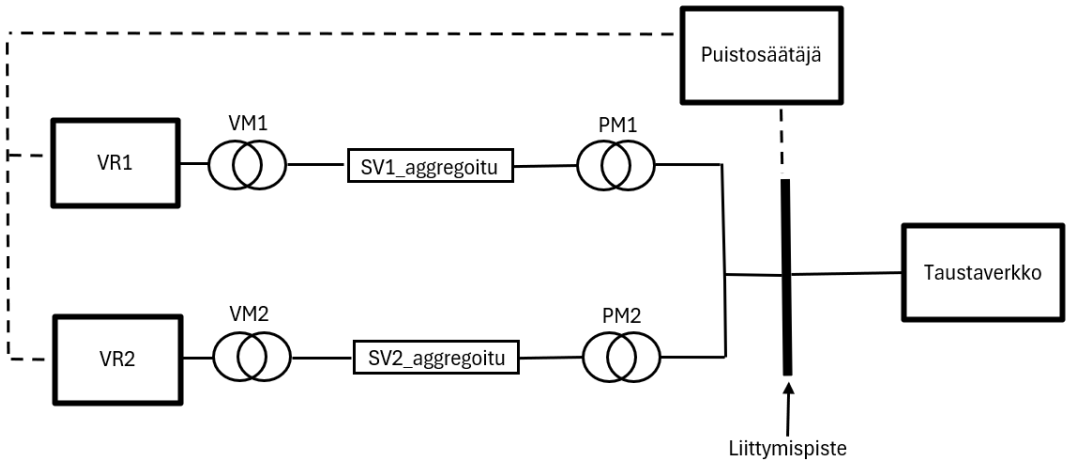
Tässä työssä mallinnettava tuulivoimalaitos koostuu kuudesta täyssuuntaajakytketystä muuttuvanopeuksisesta tuulivoimalasta (tyyppi 4). Tuulivoimalaitoksen sähköasema sisältää kaksi päämuuntajaa, joiden kummankin perään on kytketty kolmesta tuulivoimalasta koostuva voimalaryhmä. Molempien voimalaryhmien kytkeminen sähköasemalle on toteutettu ketjuttamalla eli voimalaryhmän viimeinen voimala on kytketty keskimmäiseen, keskimmäinen voimala ensimmäiseen ja ensimmäinen voimala sähköaseman keskijännitekojeistoon. Voimaloiden kytkentä toisiinsa ja sähköasemaan on toteutettu maakaapeloinnilla. Tuulivoimalaitoksen verkko sisältää kolme eri jännitetasoa. Suurjännitteinen käyttöjännite on 118 kV, keskijännite 33 kV ja pienjännite 0,72 kV. Voimalaitoksen liittymispiste 118 kV:n verkkoon sijaitsee päämuuntajien yläjännitepuolen liittimissä. Mallinnettavan tuulivoimalaitoksen verkkotopologia on esitetty kuvassa 13.



Kuva 13. *Mallinnettavan tuulivoimalaitoksen verkkotopologia*

Tuulivoimalaitoksen jokaisen yksittäisen tuulivoimalan maksimipätötehon tuotanto on 6,4 MW ja loistehokapasiteetti 2,691 / -1,816 MVAr. Lisäksi jokainen voimala sisältää nimellisteholtaan 7,5 MVA suuruisen voimalamuuntajan, joka muuttaa keskijännitteen generaattorille sopivaksi pienjännitteeksi nimellisellä muuntosuhteella 33/0,72 kV. Voimalaitoksen päämuuntajien nimellisteho on 25 MVA ja nimellinen muuntosuhde 118/33 kV.

VJV:n vaatimusten mukaisesti tuulivoimalaitos tulee esittää simulointimallissa aggregoituna mallina. Tämän työn aggregoidun simulointimallin pääkomponentteja ja topologiaa on havainnollistettu kuvassa 14.



Kuva 14. *Tuulivoimalaitoksen PSCAD-mallin topologia*

Kuvasta 14 huomataan, että tässä työssä simuloitavan tuulivoimalaitoksen kolmesta voimalasta koostuvat tuulivoimalaryhmät aggregoidaan kahdeksi tuulivoimalamalliksi (”VR1” ja VR2”) ja kahdeksi aggregoiduksi voimalamuuntajaksi (”VM1” ja VM2”). Päämuuntajat (”PM1” ja ”PM2”) mallinnetaan VJV:n vaatimuksen mukaisesti erikseen ja päämuuntajien perässä oleva kaapeliverkko aggregoidaan yksittäisiksi kaapeleiksi

(”SV1_aggregoitu” ja ”SV2_aggregoitu”). PSCAD-simulointimallia varten kuvan 14 mukaisille komponenteille tulee määrittää parametrit tuulivoimalaitoksen todellisten komponenttien lähtötietojen perusteella.

4.1.1 Taustaverkon parametrit

VJV:n vaatimusten mukaisesti työn 118 kV:n taustaverkko mallinnetaan ideaalisen jännitelähteen ja taustaverkon oikosulkuimpedanssin avulla verkon eri tilanteissa. Tämän työn PSCAD-simulointimalliin syötetään taustaverkon eri tilanteiden oikosulkuimpedanssia vastaavat oikosulkusuhde (*SCR*, short-circuit ratio) ja *X/R*-suhde, joiden perusteella malli laskee arvot oikosulkuresistanssille ja oikosulkureaktanssille. Oikosulkusuhteella tarkoitetaan tässä työssä taustaverkon oikosulkutehon ja taustaverkkoa kuormittavan suuntaajakytketyn voimalaitoksen mitoituspätötehon välistä suhdetta ja se toimii eräänlaisena mittarina sähköjärjestelmän ”vahvuudelle” voimalaitoksen liittymispisteessä. Sähköjärjestelmän vahvuudella tarkoitetaan taustaverkon kykyä reagoida suuntaajakytketyssä voimalaitoksessa tapahtuviin muutoksiin. Mitä suurempi oikosulkusuhteen arvo on, sitä vähemmän voimalaitoksessa tapahtuvat muutokset vaikuttavat taustaverkkoon. Tyypillisesti oikosulkusuhteen arvon ollessa alle kolme sähköjärjestelmä luokitellaan heikoksi verkoksi, sillä voimalaitoksessa tapahtuvat muutokset aiheuttavat herkästi ongelmia taustaverkossa. Vastaavasti oikosulkusuhteen arvon ollessa vähintään kolme puhutaan vahvasta verkosta, ja tällöin muutokset voimalaitoksessa eivät yleensä aiheuta ongelmia taustaverkolle. [38]

Tämän työn taustaverkon lähtöarvoina toimivat taustaverkon oikosulkuvirrat, oikosulkuresistanssit ja oikosulkureaktanssit verkon eri tilanteissa. Työn PSCAD-malliin tulee kuitenkin syöttää taustaverkon tietoina oikosulkusuhde (*SCR*) ja *X/R*-suhde, joten nämä parametrit tulee määrittää lähtöarvojen perusteella. Oikosulkusuhde määritellään taustaverkon oikosulkutehon ja voimalaitoksen mitoituspätötehon suhteena kaavan 1 mukaisesti.

$$SCR = \frac{S_k}{P_{max}}, \tag{1}$$

jossa S_k on taustaverkon oikosulkuteho ja P_{max} voimalaitoksen mitoituspätöteho. Sijoittamalla $S = \sqrt{3}UI$ kaavaan (1) saadaan taustaverkon oikosulkusuhteelle johdettua kaava

$$SCR = \frac{\sqrt{3}U_n I_k}{P_{max}}, \tag{2}$$

jossa U_n on taustaverkon nimellinen käyttöjännite liittymispisteessä ja I_k on taustaverkon oikosulkuvirta. Taustaverkon *X/R*-suhde saadaan laskettua suoraan lähtötietoina olevien oikosulkureaktanssin *X* ja oikosulkuresistanssin *R* välisenä suhteena. Taustaverkon lähtötiedot ja lasketut parametrit verkon eri tilanteissa on esitetty taulukossa 4.

Taulukko 4. *Taustaverkon parametrit*

Verkon tilanne	I_k (kA)	*R* (Ω)	*X* (jΩ)	X/R	SCR
Normaali	7,40	1,90	9,00	4,74	39,39
Minimi	2,60	5,60	25,60	4,57	13,84
VCSCR	-	-	-	4,50	33,90 (VCSCR)

Taulukon 4 mukaisesti oikosulkuvirran arvo 7,40 kA kuvaa taustaverkon normaalitilannetta ja arvo 2,60 kA minimitilannetta. Näiden tilanteiden *SCR*-arvot on laskettu kaavan 2 mukaisesti käyttämällä jännitteen U_n arvona taustaverkon nimellistä käyttöjännitettä 118 kV. Normaali- ja minimitilanteiden *X/R*-suhteen arvo on laskettu jakamalla oikosulkureaktanssi *X* oikosulkuresistanssilla *R*. Taulukon 4 mukaisia VCSCR (Voltage Controller Short-Circuit Ratio) arvoja käytetään mallintamaan taustaverkkoa jännitteensäätösimuloinneissa perustuen Fingridin VJV:tä täydentävään ohjeeseen ”Guidance on ESCR values and voltage control tuning of converter connected generation” [35]. VCSCR on eräänlainen ekvivalenttinen oikosulkusuhde, joka ottaa huomioon myös kaikki muut samaan sähköjärjestelmään liitetyt suuntaajakytketyt voimalaitokset ja näiden vaikutukset taustaverkon oikosulkusuhteeseen tarkasteltavan voimalaitoksen liittymispisteessä [35]. VCSCR-arvo voidaan määrittää kaavalla

$$VCSCR = \frac{S_i}{P_i + \sum(WPIF_{ji} * P_j)}, \tag{3}$$

jossa S_i on taustaverkon oikosulkuteho tarkasteltavan voimalaitoksen liittymispisteessä, P_i on tarkasteltavan voimalaitoksen maksimipätöteho, P_j on toisen samassa sähköjärjestelmässä olevan suuntaajakytketyn voimalaitoksen maksimipätöteho ja $WPIF_{ji}$ (Wind Power Interaction Factor) on tarkasteltavan voimalaitoksen ja toisen voimalaitoksen välistä vuorovaikutusta kuvaava kerroin. Kertoimen suuruus riippuu voimalaitoksen sähköisestä läheisyydestä tarkasteltavaan voimalaitokseen nähden. Kerroin voidaan määrittää tehonjakosimulointien avulla, joissa tarkasteltavan voimalaitoksen jännitettä muutetaan, ja seurataan kuinka paljon muutos vaikuttaa toisen voimalaitoksen jännitteeseen. [39] Simulointitulosten avulla kertoimen $WPIF_{ji}$ arvo saadaan laskettua kaavalla

$$WPIF_{ji} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i}, \tag{4}$$

jossa ΔV_j on voimalaitoksen j jännitteenmuutos ja ΔV_i on tarkasteltavan voimalaitoksen i jännitteenmuutos. Kaavoista 3 ja 4 huomataan, että kaikkien *WPIF*-kertoimien ja samalla VCSCR-arvon määrittäminen vaatii koko tarkasteltavan sähköjärjestelmän ja sen sisältämien suuntaajakytkettyjen voimalaitosten mallintamista samaan verkkomalliin. Tästä syystä vastuu VCSCR-arvojen laskemisesta on Fingridillä. Fingrid määrittää tarkasteltavalle voimalaitokselle VCSCR-arvon ja toimittaa sen lähtötietona voimalaitoksen jännitteensäätösimulointeja varten. [39] Myöskään tässä työssä käytettävää taulukon 4 mukaista VCSCR-arvoa ei ole määritetty itse, vaan se toimii työn lähtötietona.

4.1.2 Päämuuntajien parametrit

Mallinnettava tuulivoimalaitos sisältää kaksi identtistä päämuuntajaa (”PM1” ja ”PM2”). Päämuuntajien osalta PSCAD-mallissa tarvittavia parametreja ovat päämuuntajan nimellisteho, kytkentäryhmä, nimellinen muuntosuhde, oikosulkuimpedanssi sekä kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviöt. Muuntajan kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviöt syötetään PSCAD-malliin suhteellisuusarvoina, jotka saadaan laskettua jakamalla tarkasteltavan häviön kilowatteina oleva lähtöarvo muuntajan nimellisteholla. Päämuuntajien parametrit on esitetty taulukossa 5.

Taulukko 5. *Päämuuntajien parametrit*

S_n (MVA)	U_{n1} (kV)	U_{n2} (kV)	Z_k (%)	P_k (kW)	P_k (pu)	P_0 (kW)	P_0 (pu)	Kytkentäryhmä
25	118	33	10	109	0,00436	14,5	0,00058	YNd11

Taulukossa 5 esitettyjen parametrien lisäksi päämuuntajat sisältävät käämikytkimen, jonka porrastus on ±9x1,67 % muuntajan yläjännitepuolen nimellisjännitteestä U_{n1}. Käämikytkimen avulla päämuuntajat säätävät alajännitepuolen jännitettä U_{n2} pyrkien pitämään sen arvossa 33 kV toleranssilla ±1,25 %.

VJV:n mukaisen loistehokapasiteettivaatimuksen täyttämiseksi mallinnettava tuulivoimalaitos sisältää yhden nimellisteholtaan 3,4 MVAr suuruisen estokelakondensaattorin loistehonkompensointia varten. PSCAD-mallissa kondensaattori mallinnetaan toisen päämuuntajan (”PM2”) yhteyteen. VJV:n vaatimusten mukaan kondensaattorin kiinnikytkennän raja-arvo tulee määrittää välille 60–80 % voimalaitoksen maksimipätötehosta ja irtikytkennän raja-arvo välille 20–40 % maksimipätötehosta. Tämän työn voimalaitoksen kiinnikytkennän raja-arvoksi on määritelty 80 % ja irtikytkennän 40 % voimalaitoksen maksimipätötehosta.

4.1.3 Sisäverkon parametrit

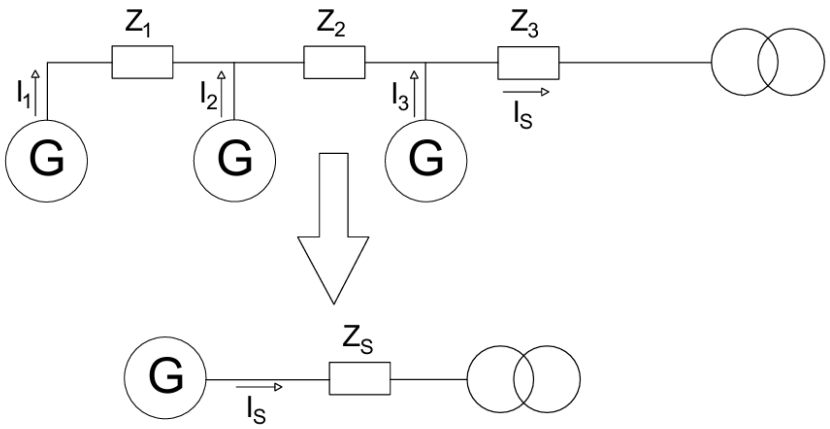
Mallinnettavan tuulivoimalaitoksen sisäinen keskijänniteverkko käsittää tuulivoimaloiden ja päämuuntajien väliset kaapeloinnit kuvan 13 verkkotopologian mukaisesti. Sisäverkon keskijännitekaapeleiden lähtötietoina toimivat kaapelityypit, kaapeliyhteyksien pituudet sekä kaapelien resistanssit, reaktanssit ja kapasitanssit on esitetty taulukossa 6.

Taulukko 6. *Sisäverkon kaapeleiden lähtötiedot*

Mistä	Mihin	Kaapelityyppi	Pituus (km)	*R (Ω/km)*	*X (Ω/km)*	*C (μF/km)*
PM1	T1	AHXAMK-W 3x1x630	4,85	0,057	0,097	0,32
T1	T2	AHXAMK-W 3x300	1,34	0,120	0,110	0,24
T2	T3	AHXAMK-W 3x150	0,78	0,240	0,126	0,18
PM2	T4	AHXAMK-W 3x1x630	6,73	0,057	0,097	0,32
T4	T5	AHXAMK-W 3x300	0,98	0,120	0,110	0,24
T5	T6	AHXAMK-W 3x150	1,02	0,240	0,126	0,18

PSCAD-mallissa sisäverkon keskijännitekaapelit mallinnetaan kuvan 14 mukaisesti ekvivalenttikytkentöinä ”SV1_aggregoitu” ja ”SV2_aggregoitu”. Aggregoitu kaapeli ”SV1_aggregoitu” sisältää päämuuntajan ”PM1” perässä olevan kaapeliverkon ja vastaavasti aggregoitu kaapeli ”SV2_aggregoitu” koostuu päämuuntajan ”PM2” perässä olevasta kaapeliverkosta. PSCAD-malliin syötetään parametreina aggregoidun kaapeliverkon resistanssi, reaktanssi ja suskeptanssi. Toisin sanoen päämuuntajien perässä olevat kaapeliverkot esitetään aggregoidussa mallissa kaapeliverkkojen ekvivalenttisina impedanssein ja suskeptansseina.

Sisäverkon kaapeleiden ekvivalenttisen impedanssin muodostamisessa käytetään oletusta, että jokainen voimala syöttää verkkoon samansuuruista virtaa. Tämän oletuksen perusteella yksittäisen päämuuntajan perässä olevalle kaapeliverkolle saadaan muodostettua kuvan 15 mukainen kytkentäkaavio, jossa ekvivalenttivirta I_s on samansuuruisten osavirtojen I_1, I_2 ja I_3 summa ja Z_s on kaapeliverkon ekvivalenttinen impedanssi. [40]



Kuva 15. *Ketjutetun voimalaryhmän aggregointi. Muokattu lähteestä [40]*

Hyödyntämällä edellä mainittua oletusta ($I_1 = I_2 = I_3 = I$) voidaan jännitteenalenemat kuvan 15 mukaisten impedanssien yli esittää yhtälöillä:

$$\Delta V_{Z1} = IZ_1 \tag{5}$$

$$\Delta V_{Z2} = 2IZ_2 \tag{6}$$

$$\Delta V_{Z3} = 3IZ_3 \tag{7}$$

$$\Delta V_{Zs} = I_s Z_s \tag{8}$$

Vastaavasti hyödyntämällä kaavoja 3–6 voidaan tehohäviöt kaapeliväleillä esittää yhtälöillä:

$$S_{Z1} = \Delta V_{Z1} I = I^2 Z_1 \tag{9}$$

$$S_{Z2} = \Delta V_{Z2} 2I = 2^2 I^2 Z_2 \tag{10}$$

$$S_{Z3} = \Delta V_{Z3} 3I = 3^2 I^2 Z_3 \tag{11}$$

$$S_{Zs} = \Delta V_{zs} I_s = I_s^2 Z_s \tag{12}$$

Ekvivalenttisen kaapelivälin tehohäviö S_{Zs} voidaan esittää myös osatehohäviöiden S_{Z1}, S_{Z2} ja S_{Z3} summana, jolloin sille saadaan yhtälö:

$$S_{Zs} = S_{Z1} + S_{Z2} + S_{Z3} = I^2(Z_1 + 2^2 Z_2 + 3^2 Z_3) \tag{13}$$

Yhdistämällä kaavat (10) ja (11) sekä sijoittamalla $I_s = 3I$ saadaan ekvivalenttiselle impedanssille johdettua kaava

$$Z_s = \frac{Z_1 + 2^2 Z_2 + 3^2 Z_3}{3^2}, \tag{14}$$

joka voidaan esittää myös yleisessä muodossa

$$Z_{ekv} = \frac{\sum_{m=1}^{n} m^2 Z_m}{n^2}, \tag{15}$$

jossa *n* on tuulivoimaloiden lukumäärä ketjussa, m on voimalan indeksi ketjussa ja Z_m on tarkasteltavan kaapelivälin impedanssi. [40]

Kaapeliverkon ekvivalenttisen susceptanssin laskennassa oletetaan, että keskijännite-verkon jännitteet ovat arvossa 33 kV koko verkon alueella. Lisäksi susceptanssin oletetaan käyttäytyvän siirtojohdon π-sijaiskytkennän mukaisesti, jolloin kaapelin susceptanssi jakautuu tasaisesti kaapelin alku- ja loppupään kesken. Oletuksen perusteella verkon ekvivalenttinen susceptanssi voidaan laskea verkon kaapeleiden susceptanssien summana kaavalla

$$B_{ekv} = \sum_{i=1}^{n} B_i, \tag{16}$$

jossa n on kaapeleiden lukumäärä ja B_i on yksittäisten kaapeleiden suspektanssi aggregoitavassa kaapeliverkossa. [40] Kaapeleiden susceptanssit saadaan laskettua taulukon 6 mukaisten kapasitanssien avulla kaavalla

$$B = 2\pi f C, \tag{17}$$

jossa *C* on kaapelin kapasitanssi ja *f on* verkon taajuus.

Taulukossa 7 on esitetty sisäverkon aggregoitujen kaapeliryhmien ”SV1_aggregoitu” ja ”SV2_aggregoitu” lasketut ekvivalenttiset resistanssit, reaktanssit ja susceptanssit. Ekvivalenttiset resistanssit ja reaktanssit on laskettu kaavalla (13) ja susceptanssit kaavalla (15).

Taulukko 7. *Sisäverkon kaapeleiden lasketut parametrit*

	R (Ω)	***X (Ω)***	***B (μS)***	***R (pu)***	***X (pu)***	***B (pu)***
SV1_aggregoitu	0,368717	0,548714	632,717	0,033858	0,050387	0,006890
SV2_aggregoitu	0,463077	0,717564	808,143	0,042523	0,065892	0,008801

Kaapeliryhmien aggregoidut parametrit syötetään PSCAD-malliin suhteellisuusarvoina. Taulukossa 7 esitetyt resistanssin ja reaktanssin suhteellisuusarvot on laskettu jakamalla niiden todelliset arvot perusimpedanssilla, joka määritetään kaavalla

$$Z_b = \frac{U_b^2}{S_b}, \tag{18}$$

jossa U_b on valitun jännitetason jännitteen perusarvo ja S_b on perusteho. Sisäverkon kaapeleiden aggregoitujen parametrien laskennassa jännitteen perusarvona on käytetty

arvoa 33 kV ja perustehona arvoa 100 MVA. Suskeptanssien suhteellisuusarvot on laskettu jakamalla todelliset suskeptanssien arvot perusadmittanssilla Y_b, joka määritetään perusimpedanssin käänteislukuna.

4.1.4 Generaattoreiden ja voimalamuuntajien parametrit

Mallinnettavan tuulivoimalaitoksen jokainen tuulivoimala sisältää nimellispätöteholtaan 6,4 MW:n kestomagneettitahtigeneraattorin (Permanent Magnet Synchronous generator, PMSG), joka on kytketty täysin suuntaajien välityksellä nimellisteholtaan 7,5 MVA:n suuruiseen voimalamuuntajaan. Kuvan 14 mukaisesti työn PSCAD-simulointimalli sisältää kaksi kolmesta voimalasta koostuvaa ekvivalenttista tuulivoimalamallia (”VR1” ja ”VR2”) sisältäen generaattoreiden mallit sekä kaksi aggregoitua voimalamuuntajaa (”VM1” ja ”VM2”). Generaattoreiden osalta malliin syötettävät parametrit on esitetty taulukossa 8.

Taulukko 8. *PSCAD-malliin syötettävät generaattoreiden lähtötiedot*

P_{max} (MW)	Q_{ind} (MVAr)	Q_{kap}(MVAr)	Tuulivoimaloiden lukumäärä ryhmässä
6,4	2,691	-1,861	3

Taulukosta 8 huomataan, että ekvivalenttiseen tuulivoimalamalliin syötetään yksittäisen generaattorin maksimipätöteho (P_{max}) ja maksimiloisteho (Q_{ind} ja Q_{kap}) sekä tuulivoimaloiden lukumäärä aggregoidussa mallissa. Malli skaalaa yksittäisen generaattorin arvot automaattisesti ekvivalenttigeneraattoria vastaavaksi voimaloiden lukumäärän perusteella.

Voimalamuuntajien osalta PSCAD-mallissa tarvittavia lähtötietoja ovat muuntajan nimellisteho, muuntosuhde, oikosulkuimpedanssi, kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviöt sekä kytkentäryhmä. Taulukossa 9 on esitetty yksittäisen voimalamuuntajan lähtötiedot.

Taulukko 9. *Voimalamuuntajien lähtötiedot*

S_n (MVA)	U_{n1} (kV)	U_{n2} (kV)	Z_k (%)	P_k (kW)	P_0 (kW)	Kytkentäryhmä
7,5	33	0,72	10,6	64,83	7,5	Dyn11

Simulointimallin kolmesta voimalamuuntajasta koostuvat aggregoidut voimalamuuntajat saadaan muodostettua kertomalla yksittäisen muuntajan nimellisteho aggregoitavien muuntajien lukumäärällä. Aggregoidun voimalamuuntajan oikosulkuimpedanssina sekä

kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviöinä käytetään yksittäisen muuntajan lähtötietoja suhteellisuusarvoiksi muutettuina. Suhteellisuusarvot saadaan määritettyä jakamalla edellä mainittujen parametrien todelliset arvot yksittäisen voimalamuuntajan nimellisteholla. Aggregoitujen voimalamuuntajien lasketut parametrit on esitetty taulukossa 10.

Taulukko 10. *Aggregoitujen voimalamuuntajien parametrit*

S_n (MVA)	U_{n1} (kV)	U_{n2} (kV)	Z_k (pu)	P_k (pu)	P_0 (pu)	Kytkentäryhmä
22,5	33	0,72	0,106	0,008644	0,001	Dyn11

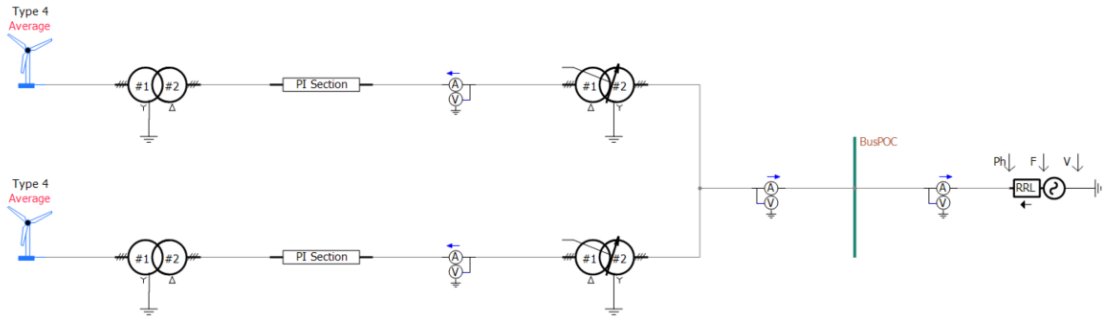
4.2 PSCAD-simulointimalli

VJV:ssä määritetyn vaatimuksen mukaisesti PSCAD-simulointimallin tulee olla riittävän yksityiskohtainen, jotta sen avulla pystytään todentamaan voimalaitoksen todenmukainen toiminta [36]. Mallin tulee sisältää yksityiskohtainen tuulivoimalamalli suojaus- ja ohjausjärjestelmineen, puistosäätäjän malli, taustaverkon malli sekä sisäverkon mallintaminen sisältäen päämuuntajat, kaapeloinnin ja loistehonkompensointilaitteet [36].

Tämän työn PSCAD-tuulivoimalamallina käytetään erään tuulivoimalatoimittajan rakentamaa voimalamallia, jonka ominaisuudet ja toiminnallisuudet on määritetty todellisten tuulivoimalaitosprojektien VJV-tarkastelujen läpiviemiseksi. PSCAD:n kirjastosta löytyy myös valmiita tuulivoimalamalleja, mutta ne eivät ole riittävän yksityiskohtaisia VJV:n mukaisten simulointien toteuttamiseen. Voimalatoimittajan PSCAD-voimalamalli sisältää voimalan komponenttien, toiminnallisuuden sekä suojauksen ja ohjauksen mallintamisen. Käyttäjän vastuulla on syöttää malliin mallinnettavaa voimalaitosta vastaavat tiedot, kuten aggregoitavien voimaloiden lukumäärät, yksittäisen voimalan pätö- ja loistehot sekä suojausasettelut. Tuulivoimalatoimittajan malli sisältää tuulivoimalamallin lisäksi puistosäätäjän mallin sekä esimerkkimallit voimalaitoksen taustaverkolle ja loistehonkompensointilaitteille. Käyttäjän tulee muokata näitä esimerkkimalleja vastaamaan mallinnettavaa tuulivoimalaitosta. Lisäksi voimalatoimittajan malli sisältää erilliset asettelutiedostot voimaloiden ja puistosäätäjän parametrien arvojen määrittämiselle. Suurin osa mallin parametrien arvoista syötetään näihin asettelutiedostoihin. Asettelutiedostojen parametreille on asetettu voimalatoimittajan toimesta oletusarvot, joten tässä työssä asettelutiedostojen parametreista käsitellään vain ne, joihin on tehty muutoksia tai jotka ovat simulointien kannalta oleellisia.

Simuloitavan tuulivoimalaitoksen PSCAD-verkkomalli koostuu aggregoiduista voimalamalleista, aggregoidusta sisäverkosta, päämuuntajista, taustaverkosta, puistosäätäjästä

ja loistehon kompensointiin tarkoitetusta kondensaattorista. Kuvassa 16 on esitetty mallinnettavan tuulivoimalaitoksen verkkomalli. Kuvassa 16 esitetyssä verkkomallissa osa voimalatoimittajan malleista on jätetty pois ja osa on korvattu PSCAD:n kirjastosta löytyvillä malleilla, joten kuvassa oleva malli eroaa näiltä osin todellisesta simulointimallista.



Kuva 16. *Simuloitavan tuulivoimalaitoksen yksinkertaistettu verkkomalli*

4.2.1 Tuulivoimalamalli

Mallinnettavan tuulivoimalaitoksen tuulivoimalatyyppinä on täystehoisella suuntaajakäytöllä kytketty muuttuvanopeuksinen voimala, jonka generaattorityppinä toimii kestomagnetoitu tahtigeneraattori. Voimalan suuntaajajärjestelmä koostuu roottori- ja verkkopuolen jännitelähdesuuntaajista, joiden avulla voimalan pätötehoa ja loistehoa saadaan säädettyä nopeasti. Lisäksi suuntaajien eri puolien avulla generaattori saadaan erotettua voimalaitoksen verkkotaajuudesta, mikä mahdollistaa optimaalisen toimintapisteen käyttämisen laajalla taajuusalueella. Tässä työssä käytettävän voimalatoimittajan PSCAD-tuulivoimalamallissa voimalan turbiinin ja generaattorin välinen voimansiirto, lapakulmansäätö sekä yksityiskohtaiset generaattorin ja suuntaajien mallit on sisäänrakennettu malliin ja käyttäjä ei voi näitä tarkastella. Malliin syötetään parametreina tuulennopeus, taulukkojen 8 ja 10 mukaiset arvot generaattorin ja voimalamuuntajan parametreille sekä aggregoitavien voimaloiden lukumäärä. Malli suorittaa parametrien skaalauksen automaattisesti vastaamaan ekvivalenttista voimalamallia voimaloiden lukumäärän perusteella. Tuulennopeudeksi tässä työssä asetettiin 20 m/s, joka vastaa voimalan toimintaa maksimipätötehollaan.

Voimalamalliin on sisällytetty erilaisia suojauksia, jotta voimaloiden toimintaa voidaan simuloida erilaisissa vikatilanteissa. Malli sisältää muun muassa alijännitesuojauksen, ylijännitesuojauksen, alivirtasuojauksen, ylivirtasuojauksen sekä taajuussuojauksen. Tämän työn simulointien kannalta alijännitesuojaus on oleellinen, sillä jännitehäiriösimuloinneissa liittymispisteeseen luodaan jännitehäiriö, jonka seurauksena jännite laskee myös voimaloilla. Alijännitesuojauksen tarkoituksena on irrottaa voimala verkosta, mikäli

voimalan jännite laskee alle suojaukseen asetetun raja-arvon. VJV:n vaatimusten täyttämiseksi alijännitesuojauksessa on kuitenkin otettu huomioon FRT-ominaisuus (fault-ride through), jonka ansiosta voimala pysyy verkossa lyhytaikaisten vikojen aikana. Alijännitesuojauksen asettelut toteutetaan mallissa voimalatoimittajan asettelutiedostossa. Alijännitesuojauksen havahtumisen raja-arvoksi asetetaan 0,85 pu VJV:n vaatimuksen mukaisesti. Jännitteen laskiessa alle tämän raja-arvon suojaus aktivoituu ja voimala alkaa syöttää vikavirtaa verkkoon. Vastaavasti suojauksen poistumisen raja-arvoksi asetetaan 0,9 pu. Toisin sanoen jännitteen palautuessa vian jälkeen arvoon 0,9 pu voimala palaa normaaliin toimintaansa. Lisäksi asettelutiedostossa FRT-ominaisuus kytketään päälle ja sen maksimikestoajaksi asetetaan tässä työssä yksi sekunti. Tämä tarkoittaa, että voimalan jännitteen pysyessä raja-arvon 0,85 pu alapuolella yli sekunnin ajan voimala irtoaa verkosta.

Tuulivoimalamalliin on määritelty ulostulosignaaleja, joiden avulla tuulivoimalan käyttäytymistä voidaan seurata simulointien aikana. Voimaloista on saatavilla muun muassa seuraavat ulostulosignaalit:

- Generaattorin jännite
- Generaattorin pätötehon tuotanto
- Generaattorin loistehon tuotanto / kulutus
- Generaattorin syöttämä loisvirta
- Generaattorin syöttämä pätövirta

Ulostulosignaalit tallentavat edellä mainittujen parametrien arvot ajan funktiona koko simuloinnin ajalta. Signaaleista generaattorin syöttämä loisvirta on tärkein tämän työn simulointien kannalta, sillä jännitehäiriösimuloinneissa tarkastellaan voimalaitoksen vikavirransyöttöä voimalaitoksen liittymispisteessä tapahtuvan vian aikana.

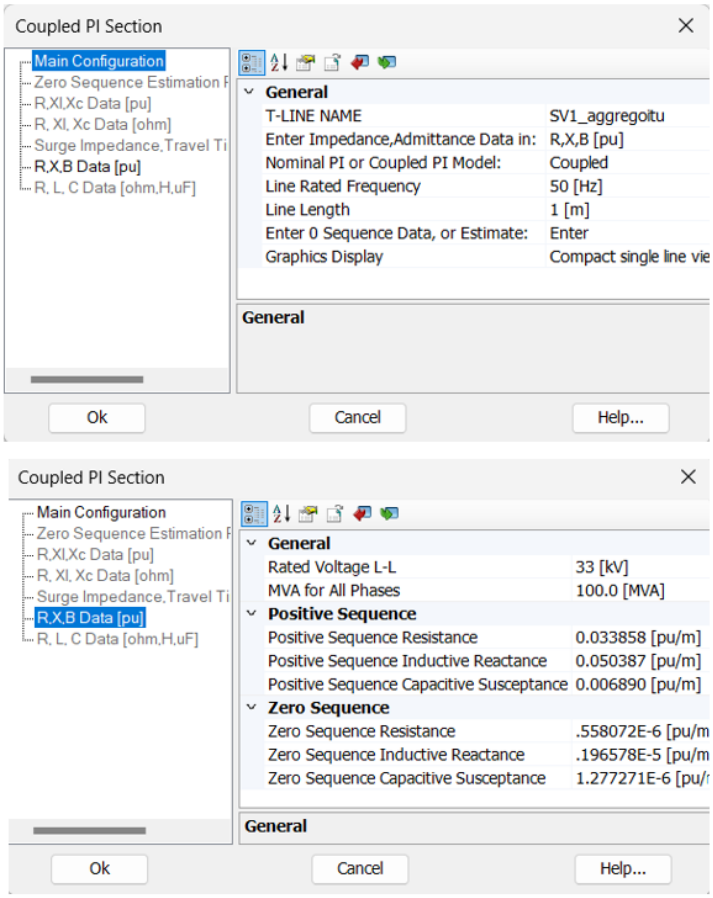
4.2.2 Taustaverkon mallintaminen

Taustaverkon mallina käytetään voimalatoimittajan voimalamalliin sisältyvää taustaverkon esimerkkimallia. Mallissa taustaverkko on mallinnettu ideaalisen jännitelähteen ja oikosulkureaktanssin sarjakytkentänä. Taustaverkkomalliin syötetään parametreina voimalaitoksen mitoitusteho, taustaverkon taajuus, taustaverkon nimellinen käyttöjännite sekä simuloinneissa tarvittavat taulukon 4 mukaiset *SCR* ja *X/R* arvot. Malli laskee *SCR* ja *X/R* arvojen perusteella arvot oikosulkureaktanssille ja oikosulkuresistanssille. Lisäksi

malli sisältää käyttöliittymän vika-asetuksille. Käyttöliittymässä voidaan määrittää vikatilanteen tyyppi ja kesto, millä ajanhetkellä vika tapahtuu, vikapaikka sekä vian aikainen liittymispisteen jännite.

4.2.3 Sisäverkon ja päämuuntajien mallintaminen

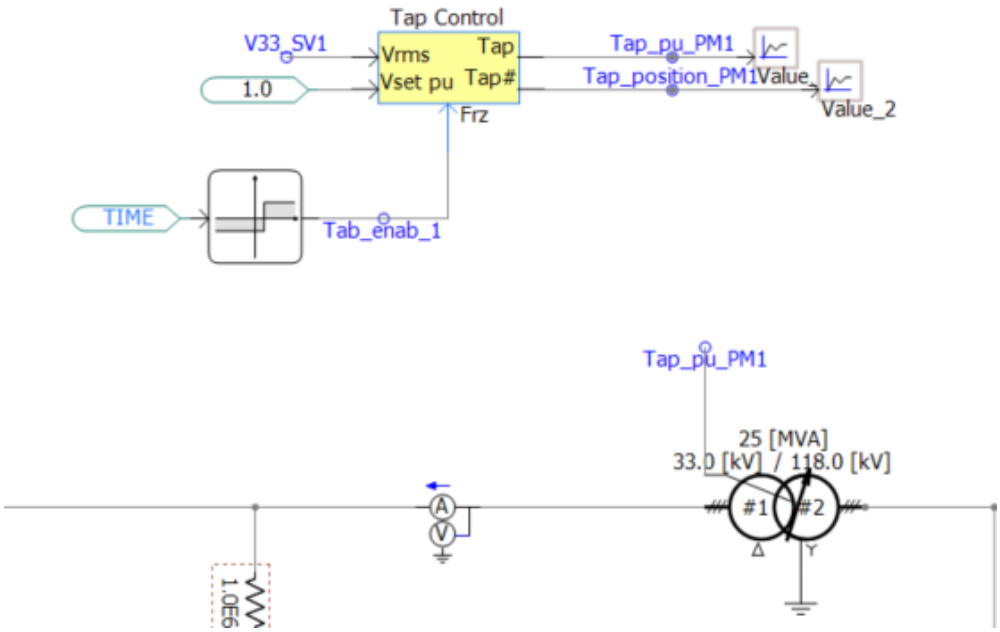
Simulointimallissa sisäverkon aggregoidut kaapeliryhmät (”SV1_aggregoitu” ja ”SV2_aggregoitu”) on mallinnettu PSCAD:n komponenttikirjaston ”Coupled PI Section” -mallilla päämuuntajien ja voimalamuuntajien väliin. Coupled PI-mallin kaapelipituudeksi asetetaan yksi metri ja malliin syötetään luvussa 4.1.3 lasketut taulukon 7 mukaiset kaapeliryhmän aggregoidut resistanssin, reaktanssin ja suskeptanssin suhteellisuusarvot. Lisäksi malliin syötetään laskennassa käytetyt perusarvot U_b = 33 kV ja S_b = 100 MVA. Kuvassa 17 on esitetty aggregoidun kaapeliryhmän (”SV1_aggregoitu”) parametrien asettaminen PSCAD:ssa.



Kuva 17. *Aggregoidun kaapeliryhmän parametrien asettaminen Coupled PI-malliin*

Simulointimallissa päämuuntajat mallinnetaan yksinkertaisella PSCAD:n komponenttikirjaston kolmivaiheisella muuntajamallilla. Malliin syötetään taulukon 5 mukaiset pää-

muuntajan parametrit sekä lisätään käämikytkin muuntajan yläjännitepuolen käämitykseen. PSCAD:n muuntajamalli ei kuitenkaan sisällä käämikytkimen toiminnallisuutta, vaan käämikytkimen toiminta on mallinnettava erikseen. Päämuuntajan käämikytkimen toiminnallisuus mallinnetaan PSCAD:n yksinkertaisen käämikytkinmallin ”TapCtrl” avulla. Päämuuntajan ja käämikytkimen mallinnus PSCAD:ssa on esitetty kuvassa 18.



Kuva 18. *Päämuuntajan ja käämikytkimen mallinnus PSCAD:ssa*

Kuvassa 18 päämuuntajan vasemmalla puolella oleva virtajännitemittari mittaa 33 kV verkon jännitettä ja tallentaa tietoa jännitteestä signaaliin ”V33_SV1”, joka on yksi käämikytkinmallin sisääntuloparametreista. Käämikytkinmallin jännitteensäätäjä vertaa signaalin ”V33_SV1” jännitettä jännitteen asetteluarvoon 33 kV (kuvassa Vset_pu = 1,0 pu) ja pyrkii tarvittaessa käämikytkimen asentoa muuttamalla säätämään sisääntulojännitteen arvoa kohti jännitteen asetteluarvoa. Käämikytkinmallin ulostulosignaali ”Tap_pu_PM1” syöttää uuden jännitteen arvon päämuuntajalle ja ulostulosignaali ”Tap_position_PM2” sisältää käämikytkimen sen hetkisen asennon. Käämikytkinmalliin on syötettävä lähtötietoina käämikytkimen keskiasento (10), käämikytkimen askeleiden lukumäärä keskiasennosta (±9), yhden askeleen vaikutus jännitteeseen suhteellisuusarvona (±0,0167 pu), jännitteen asetteluarvo (33 kV) sekä jännitteen asetteluarvon toleranssi (±1,25 %). Lisäksi malliin määritetään käämikytkimen alkutilan asento ja jännitteensäädön viive eli käämikytkimen asennon muutokseen kuluva aika. VJV:n vaatimuksissa todetaan, että simulointimallin tulee pystyä alustamaan käyttäjän määrittelemä alkutilanteen toimintapiste alle kolmessa sekunnissa ja tässä ajassa myös mallin käämikytkimien on löydettävä oikea asentonsa [33]. Tästä syystä VJV sallii simulointien alku-

tilanteiden alustamisessa käämikytkimien jännitteensäädölle pienemmän viiveen kuin todellisiin laitteisiin on aseteltu [33]. Tässä työssä käämikytkimen jännitteensäädön viiveenä on käytetty simulointien alkutilanteiden alustamisessa arvoa 0,3 sekuntia ja itse simuloinneissa arvoa 60 sekuntia.

Loistehonkompensointilaitteiden malli sisältyy voimalatoimittajan voimalamalliin. Malli sisältää oletusmallit reaktoreille ja kondensaattoreille sekä näiden ohjaukselle. Loistehonkompensointilaitteiden parametrien ja kytkentälogiikan asetteluarvot syötetään voimalatoimittajan asettelutiedostoon. Kompensointimallia muokataan vastaamaan tässä työssä mallinnettavaa voimalaitosta poistamalla mallista ylimääräiset kompensointilaitteet ja näiden ohjaussignaalit. Muokattu kompensointimalli ja sen sisältämä mallinnettavan voimalaitoksen mukainen kondensaattori mallinnetaan voimalaitoksen toisen päämuuntajan yhteyteen (kytketty mallissa päämuuntajaan PM2). Kondensaattorin nimellisteho 3,4 MVAr syötetään PSCAD-malliin. Kytkentälogiikka mallinnetaan syöttämällä asettelutiedostoon kiinni- / irtikytkennän pätötehon raja-arvoksi 0,6 pu ja hystereesikaistaksi 0,2 pu, jolloin kiinnikytkentä tapahtuu pätötehon arvossa 0,8 pu ja irtikytkentä arvossa 0,4 pu. Lisäksi Fingridin vaatimuksen mukaan loistehonkompensoinnin ohjaus ei saa perustua loistehon määrään [32]. Asettelutiedostoon asetetaan kondensaattorin kiinni- / irtikytkennän loistehon raja-arvoksi -1 pu ja hystereesikaistaksi 0 pu, jolloin loistehon määrällä ei ole merkitystä kondensaattorin kytkentälogiikkaan.

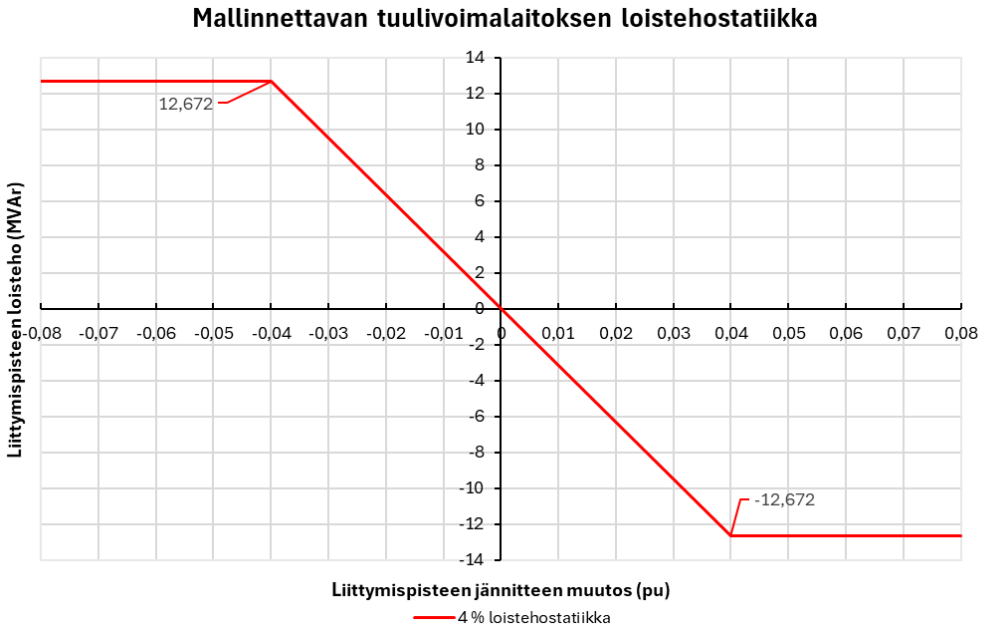
4.2.4 Puistosäätäjän malli ja parametrit

Puistosäätäjällä tarkoitetaan tässä työssä koko tuulivoimalaitosta säätävää ohjausjärjestelmää. Työn PSCAD-mallissa puistosäätäjä mittaa muun muassa jännitettä, virtaa, pätötehoa ja loistehoa voimalaitoksen liittymispisteessä. Puistosäätäjä vertaa mittaustietoja sille asetettuihin tavoitearvoihin ja pyrkii pitämään liittymispisteen parametrit tavoitearvoissa säätämällä aggregoitujen voimaloiden parametreja kuten pätötehon tuotantoa ja loistehon tuotantoa tai kulutusta. Mallissa voimalaitoksen pätöteholle, loisteholle ja jännitteelle tulee valita säätötavat, joiden perusteella liittymispisteen tavoitearvot määräytyvät.

Pätötehon osalta voimalaitokselle on puistosäätäjän mallissa valittavissa kaksi säätötapaa: suora pätötehosäätö ja taajuussäätö. Suorassa pätötehosäädössä puistosäätäjään määritetään pätötehon tavoitearvo voimalaitoksen liittymispisteessä ja säätäjä pyrkii pitämään pätötehon kyseisessä tavoitearvossa. Taajuussäädössä pätötehon tavoitearvo määräytyy liittymispisteestä mitatun taajuuden funktiona. Säätötavassa mitatun taajuuden laskiessa alle ennalta määritetyn raja-arvon, pätötehon tavoitearvo säätyy ylöspäin.

Vastaavasti taajuuden noustessa yli ennalta määritetyn tavoitearvon, pätötehon tavoitearvo pienentyy. Tämän työn simuloinneissa pätötehonsäätötapana käytetään suoraa pätötehosäätöä.

Loistehon osalta voimalaitokselle on puistosäätäjän mallissa valittavissa kolme säätötapaa: Suora loistehosäätö, tehokerroinsäätö ja jännitteensäätö. Suorassa loistehosäädössä voimalaitos pyrkii pitämään liittymispisteen loistehon ennalta määritetyssä tavoitearvossa. Tehokerroinsäädössä puistosäätäjä pyrkii pitämään liittymispisteen tehokertoimen ennalta määritetyssä tavoitearvossa säätämällä loistehon tavoitearvoa liittymispisteen pätötehon muuttuessa. Jännitteensäädössä liittymispisteen loistehon arvo määräytyy liittymispisteen jännitteen perusteella. Tässä säätötavassa liittymispisteen jännitteen arvon ollessa 1,00 pu voimalaitos ei tuota tai kuluta loistehoa liittymispisteessä eli loistehon arvo on 0 MVAr. Liittymispisteen jännitteen noustessa tai laskiessa loistehon tavoitearvo säätyy puistosäätäjälle määritetyn loistehostatiikan arvon mukaisesti. Tämän työn simuloinneissa säätötapana käytetään jännitteensäätöä 4 %:n loistehostatiikan asettelulla. Tämä tarkoittaa, että voimalaitoksen tuottaessa täyttä pätötehoa 4 %:n nousu liittymispisteen jännitteessä nostaa liittymispisteen loistehon kulutuksen vastaamaan liittymispisteen tehokerrointa 0,95. Vastaavasti 4 %:n lasku liittymispisteen jännitteessä nostaa liittymispisteen loistehon tuotannon vastaamaan liittymispisteen tehokerrointa 0,95. Tämän työn voimalaitoksen maksimipätötehon tuotanto on 38,4 MW, joten liittymispisteen tehokerrointa 0,95 vastaavaksi loistehokapasiteetiksi saadaan 12,672 / -12,672 MVAr. Kuvassa 19 on havainnollistettu 4 %:n loistehostatiikan asettelua tämän työn voimalaitoksen tapauksessa.



Kuva 19. *Mallinnettavan tuulivoimalaitoksen 4 %:n loistehostatiikka*

Kuvan 19 mukaisesti loisteho säätyy lineaarisesti loistehokapasiteetin raja-arvojen välisellä toiminta-alueella jännitteen muutoksen ollessa 0–4 % asetteluarvosta. Muutoksen ollessa suurempi kuin 4 % loisteho pysyy arvossa ±12,672 MVAr.

Puistosäätäjän parametrit määritellään voimalatoimittajan asettelutiedostoon. Asettelutiedosto sisältää useita satoja parametreja, joista suurin osa on voimalatoimittajan määrittämiä. Lisäksi monet parametreista ovat epäoleellisia tämän työn simulointien kannalta, sillä ne liittyvät esimeriksi voimalaitoksen säätötapoihin, joita ei tämän työn simuloinneissa käytetä. Taulukossa 11 on esitetty tämän työn simulointien kannalta oleelliset puistosäätäjän parametrit.

Taulukko 11. *Puistosäätäjän parametrit*

Parametri	Arvo
Liittymispisteen jännite	118 kV
Voimalaitoksen taajuus	50 Hz
Voimalaitoksen maksimipätöteho	38,4 MW
Voimalaitoksen loistehokapasiteetti	12,672 / -12,672 MVAr
Voimalaitoksen pätötehonsäätötapa	Suora pätötehosäätö
Voimalaitoksen loistehon- / jännitteensäätötapa	Jännitteensäätö (Loistehonsäätö liittymispisteen jännitteen muutoksen perusteella)
Loistehostatiikka	4 %
Loistehovasteen nousuajan tavoitearvo	1 / 10 s

Liittymispisteen tavoitearvojen määrittäminen toteutetaan PSCAD-verkkomallin puistosäätäjän mallissa. Tavoitearvot syötetään malliin suhteellisuusarvoina, joiden perusarvoina käytetään taulukon 11 mukaisia arvoja jännitteelle, loisteholle ja pätöteholle. Toisin sanoen jännitteen arvo 118 kV, pätötehon arvo 38,4 MW ja loistehon arvo 12,672 MVAr vastaavat mallissa kyseisten suureiden suhteellisuusarvoa 1,00 pu. Loistehon induktiivinen arvo -12,672 MVAr vastaa mallissa loistehon suhteellisuusarvoa -1,00 pu. Tavoitearvojen muutokset simuloinnin aikana saadaan määritettyä mallissa ennen simuloinnin suorittamista asettamalla malliin eri tavoitearvoja simuloinnin eri ajanhetkille.

Puistosäätäjän malli sisältää lisäksi liittymispisteen tavoitearvoille ja mittauksille ulostulosignaaleja, joiden avulla niiden käyttäytymistä voidaan tarkastella simuloinnin aikana ja jälkeen. Liittymispisteestä on saatavilla mallissa ulostulosignaalit jännitteen, virran, pätötehon, loistehon ja taajuuden mittauksille sekä jännitteen, pätötehon, loistehon ja tehokertoimen tavoitearvoille. Ulostulosignaaleista saadaan luotua PSCAD-ohjelmistossa kuvaajia ja signaalien sisältämät mittausdatat saadaan tallennettua mallista CSV-tiedostoina tarkempia tarkasteluja varten.

4.2.5 Simulointimallin valmistelu dynaamisia simulointeja varten

Simulointimalliin tulee määrittää simulointiasetukset ennen dynaamisten tarkastelujen suorittamista. Simuloinnin aika-askeleen pituus ja simuloinnin kesto määritetään PSCAD:n simulointiasetuksista. Aika-askeleen määrittämisessä tulee huomioida, että aika-askeleen pituuden pienentäminen lisää simuloinnin tarkkuutta, mutta toisaalta pidentää simulointiin kuluvaa aikaa. VJV:ssä aika-askeleen pituudelle onkin määritelty 10 µs:n vähimmäisraja, jotta simulointiajat pysyvät kohtuullisina [33]. Aika-askeleen pituuden ylärajaa VJV:ssä ei ole määritelty. Tämän työn simuloinneissa aika-askeleena käytetään arvoa 25 µs, joka on työssä käytetyn tuulivoimalamallin suositeltu aika-askeleen pituus. Simuloinnin kesto vaihtelee tässä työssä tarkasteltavan simulointitilanteen mukaan.

Työn kaikkien simulointien alkutilanteessa liittymispisteen jännite on arvossa 1,00 pu (118 kV) ja voimalaitos ei tuota ja kuluta loistehoa liittymispisteessä eli loistehon arvo on 0 MVAr. Simulointimallissa tämä alkutilanne määritettiin iteroimalla taustaverkon jännitettä. Iterointi toteutettiin erikseen kaikille taulukon 4 mukaisille verkon tilanteille. Voimalaitosta simuloitiin ensin taustaverkon jännitteellä 118 kV ja havaittiin, että liittymispisteen loisteho ja jännite poikkesivat halutuista alkutilanteen arvoista. Taustaverkon jännitettä iteroimalla haluttuun liittymispisteen alkutilanteeseen päästiin taustaverkon jännitteellä 117,302 kV verkon normaalitilanteessa, jännitteellä 117,411 verkon minimitilanteessa ja jännitteellä 117,315 kV *VCSCR*-tilanteessa.

5. TYÖN TUULIVOIMALAITOKSEN TARKASTELU PSCAD-OHJELMISTOLLA

VJV:n vaatimusten mukaan PSCAD-simulointimallilla tulee suorittaa tuulivoimalaitoksen käyttäytymistä vikatilanteissa mallintavat jännitehäiriösimuloinnit sekä voimalaitoksen jännitteensäätökykyä testaavat jännitteensäätösimuloinnit. Tässä luvussa työn tuulivoimalaitokselle suoritetaan edellä mainitut simuloinnit VJV:n vaatimusten mukaisissa simulointitilanteissa ja vaadituilla parametreilla. Molempien simulointien osalta ensimmäisenä käydään läpi simuloitavat tilanteet ja simuloinneissa käytettävät parametrit. Tämän jälkeen esitetään saadut simulointitulokset. Luvun lopussa simulointituloksia analysoidaan ja verrataan VJV:n asettamiin vaatimuksiin.

5.1 Jännitehäiriösimuloinnit

Jännitehäiriösimuloinneissa simuloidaan taulukossa 2 esitettyjä kahta erilaista vikatilannetta. Tässä työssä vikatilanteet on nimetty vian keston perusteella lyhytaikaiseen (150 ms) ja pitkäaikaiseen (250 ms) jännitehäiriöön. Molemmissa vikatilanteissa liittymispisteen jännite asetetaan arvoon 1,0 pu ennen vikaa. Vian aikana jännite putoaa lyhytaikaisessa häiriössä nollaan ja pitkäaikaisessa häiriössä arvoon 0,25 pu. Vian jälkeen liittymispisteen jännite palautetaan takaisin vikaa edeltäneeseen arvoon 1,0 pu. Loistehon osalta alkutilanne määritetään niin, että voimalaitos ottaa ja tuottaa liittymispisteessä loistehoa 0 MVAr jännitteen ollessa 1,0 pu. Voimalaitoksen ohjaus asetetaan automaattiselle jännitteensäädölle ja loistehostatiikan arvoksi määritetään 4 %. Pätötehon osalta VJV ei määrittele, millä pätötehon arvolla simuloinnit tulee suorittaa. Tässä työssä simuloinnit suoritetaan voimalaitoksen mitoitusteholla (P_{max}) ja osittaisella teholla (0,25xP_{max}).

PSCAD-simulointimallissa liittymispisteeseen luodaan jännitehäiriö taustaverkkomallin vika-asetus käyttöliittymässä. Käyttöliittymässä vikatyypiksi voidaan valita yksivaiheinen maaoikosulku, kaksivaiheinen oikosulku tai maaoikosulku tai kolmivaiheinen oikosulku. Tämän työn simulointien vikatyypiksi valitaan kolmivaiheinen oikosulku ja vika asetetaan tapahtumaan simuloinnin ajanhetkellä 10 sekuntia. Lisäksi käyttöliittymän kautta asetetaan vian kesto (150 ms tai 250 ms) ja liittymispisteen jännite vian aikana (0 pu tai 0,25 pu). Molemmissa häiriötapauksissa taustaverkkomalliin syötetään taulukon 4 mukaiset normaalitilanteen *SCR* ja *X/R* arvot mallintamaan syöttävän verkon oikosulkutehoa. Lyhytaikaisessa häiriössä arvoja muutetaan simuloinnin aikana asettamalla taustaverkkomalliin taulukon 4 mukaiset minimioikosulkutehoa vastaavat arvot häiriön jälkeen. Jännitehäiriösimulointeihin asetetut parametrit on esitetty taulukossa 12.

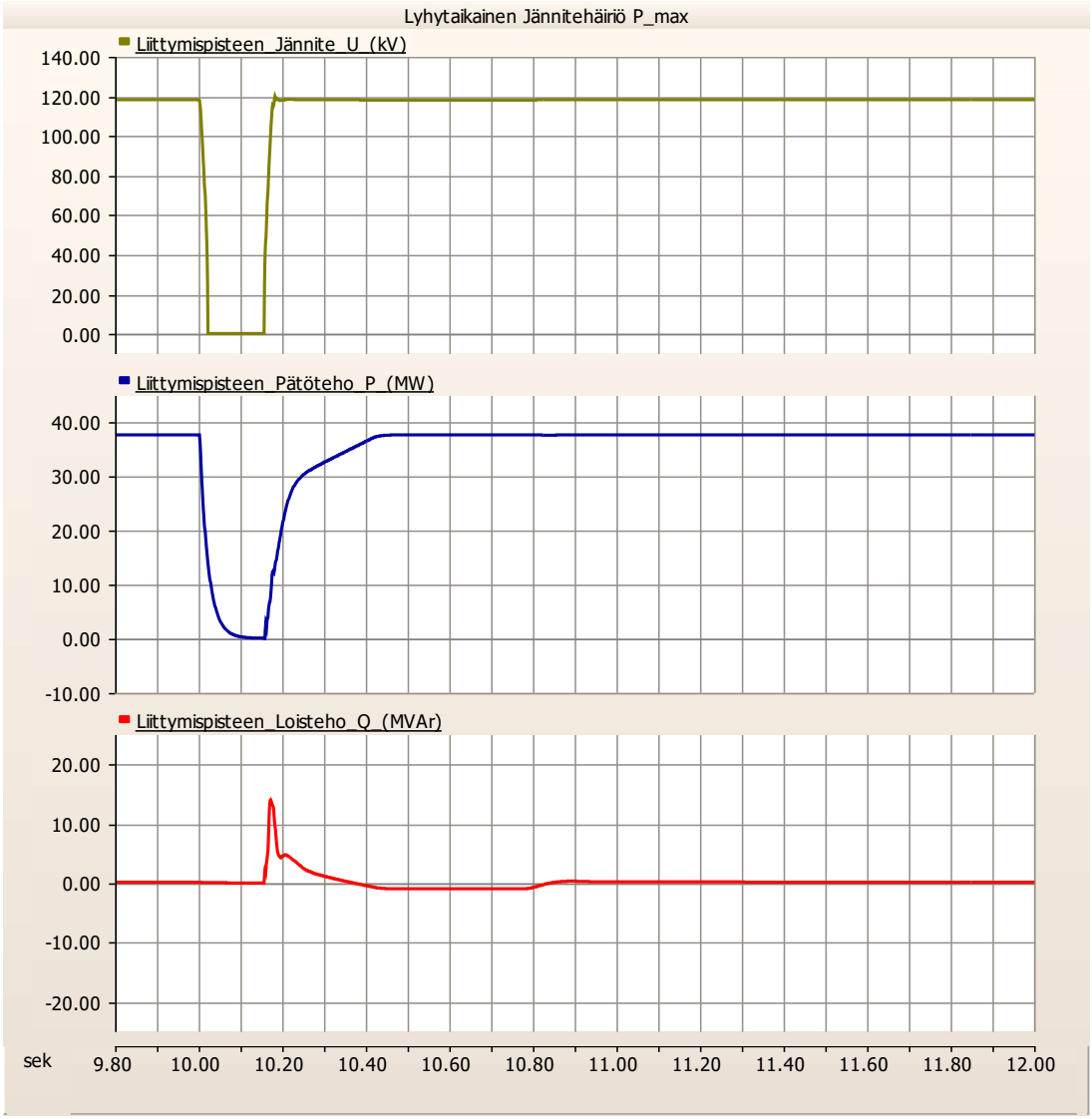
Taulukko 12. *Jännitehäiriösimulointien parametrit*

Parametri	Lyhytaikainen jännitehäiriö	Pitkäaikainen jännitehäiriö
Voimalaitoksen tuottama pätöteho	P_{max} / 25 % P_{max}	P_{max} / 25 % P_{max}
Vian kesto	150 ms	250 ms
Vikatyyppi	3-vaiheinen oikosulku	3-vaiheinen oikosulku
Liittymispisteen jännite ennen vikaa	1,0 pu (118 kV)	1,0 pu (118 kV)
Liittymispisteen jännite vian aikana	0,0 pu	0,25 pu
Liittymispisteen jännitteen tavoitearvo vian jälkeen	1,0 pu	1,0 pu
Taustaverkon oikosulkuteho ennen vikaa	SCR = 39,39 X/R = 4,74 (Normaali)	SCR = 39,39 X/R = 4,74 (Normaali)
Taustaverkon oikosulkuteho vian jälkeen	SCR = 13,84 X/R = 4,57 (Minimi)	SCR = 39,39 X/R = 4,74 (Normaali)
Loistehostatiikka	4 %	4 %

Jännitehäiriösimulointien tuloksia tarkastellaan VJV:n määrittelemien vaatimusten mukaisesti. Vaatimusten mukaan voimalaitoksen tulee jatkaa toimintaansa normaalisti jännitehäiriön jälkeen ja voimalaitoksen pätötehotuotannon tulee palautua vikaa edeltäneelle tasolle kolmen sekunnin kuluessa vian alkamisesta. Simuloinnissa tätä tarkastellaan seuraamalla liittymispisteen jännitteen, pätötehon sekä loistehon käyttäytymistä vian aikana ja sen jälkeen. Lisäksi voimalaitoksen tulee syöttää vikavirtaa (loisvirtaa) jännitehäiriön aikana ja vikavirransyötön tulee loppua häiriön poistumisen jälkeen. Täyssuuntaajakytkettyjen voimalaitosten osalta vikavirransyötön tulee nousta tavoitearvoonsa 30–50 millisekunnin kuluessa ja asettua (toleranssilla +20 %... -10 % tavoitearvosta) 80 millisekunnin kuluessa häiriön alkamisesta. Nousu- ja asettumisaikavaatimusten todentamista ei kuitenkaan vaadita simuloinnilta, sillä aggregoitu malli ei sovellu hyvin vian aikaisten ilmiöiden tutkimiseen voimalatasolla [41]. Tässä työssä vikavirransyöttöä vian aikana tarkastellaan aggregoidun generaattorin syöttämän loisvirran (I_q) avulla. Mallissa aggregoidun generaattorin vikavirransyöttö on parametrisoitu aktivoitumaan liittymispisteen jännitteen laskiessa alle arvon 0,85 pu ja poistumaan käytöstä jännitteen noustessa arvoon 0,9 pu.

5.1.1 Lyhytaikaisen jännitehäiriön simulointitulokset

Kuvassa 20 on esitetty liittymispisteen jännite, loisteho ja pätöteho lyhytaikaisen jännitehäiriösimuloinnin (0,15 s) ajanhetkillä 9,80–12,00 sekuntia, kun voimalaitos on aseteltu tuottamaan mitoituspätötehonsa mukaista tehoa P_{max}. Vika on asetettu tapahtumaan simuloinnin ajanhetkellä 10,00 sekuntia. Simulointi on esitetty kokonaisuudessaan liitteessä A.1.

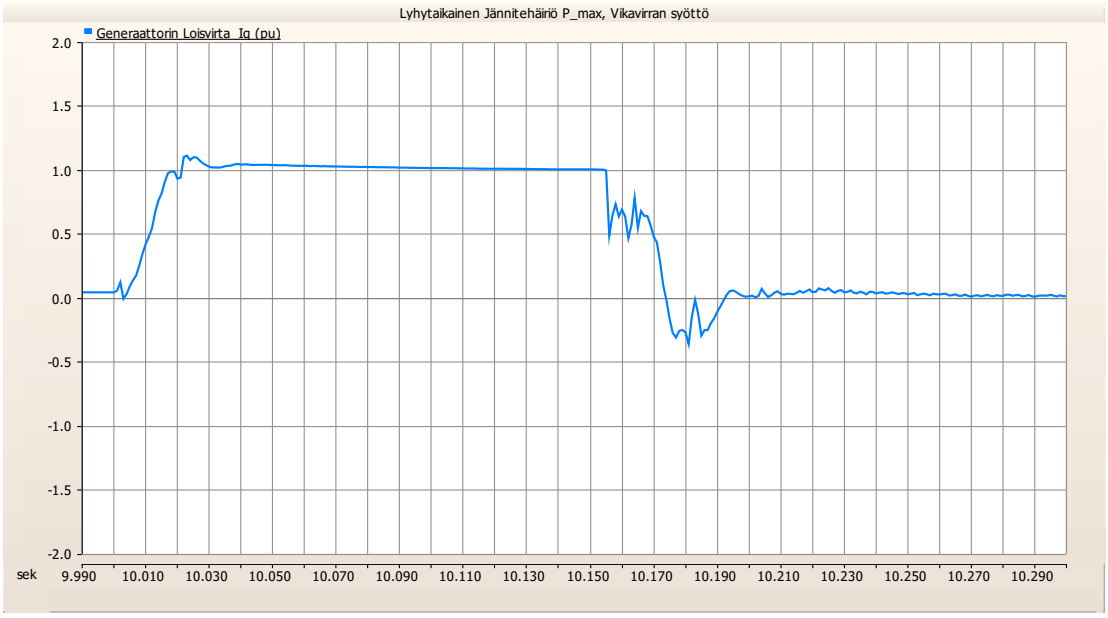


Kuva 20. *Liittymispisteen jännite, pätöteho ja loisteho lyhytaikaisen jännitehäiriön aikana ja sen jälkeen pätötehon asetusarvolla P_{max}*

Kuvasta 20 huomataan, että vian aikana liittymispisteen jännite ja pätötehotuotanto putoavat nollaan. Heti vian jälkeen liittymispisteen jännite alkaa nousta nopeasti ja noin 0,05 sekuntia vian jälkeen jännite ylittää hetkellisesti vikaa edeltäneen jännitetason. Tämän heilahduksen jälkeen jännite tasaantuu vikaa edeltäneelle tasolle. Loistehon osalta

havaitaan, että vian jälkeen voimalaitos tuottaa loistehoa liittymispisteeseen noin 0,25 sekunnin ajan loistehon noustessa suurimmillaan arvoon 14 MVAr. Ajanhetkillä 10,40–11,00 sekuntia loisteho heilahtelee nollan molemmin puolin ennen kuin tasaantuu vikaa edeltävälle tasolle 0 MVAr ajanhetkellä 11,00 sekuntia. Pätötehon osalta huomataan, että vian jälkeen liittymispisteen pätöteho on noussut 0,10 sekuntia vian päättymisen jälkeen arvoon 30 MW. Tämän jälkeen pätötehon arvo nousee hieman hitaammin, mutta tasaisesti saavuttaen vikaa edeltäneen tason ajanhetkellä 10,45 sekuntia.

Kuvassa 21 on esitetty voimalaitoksen aggregoidun generaattorin syöttämä loisvirta lyhytaikaisen jännitehäiriösimuloinnin ajanhetkillä 9,99–10,30 sekuntia, kun voimalaitos tuottaa mitoitustehonsa mukaista pätötehoa P_{max}.

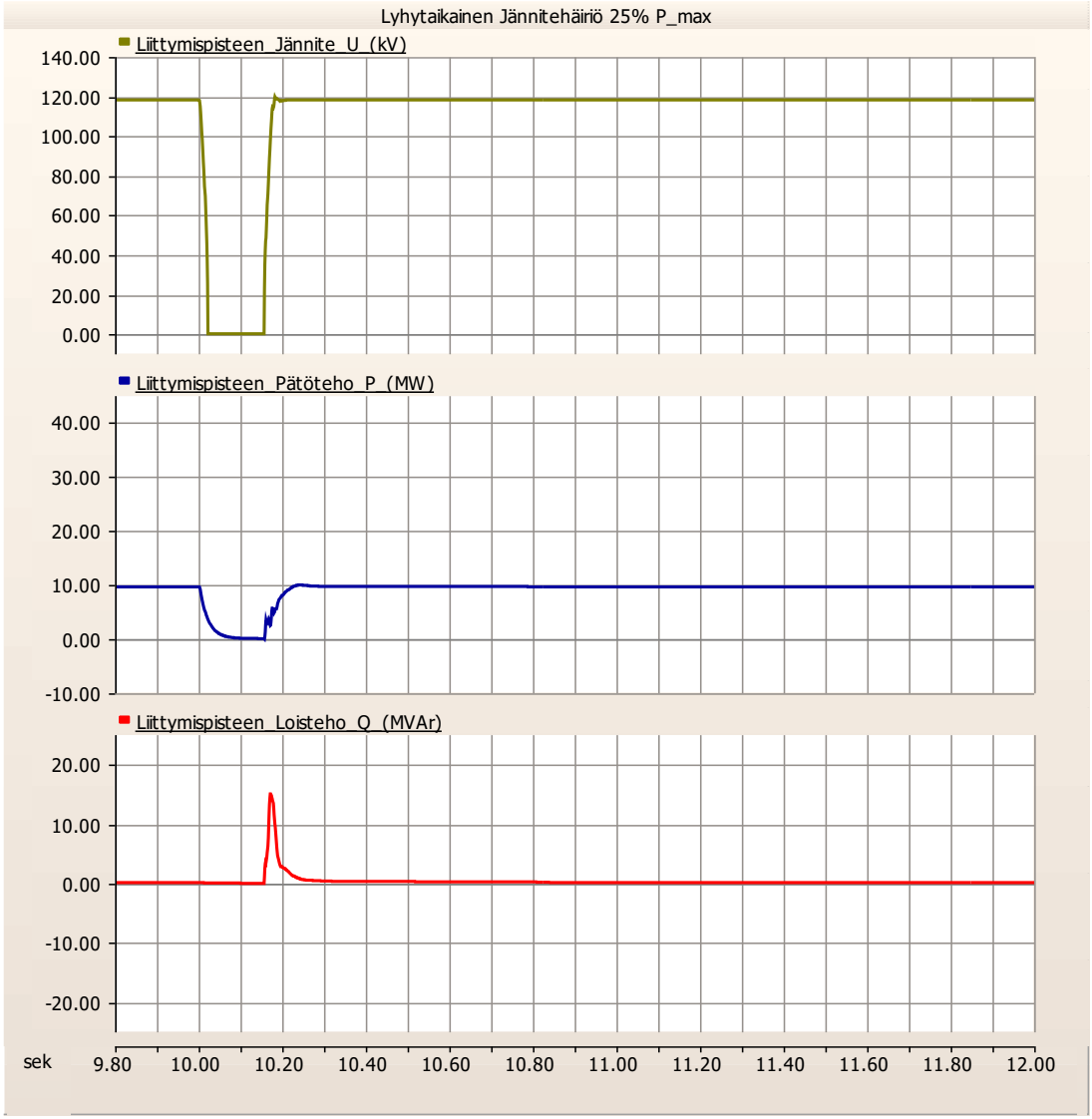


Kuva 21. *Voimalaitoksen aggregoidun generaattorin syöttämä loisvirta lyhytaikaisessa jännitehäiriössä voimalaitoksen toimiessa mitoituspätöteholla P_{max}*

Kuvasta 21 havaitaan, että generaattori tuottaa kapasitiivista loisvirtaa jo ennen vian alkamista. Tämä johtuu siitä, että generaattori pyrkii kompensoimaan voimalaitoksen muuntajien kuluttamaa loistehoa, jotta liittymispisteen tehokerroin saadaan pidettyä halutussa arvossa. Lisäksi kuvasta 21 huomataan, että generaattorin vikavirransyöttö aktivoituu vian aikana ja loppuu vian jälkeen. Loisvirta nousee noin 20 millisekunnin ja asettuu (toleranssi +20 %...-10 % tavoitearvosta) noin 40 millisekunnin kuluttua vian alkamisesta tavoitearvoon 1,0 pu. Vian jälkeen loisvirran arvo heilahtelee 20 millisekunnin ajan välillä 0,5–0,7 pu. Tämän jälkeen generaattori syöttää noin 15 millisekunnin ajan induktiivista loisvirtaa, jonka jälkeen loisvirran arvo alkaa tasoittua vikaa edeltäneelle tasolle.

Kuvassa 22 on esitetty liittymispisteen jännite, loisteho ja pätöteho lyhytaikaisen jännitehäiriösimuloinnin (0,15 s) ajanhetkillä 9,80–12,00 sekuntia, kun voimalaitos on aseteltu

tuottamaan pätötehoa ennen vikaa arvolla 0,25xP_{max}. Vika on asetettu tapahtumaan simuloinnin ajanhetkellä 10,00 sekuntia. Simulointi on esitetty kokonaisuudessaan liitteessä A.2.



Kuva 22. *Liittymispisteen jännite, pätöteho ja loisteho lyhytaikaisen jännitehäiriön aikana ja sen jälkeen pätötehon asetusarvolla 0,25xP_{max}*

Kuvasta 22 havaitaan, että liittymispisteen jännitteen kuvaaja on vastaavanlainen kuin kuvan 20 mukaisessa simulointitapauksessa. Tämän perusteella voidaan todeta, että tämän työn tuulivoimalaitoksessa pätötehon tuotannon suuruudella ennen vikaa ei ole juurikaan vaikutusta liittymispisteen jännitteen palautumiseen. Liittymispisteen jännite palautuu vikaa edeltävälle tasolle noin 0,05 sekunnin kuluessa vian päättymisestä. Liittymispisteen pätötehossa havaitaan vian jälkeen pientä heilahtelua ennen pätötehon palautumista vikaa edeltävälle tasolle ajanhetkellä 10,25 sekuntia. Pätötehon palautumi-

sesta huomataan, että pätöteho palautuu vikaa edeltävälle tasolle 0,2 sekuntia nopeammin tässä simulointitapauksessa verrattuna 150 ms:n vikaan täydellä pätötehontuotannolla. Liittymispisteen loistehon havaitaan palautuvan vikaa edeltävälle tasolle ajanhetkellä 10,80 sekuntia. Liittymispisteen loistehossa havaitaan heti vian jälkeen piikki, jossa loisteho nousee arvoon 14 MVAr. Liittymispisteen loistehokapasiteetin (±12,672 MVAr) hetkellinen ylittyminen vian jälkeen selittyy tuulivoimalaitoksen PSCAD-mallin ominaisuuksilla. Mallissa alijännitesuojauksen ja siihen liittyvän FRT-ominaisuuden aktivoituessa tuulivoimaloiden ja puistosäätäjän välinen yhteys on hetkellisesti pois käytöstä, jolloin puistosäätäjälle asetetut loistehokapasiteettirajat eivät vian aikana rajoita voimaloiden loistehon tuotantoa tai kulutusta.

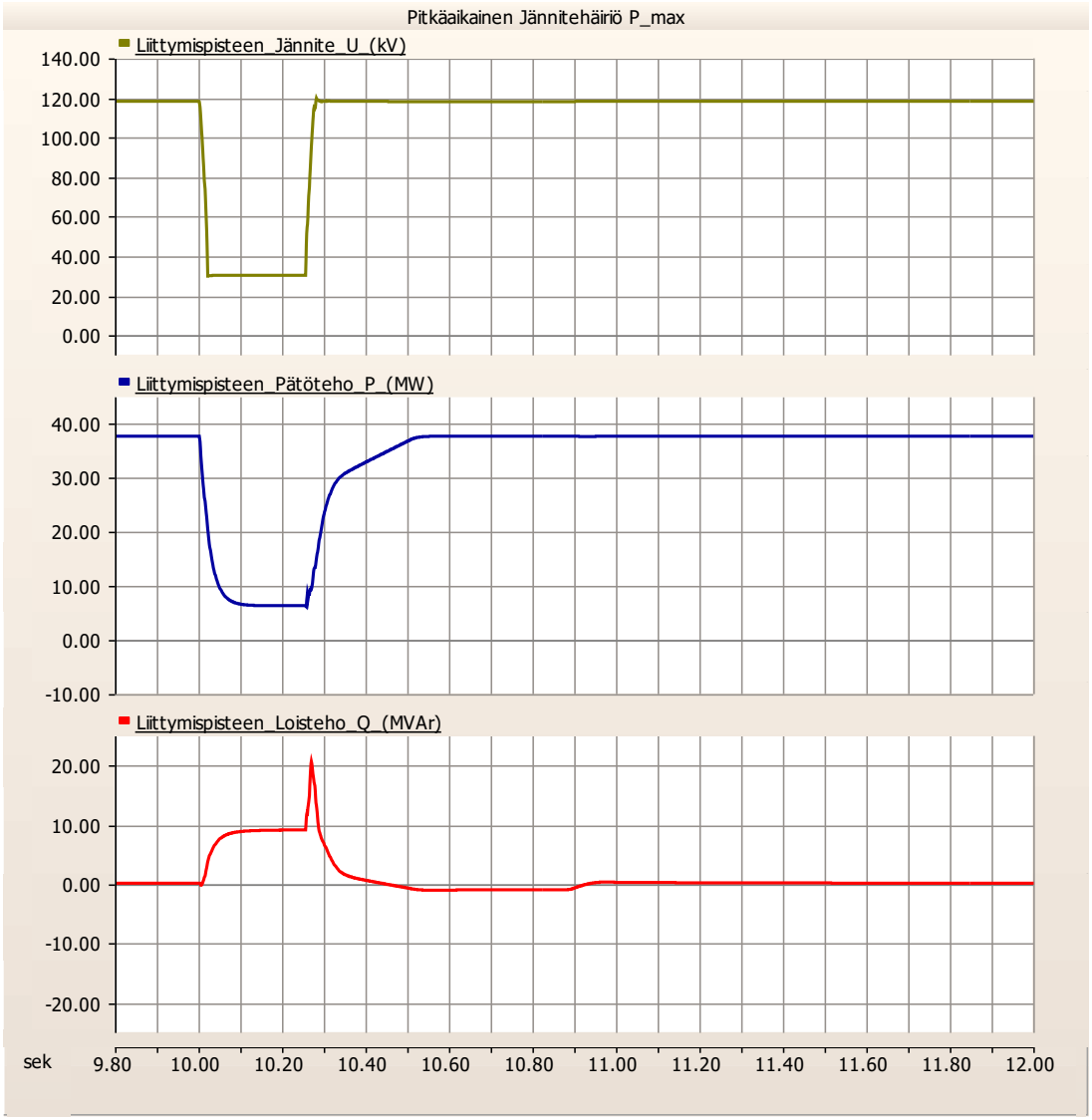
Kuvassa 23 on esitetty voimalaitoksen aggregoidun generaattorin syöttämä loisvirta lyhytaikaisen jännitehäiriösimuloinnin ajanhetkillä 9,99–10,30 sekuntia, kun voimalaitos tuottaa pätötehoa ennen vikaa arvolla 0,25xP_{max}.

Kuva 23. *Voimalaitoksen aggregoidun generaattorin syöttämä loisvirta lyhytaikaisessa jännitehäiriössä voimalaitoksen toimiessa pätöteholla 0,25xP_{max}*

Kuvasta 23 havaitaan, että aggregoidun generaattorin vikavirransyöttö aktivoituu vian aikana ja poistuu käytöstä vian jälkeen. Generaattorin syöttämä loisvirta nousee noin 20 millisekunnin kuluessa ja asettuu noin 30 millisekunnin kuluessa vian alkamisesta tavoitearvoonsa 1,0 pu toleranssilla +20…-10 % tavoitearvosta. Vian jälkeen generaattorin syöttämässä loisvirrassa havaitaan heilahteluja ennen kuin loisvirransyöttö tasaantuu vikaa edeltävälle tasolle noin 60 millisekuntia vian päättymisen jälkeen.

5.1.2 Pitkäaikaisen jännitehäiriön simulointitulokset

Kuvassa 24 on esitetty liittymispisteen jännite, loisteho ja pätöteho pitkäaikaisen jännitehäiriösimuloinnin (0,25 s) ajanhetkillä 9,80–12,00 sekuntia, kun voimalaitos on aseteltu tuottamaan mitoituspätötehonsa mukaista tehoa P_{max}. Vika on asetettu tapahtumaan simuloinnin ajanhetkellä 10,00 sekuntia. Simulointi on esitetty kokonaisuudessaan liitteessä A.3.

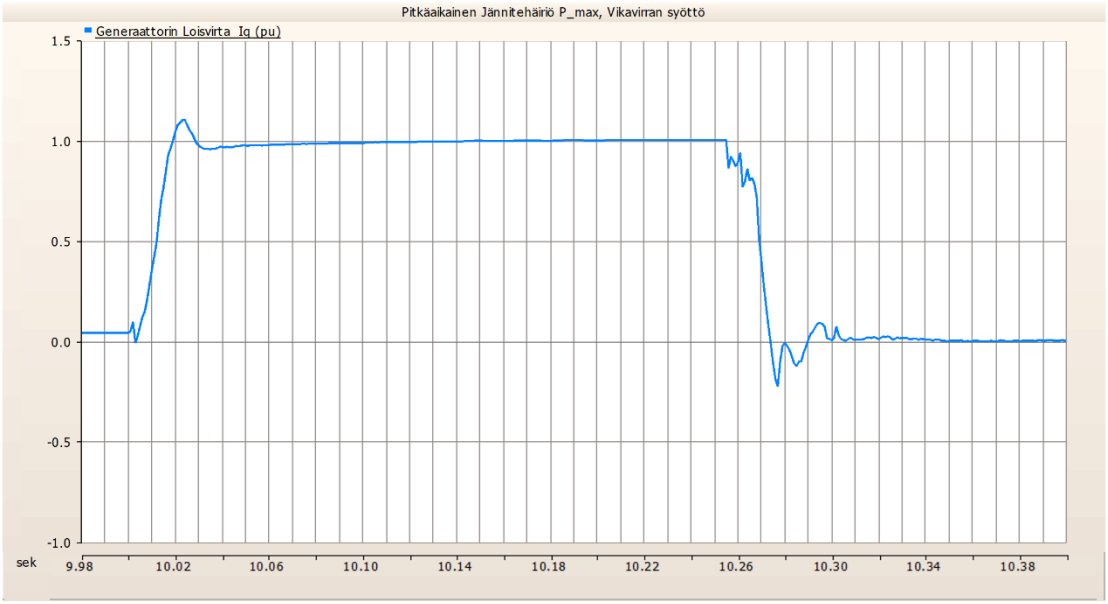


Kuva 24. *Liittymispisteen jännite, pätöteho ja loisteho pitkäaikaisen jännitehäiriön aikana ja sen jälkeen pätötehon asetusarvolla P_{max}*

Kuvasta 24 havaitaan, että pitkäaikaisessa jännitehäiriössä liittymispisteen jännite putoaa vian aikana asetteluarvoonsa 29,5 kV (0,25 pu). Jännite pysyy tässä arvossa vian

ajan, jonka jälkeen nousee noin 0,05 sekunnin kuluessa vian päättymisestä takaisin vikaa edeltäneelle tasolle 118 kV. Liittymispisteen pätöteho asettuu vian aikana arvoon 7 MW. Heti vian päättymisen jälkeen pätöteho nousee 0,10 sekunnin kuluessa arvoon 30 MW. Vikaa edeltävän tasonsa pätöteho saavuttaa simuloinnin ajanhetkellä 10,55 sekuntia. Liittymispisteen loistehon osalta havaitaan, että vian aikana voimalaitoksen tuottaman loistehon määrä asettuu arvojen 9,5–9,7 MVAr välille. Heti vian jälkeen loistehossa havaitaan simulointimallin ominaisuuksista johtuva piikki, jossa loistehon arvo nousee yli 20 MVAr:iin. Tämän jälkeen loistehon arvo alkaa laskea kohti vikaa edeltävää tasoa. Loistehon arvo asettuu vikaa edeltäneelle tasolle simuloinnin ajanhetkellä 11,1 sekuntia.

Kuvassa 25 on esitetty voimalaitoksen aggregoidun generaattorin syöttämä loisvirta pitkäaikaisen jännitehäiriösimuloinnin ajanhetkillä 9,98–10,40 sekuntia, kun voimalaitos tuottaa maksimipätötehoaan P_{max}.

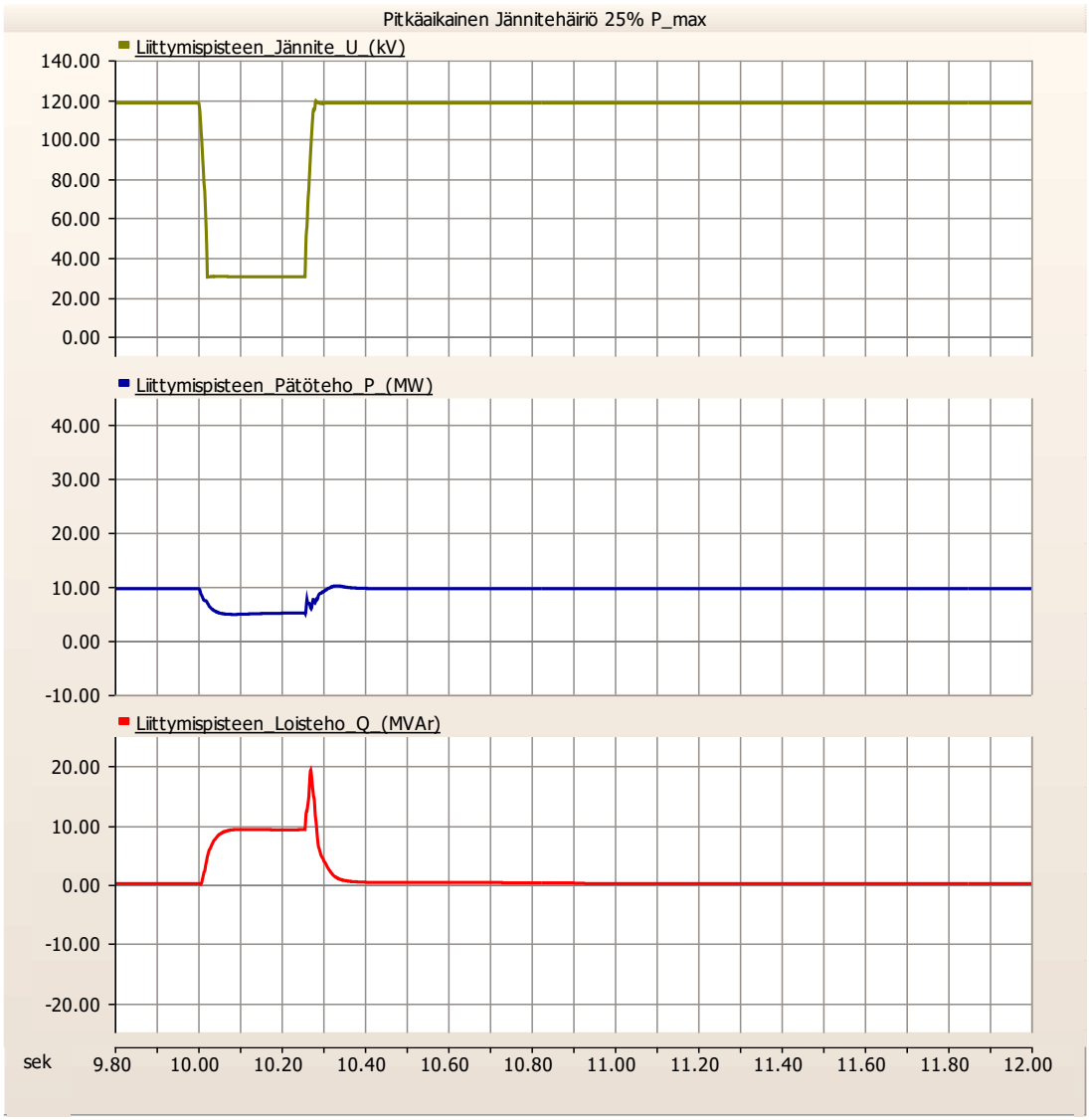


Kuva 25. *Voimalaitoksen aggregoidun generaattorin syöttämä loisvirta pitkäaikaisessa jännitehäiriössä voimalaitoksen toimiessa pätöteholla P_{max}*

Kuvasta 25 havaitaan, että aggregoidun generaattorin loisvirran syöttö aktivoituu vian alkaessa. Loisvirran arvo nousee noin 20 millisekunnin kuluessa ja asettuu noin 40 millisekunnin kuluessa vian alkamisesta tavoitearvoonsa 1,0 pu toleranssilla +20…-10 %. Vian jälkeen loisvirrassa havaitaan heilahdus induktiiviselle puolelle ennen kuin loisvirran arvo tasaantuu vikaa edeltäneelle tasolle noin 100 millisekuntia vian päättymisen jälkeen.

Kuvassa 26 on esitetty liittymispisteen jännite, loisteho ja pätöteho pitkäaikaisen jännitehäiriösimuloinnin (0,25 s) ajanhetkillä 9,80–12,00 sekuntia, kun voimalaitos on aseteltu

tuottamaan pätötehoa arvolla 0,25xP_{max}. Vika on asetettu tapahtumaan simuloinnin ajanhetkellä 10,00 sekuntia. Simulointi on esitetty kokonaisuudessaan liitteessä A.4.



Kuva 26. *Liittymispisteen jännite, pätöteho ja loisteho pitkäaikaisen jännitehäiriön aikana ja sen jälkeen pätötehon asetusarvolla 0,25xP_{max}*

Kuvasta 26 havaitaan, että liittymispisteen jännite käyttäytyy vastaavalla tavalla kuin kuvan 22 mukaisessa simulointitapauksessa. Jännite putoaa vian aikana arvoon 29,5 kV ja palautuu vian jälkeen vikaa edeltävälle tasolle 0,05 sekunnin kuluessa vian päättymisestä. Liittymispisteen pätöteho putoaa kuvan 26 perusteella vian aikana arvoon 5 MW. Vian jälkeen pätötehossa havaitaan pientä heilahtelua ennen kuin pätöteho palautuu vikaa edeltäneelle 10 MW:n tasolle 0,40 sekunnin kuluessa vian alkamisesta. Liittymispisteen loistehon osalta havaitaan, että vian aikana voimalaitos tuottaa noin 9,7 MVAr:n

verran loistehoa. Heti vian jälkeen loistehossa havaitaan vastaavanlainen piikki kuin kuvan 24 mukaisessa simulointitilanteessa. Vikaa edeltävän loistehotason voimalaitos saavuttaa 0,9 sekuntia vian alkamisen jälkeen.

Kuvassa 27 on esitetty voimalaitoksen aggregoidun generaattorin syöttämä loisvirta pitkäaikaisen jännitehäiriösimuloinnin ajanhetkillä 9,98–10,40 sekuntia, kun voimalaitos tuottaa ennen vikaa pätötehon 0,25xP_{max}.

Kuva 27. *Voimalaitoksen aggregoidun generaattorin syöttämä loisvirta pitkäaikaisessa jännitehäiriössä voimalaitoksen toimiessa pätöteholla 0,25xP_{max}*

Kuvasta 27 havaitaan, että aggregoitu generaattori syöttää loisvirtaa vian aikana ja loisvirran syöttö palautuu vian jälkeen vikaa edeltäneelle tasolle. Vian aikana loisvirta nousee 20 millisekunnin kuluessa ja asettuu 30 millisekunnin kuluessa tavoitearvoon 1,0 pu toleranssilla +20…-10 %. Vian jälkeen loisvirransyöttö palautuu vikaa edeltävälle tasolle noin 70 millisekunnin kuluttua vian päättymisestä.

5.2 Jännitteensäätösimuloinnit

Jännitteensäätösimuloinneissa tarkastellaan voimalaitoksen jännitteensäätökykyä sekä kykyä reagoida jännitteen muutoksiin. Simuloinneissa voimalaitos toimii koko simuloinnin ajan mitoituspätötehollaan (P_{max}), liittymispisteen jännitteen alkutilan arvoksi asetetaan 1,00 pu (118 kV) ja taustaverkon oikosulkuimpedanssi mallinnetaan taulukon 4 *VCSCR*-tilanteen mukaisilla *SCR* ja *X/R* arvoilla. Loisteho liittymispisteessä määritetään arvoon 0 MVAr liittymispisteen jännitteen ollessa 1,00 pu ja loistehostatiikan arvoksi asetetaan 4 %.

Simuloinneissa voimalaitoksen liittymispisteen jännitettä muutetaan 0,01 pu:n ja 0,02 pu:n portaissa alla olevan listauksen mukaisesti.

- 1,00 pu → 0,99 pu → 1,00 pu → 1,01 pu → 1,00 pu → 0,98 pu → 1,00 pu → 1,02 pu → 1,00 pu

VJV:n vaatimuksen mukaisesti liittymispisteen jännitteen askelmaisia muutoksia ei tule toteuttaa liittymispisteen jännitteen tavoitearvoa muuttamalla, vaan muutokset tulee toteuttaa taustaverkon jännitettä säätämällä. Tämän työn simulointimallissa jännitteensäätösimuloinnin alkutilan arvot liittymispisteen jännitteelle (118 kV) ja loisteholle (0 MVAr) on saavutettu taustaverkon jännitteellä 117,315 kV oikosulkuimpedanssin ollessa *VCSCR*-arvon mukainen.

Simuloinnit on jaettu loistehovasteen nousuajan parametrisoinnin mukaan kahteen eri simulointitapaukseen. VJV:n vaatimusten mukaisesti liittymispisteen jännitteen askelmaisen muutoksen jälkeen loistehon tulee saavuttaa 90 % loistehon kokonaismuutoksesta 1±0,1 sekunnin tai 10±1 sekunnin kuluessa jännitteen muutoksesta. Tämän työn simulointimallissa loistehovasteen nousuajan tavoitearvo saadaan määritettyä voimalatoimittajan asettelutiedostossa. Simuloinnissa 1 tavoitearvoksi asetetaan 1 sekunti ja simuloinnissa 2 tavoitearvoksi asetetaan 10 sekuntia. Simuloinnissa 2 jännitettä muutetaan ainoastaan 0,02 pu:n portaissa. Taulukossa 13 on esitetty taustaverkon jännitteen asetteluarvot ja simulointien ajanhetket, jolloin liittymispisteen jännitettä muutetaan taustaverkon jännitettä muuttamalla.

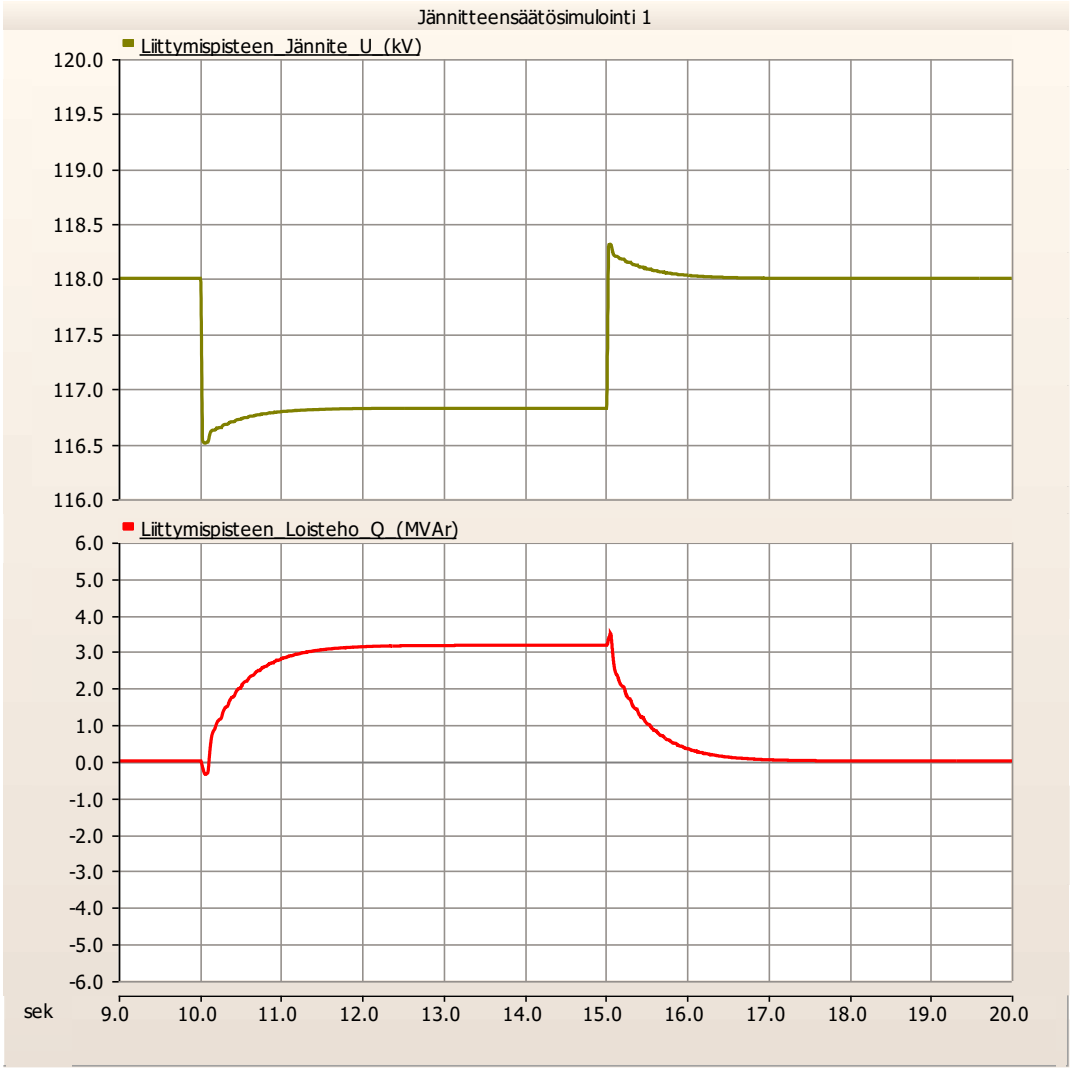
Taulukko 13. *Jännitemuutosten ajanhetket jännitteensäätösimuloinneissa*

	Jännitteen asetteluarvo (pu) ja simuloinnin ajanhetki asetteluarvolle								
	1,00	**0,99**	**1,00**	**1,01**	**1,00**	**0,98**	**1,00**	**1,02**	**1,00**
Simulointi 1	0 s	10 s	15 s	20 s	25 s	30 s	35 s	40 s	45 s
Simulointi 2	-	-	-	-	0 s	60 s	120 s	180 s	240 s

Jännitteensäätösimulointien tuloksia tarkastellaan VJV:n vaatimusten mukaisesti. Loistehovasteen nousuajan lisäksi simuloinneissa seurataan liittymispisteen jännitteen ja loistehon asettumista tavoitearvoihin jännitemuutosten jälkeen sekä loistehon osalta myös loistehon tavoitearvon ylitysten suuruutta.

5.2.1 Jännitteensäädön simulointitulokset (Simulointi 1)

Kuvissa 28–31 on esitetty liittymispisteen jännite ja loisteho, kun liittymispisteen jännitettä säädettiin taulukon 13 simulointi 1:n mukaisesti. Simuloinnissa loistehovasteen nousuajan tavoitearvoksi on asetettu yksi sekunti. Liitteessä B.1 on esitetty simulointi kokonaisuudessaan 60 sekuntiin asti. Voimalaitoksen aggregoidut tuulivoimalat toimivat mitoituspätöteholla koko simuloinnin ajan.

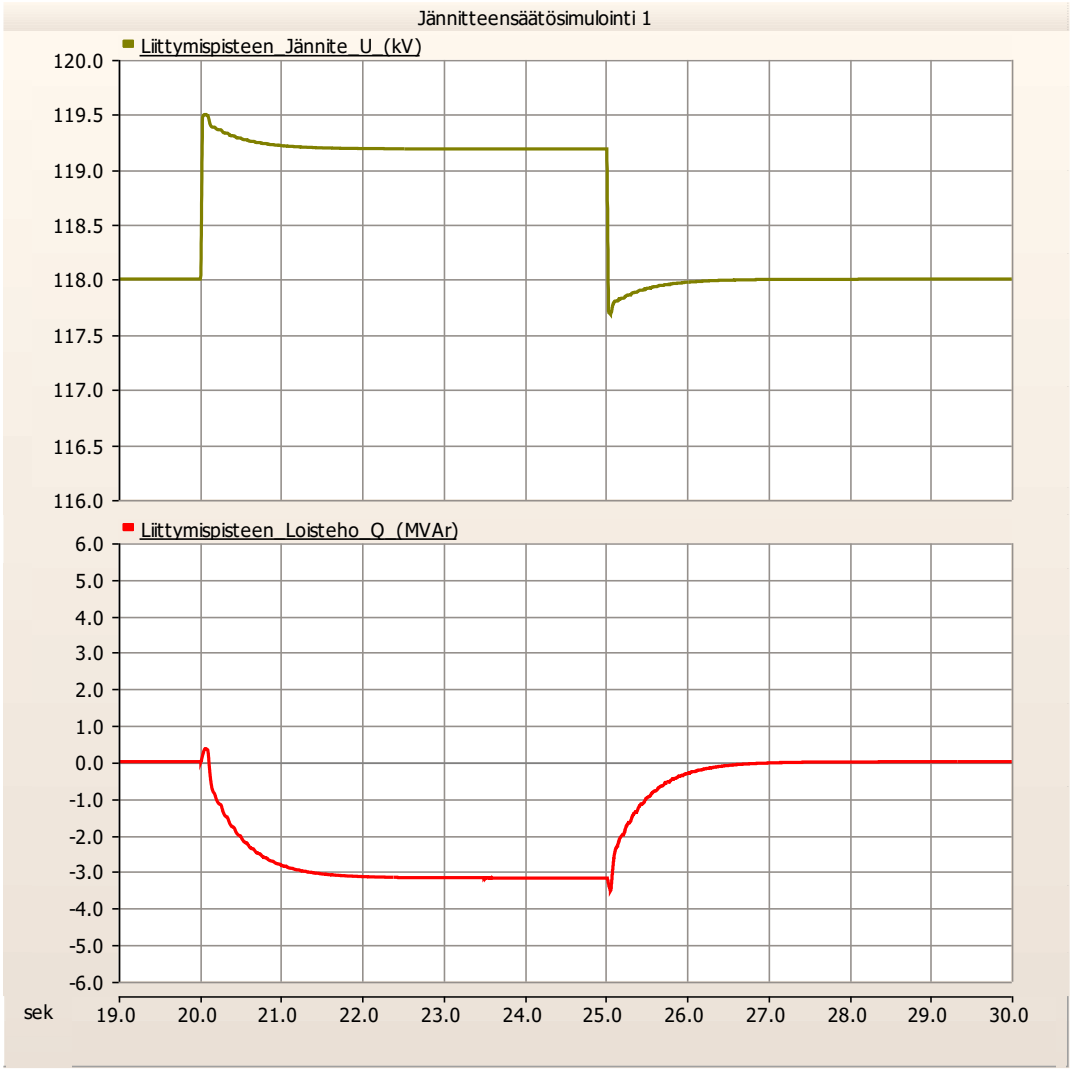


Kuva 28. *Jännitteensäätösimulointi 1, jänniteaskeleet 1,00 pu -> 0,99 pu -> 1,00 pu*

Kuvasta 28 huomataan, että taustaverkon jännitteen lasku ajanhetkellä 10 sekuntia vaikuttaa välittömästi myös liittymispisteen jännitteeseen. Liittymispisteen jännite putoaa alimmillaan arvoon 116,50 kV, kunnes asettuu 2,2 sekuntia muutoksen jälkeen arvoon

116,82 kV, joka vastaa jännitteen suhteellisuusarvoa 0,99 pu. Vastaavasti ajanhetkellä 15 sekuntia tapahtuva askelmuutos 0,99 pu → 1,00 pu nostaa liittymispisteen jännitteen hetkellisesti arvoon 118,30 kV, kunnes jännite asettuu 1,9 sekuntia muutoksen jälkeen arvoon 118,00 kV (1,00 pu). Molemmissa tapauksissa tavoitearvon ylitys on suurimmillaan 50 millisekuntia jännitemuutoksen jälkeen. Lisäksi havaitaan, että jännitteen muutoksen 1,00 → 0,99 pu jälkeen liittymispisteen loisteho kasvaa induktiiviseen suuntaan ja jännitteen muutoksen 0,99 pu → 1,00 pu jälkeen kapasitiiviseen suuntaan 50 millisekunnin ajan. Simulointidatasta huomataan, että ensimmäisten 50 millisekunnin aikana jännitteen muutoksen jälkeen generaattorit syöttävät samansuuruista loistehoa kuin ennen jännitteenmuutosta. Vasta tämän jälkeen simulointimallin aggregoidut generaattorit alkavat säätää voimalaitoksen jännitteitä muuttamalla loistehon syötön suuruutta. Toisaalta voimalaitoksen solmupisteiden jännitteiden lasku ja nousu muuttavat voimalaitoksen muiden komponenttien kuten sisäverkon kaapeleiden loistehon tuottoa tai kulutusta, jonka seurauksena liittymispisteen loistehossa nähdään kuvan 28 mukaista käyttäytymistä ensimmäisten 50 millisekunnin aikana jännitteen muutoksesta.

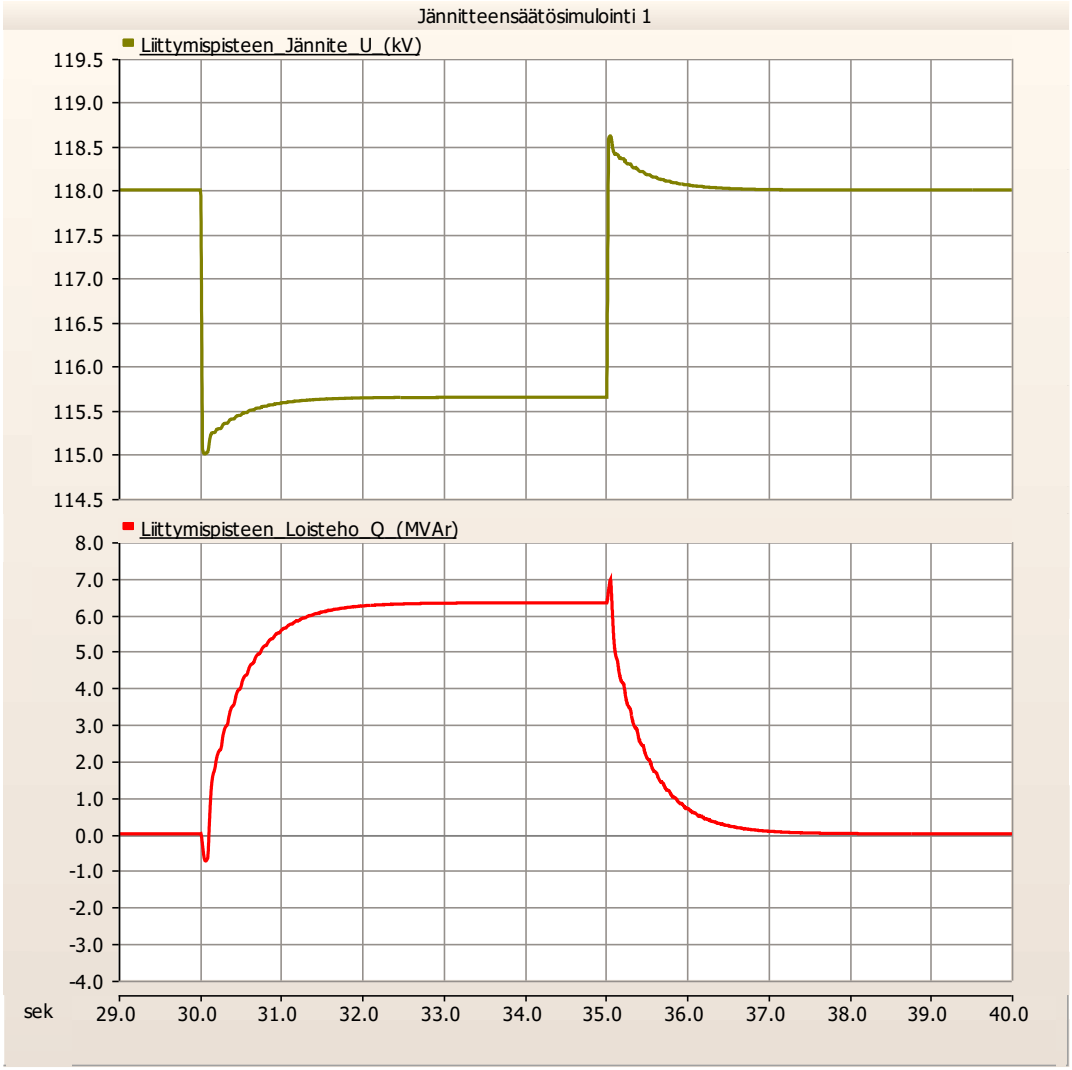
Kuvassa 28 esitetyn jänniteaskeleen 1,00 pu → 0,99 pu tapauksessa mitattu loistehon kokonaismuutos liittymispisteessä on 3,167 MVAr ja liittymispisteen loisteho saavuttaa 90 % kokonaismuutoksesta 1,067 sekunnin kuluessa jännitteen muutoksesta. Jänniteaskeleen 0,99 pu → 1,00 pu tapauksessa liittymispisteen loisteho saavuttaa 90 % mitatusta loistehon kokonaismuutoksesta 1,026 sekunnin kuluessa jännitteen muutoksesta. Molemmissa tapauksissa havaitaan, että liittymispisteen loisteho säätyy kuvan 19 mukaisen loistehotehostatiikan mukaisesti. Lisäksi kuvasta 28 huomataan, että liittymispisteen loistehossa ei havaita kummankaan jänniteaskelluksen seurauksena tavoitearvon ylityksiä ja liittymispisteen loisteho asettuu tavoitearvoonsa (toleranssi ±5 %) 1,3–1,4 sekunnin kuluessa jännitteen muutoksesta. Kuvassa 29 on esitetty liittymispisteen jännitteen ja loistehon kuvaajat, kun taustaverkon jännitettä muutettiin portaissa 1,00 pu → 1,01 pu ja 1,01 pu → 1,00 pu.



Kuva 29. *Jännitteensäätösimulointi 1, jänniteaskeleet 1,00 pu -> 1,01 pu -> 1,00 pu*

Kuvasta 29 huomataan, että liittymispisteen jännite ja loisteho säätyvät taustaverkon jännitemuutosten seurauksena asetetun loistehostatiikan mukaisesti. Taustaverkon jännitteenmuutoksen 1,00 pu → 1,01 pu seurauksena liittymispisteen jännite asettuu 2,3 sekunnin kuluessa muutoksesta arvoon 119,18 kV. Vastaavasti jännitemuutoksen 1,01 pu → 1,00 pu seurauksena liittymispisteen jännite asettuu 2,2 sekunnin kuluessa muutoksesta arvoon 118,00 kV. Molempien jännitemuutosten jälkeen havaitaan noin 0,3 kV:n ylitys liittymispisteen jännitteen asettumisarvosta 50 millisekuntia muutoksen jälkeen. Liittymispisteen loistehon osalta havaitaan samanlaista käyttäytymistä kuin kuvan 28 mukaisilla jänniteaskeleilla. Ensimmäisen 50 millisekunnin aikana muutoksen jälkeen loistehossa huomataan jännitteensäädön viiveestä johtuva piikki, jonka jälkeen loisteho alkaa säätyä asetetun 4 %:n loistehostatiikan mukaisesti. Jänniteaskeleen 1,00 pu → 1,01 pu tapauksessa mitattu loistehon kokonaismuutos liittymispisteessä on -3,176

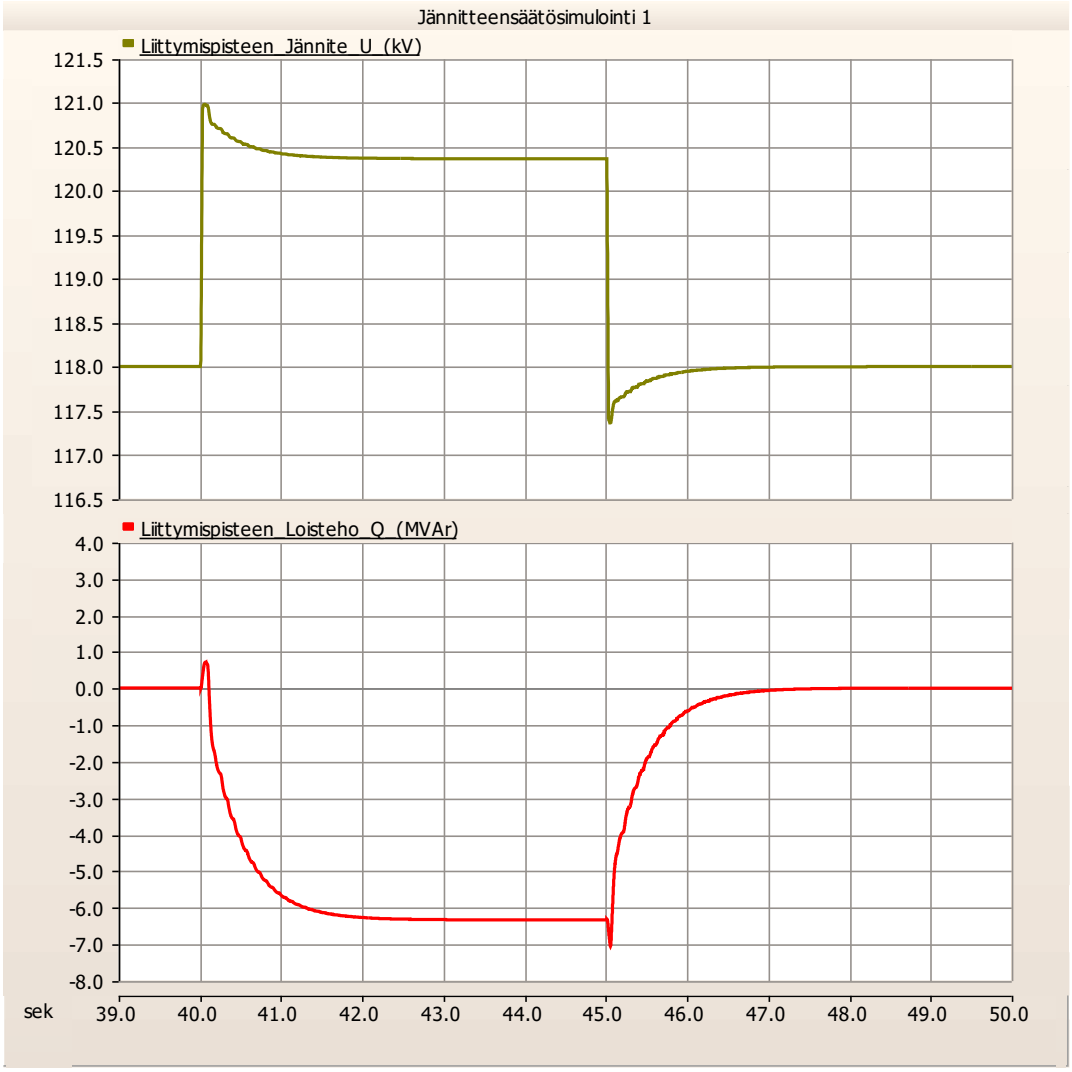
MVAr ja loisteho saavuttaa 90 % kokonaismuutoksesta 1,027 sekunnin kuluessa jännitteen muutoksesta. Jänniteaskeleen 1,01 pu → 1,00 pu tapauksessa loisteho saavuttaa 90 % kokonaismuutoksesta 1,005 sekunnin kuluessa jännitteen muutoksesta. Lisäksi kuvasta 29 huomataan, että liittymispisteen loistehossa ei havaita kummankaan jänniteaskelluksen seurauksena tavoitearvon ylityksiä ja liittymispisteen loisteho asettuu tavoitearvoonsa (toleranssi ±5 %) 1,3 sekunnin kuluessa jännitteen muutoksesta. Kuvassa 30 on esitetty liittymispisteen jännitteen ja loistehon kuvaajat, kun taustaverkon jännitettä muutettiin portaissa 1,00 pu → 0,98 pu ja 0,98 pu → 1,00 pu.



Kuva 30. *Jännitteensäätösimulointi 1, jänniteaskeleet 1,00 pu -> 0,98 pu -> 1,00 pu*

Taustaverkon jännitteenmuutoksen 1,00 pu → 0,98 pu seurauksena liittymispisteen jännite asettuu 2,1 sekunnin kuluttua jännitteen muutoksesta arvoon 115,64 kV. Vastaavasti taustaverkon jännitteenmuutos 0,98 pu → 1,00 pu nostaa liittymispisteen jännitteen 2,1 sekunnin kuluessa muutoksesta takaisin arvoon 118,00 kV. Kuvasta 30 havaitaan, että taustaverkon 0,02 pu:n jännitteenmuutokset aiheuttavat liittymispisteen jännitteessä noin

0,6 kV:n ylitykset jännitteen asettumisarvosta, eli kaksinkertaiset verrattuna kuvien 28 ja 29 mukaisiin 0,01 pu:n muutoksiin. Loistehon osalta havaitaan, että liittymispisteen loisteho säätyy asetetun 4 %:n loistehostatiikan mukaisesti. Jänniteaskeleen 1,00 pu → 0,98 pu seurauksena mitattu liittymispisteen loistehon kokonaismuutos on 6,320 MVAr ja loisteho saavuttaa 90 % kokonaismuutoksesta 1,072 sekunnin kuluessa jännitteen muutoksesta. Vastaavasti jänniteaskeleen 0,98 pu → 1,00 pu tapauksessa loisteho saavuttaa 90 % kokonaismuutoksesta 1,029 sekunnin kuluessa jännitteen muutoksesta. Lisäksi kuvan 30 mukaisesta loistehon kuvaajasta huomataan, että loistehossa ei havaita ylityksiä asettumisarvosta ja loisteho asettuu jänniteaskeleiden seurauksena 1,3–1,4 sekunnin kuluessa asettumisarvoon toleranssilla ±5 %. Kuvassa 31 on esitetty liittymispisteen jännitteen ja loistehon kuvaajat, kun taustaverkon jännitettä muutettiin portaissa 1,00 pu → 1,02 pu ja 1,02 pu → 1,00 pu.

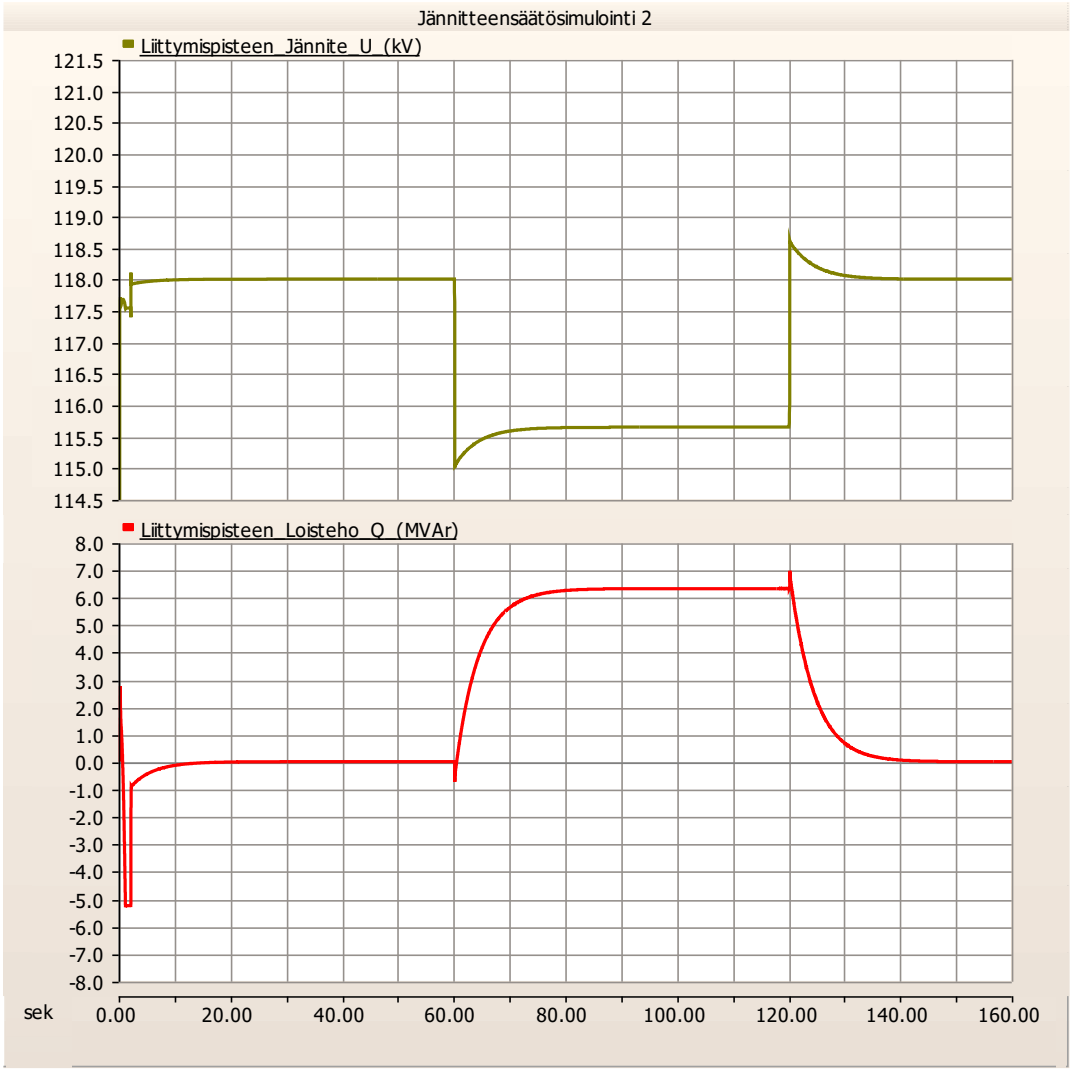


Kuva 31. *Jännitteensäätösimulointi 1, jänniteaskeleet 1,00 pu -> 1,02 pu -> 1,00 pu*

Kuvan 31 mukaisesta liittymispisteen jännitteen kuvaajasta havaitaan, että taustaverkon jännitteenmuutos 1,00 pu → 1,02 pu simuloinnin ajanhetkellä 40 sekuntia nostaa liittymispisteen jännitteen hetkellisesti noin 121 kV:n tasolle. Tämän jälkeen jännite asettuu 2,3 sekunnin kuluessa taustaverkon jännitteenmuutoksesta arvoon 120,36 kV. Simuloinnin ajanhetkellä 45 sekuntia taustaverkon jännite palautetaan takaisin arvoon 1,00. Liittymispisteen jännitteessä havaitaan tämänkin jännitemuutoksen seurauksena piikki, jossa liittymispisteen jännite laskee hetkellisesti noin 117,4 kV:n tasolle. Tämän jälkeen liittymispisteen jännite alkaa nousta ja asettuu noin 2,3 sekunnin kuluttua taustaverkon jännitteenmuutoksesta arvoon 118,00 kV. Loistehon osalta havaitaan, että liittymispisteen loisteho säätyy asetetun 4 %:n loistehostatiikan mukaisesti myös kuvan 31 mukaisilla jänniteaskelilla. Jänniteaskeleen 1,00 pu → 1,02 pu seurauksena mitattu liittymispisteen loistehon kokonaismuutos on 6,320 MVAr ja loisteho saavuttaa 90 % kokonaismuutoksesta 1,008 sekunnin kuluessa jännitteen muutoksesta. Vastaavasti jänniteaskeleen 1,02 pu → 1,00 pu tapauksessa loisteho saavuttaa 90 % kokonaismuutoksesta 0,979 sekunnin kuluessa jännitteen muutoksesta. Lisäksi kuvan 31 mukaisesta loistehon kuvaajasta huomataan, että loistehossa ei havaita ylityksiä asettumisarvosta ja loisteho asettuu jänniteaskeleiden seurauksena 1,3 sekunnin kuluessa asettumisarvoon.

5.2.2 Jännitteensäädön simulointitulokset (Simulointi 2)

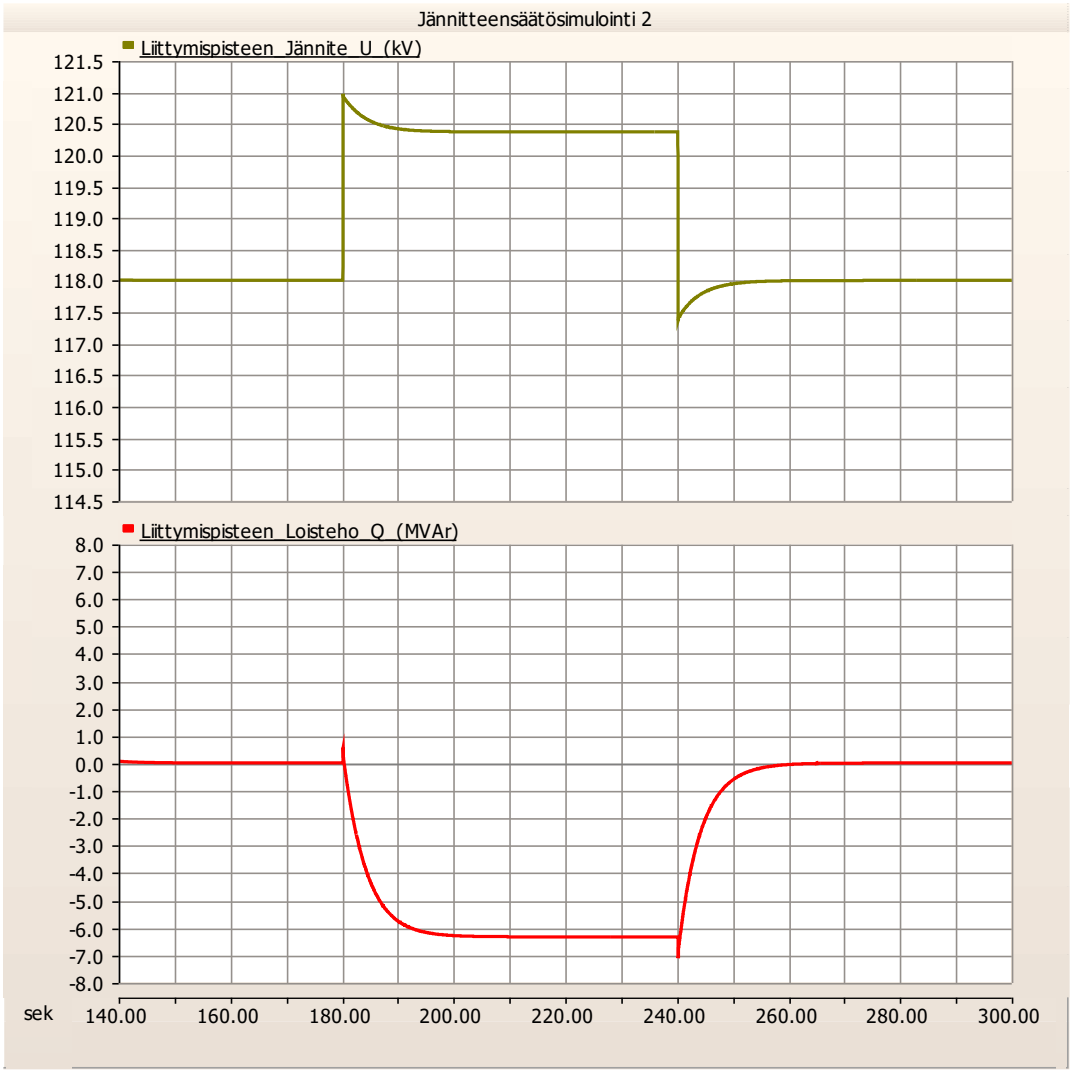
Kuvissa 32 ja 33 on esitetty liittymispisteen jännite ja loisteho, kun liittymispisteen jännitettä säädettiin taulukon 13 simulointi 2:n mukaisesti. Simuloinnissa loistehovasteen nousuajan tavoitearvoksi on asetettu 10 sekuntia. Liitteessä B.2 on esitetty simulointi kokonaisuudessaan 300 sekuntiin asti. Voimalaitoksen aggregoidut tuulivoimalat toimivat mitoituspätöteholla koko simuloinnin ajan.



Kuva 32. *Jännitteensäätösimulointi 2, jänniteaskeleet 1,00 pu -> 0,98 pu -> 1,00 pu*

Kuvasta 32 havaitaan, että simuloinnin ajanhetkellä 60 sekuntia toteutettu taustaverkon jännitteenmuutos 1,00 pu → 0,98 pu laskee liittymispisteen jännitteen hetkellisesti 115 kV:n tasolle, kunnes jännite nousee ja asettuu arvoon 115,64 kV noin 20 sekunnin kuluessa jännitemuutoksesta. Vastaavasti taustaverkon jännitteen palauttaminen arvoon 1,00 pu nostaa liittymispisteen jännitteen hetkellisesti 118,6 kV:n tasolle ennen asettumista arvoon 118,00 kV. Liittymispisteen loistehon osalta havaitaan, että loisteho säätyy ja asettuu kuvan 19 mukaisen 4 % loistehostatiikan sekä asetetun loistehovasteen tavoiteajan mukaisesti. Jänniteaskeleen 1,00 pu → 0,98 pu tapauksessa loisteho saavuttaa 90 % mitatusta loistehon kokonaismuutoksesta 9,534 sekunnin kuluessa ja jänniteaskeleen 0,98 pu → 1,00 pu tapauksessa 10,192 sekunnin kuluessa taustaverkon jännitteenmuutoksesta. Lisäksi kuvasta 32 havaitaan, että loisteho asettuu molempien jänniteaskeleiden seurauksena uuteen asettumisarvoon 13,1–13,3 sekunnin kuluessa jännitemuutoksesta ja loistehossa ei havaita asettumisarvon ylityksiä. Kuvassa 33 on esitetty

liittymispisteen jännitteen ja loistehon kuvaajat, kun taustaverkon jännitettä muutettiin portaissa 1,00 pu → 1,02 pu ja 1,02 pu → 1,00 pu.



Kuva 33. *Jännitteensäätösimulointi 2, jänniteaskeleet 1,00 pu -> 1,02 pu -> 1,00 pu*

Kuvan 33 mukaisten kuvaajien perusteella havaitaan, että liittymispisteen jännite ja loisteho säätyvät asetettujen säätöparametrien mukaisesti myös taustaverkon jännitemuutosten 1,00 pu → 1,02 pu ja 1,02 pu → 1,00 pu jälkeen. Molempien jänniteaskeleiden seurauksena liittymispisteen jännitteessä havaitaan noin 0,6 kV:n ylitys asettumisarvosta, minkä jälkeen jännite asettuu molemmissa tapauksissa noin 20 sekunnin kuluessa asettumisarvoon (120,36 kV ja 118,00 kV). Liittymispisteen loistehossa ei havaita asettumisarvon ylityksiä kummankaan jänniteaskeleen seurauksena ja loisteho asettuu uuteen asettumisarvoon 12,3–12,6 sekunnin kuluessa taustaverkon jännitteenmuutoksesta. Jänniteaskeleen 1,00 pu → 1,02 pu tapauksessa liittymispisteen loisteho saavut-

taa 90 % loistehon mitatusta kokonaismuutoksesta 9,483 sekunnin kuluessa ja jänniteaskeleen 1,02 pu → 1,00 pu tapauksessa 9,714 sekunnin kuluessa jännitteenmuutoksesta.

5.3 Simulointitulosten analysointi

Jännitehäiriösimuloinneissa simuloitiin voimalaitoksen käyttäytymistä liittymispisteessä tapahtuvan vian aikana ja sen jälkeen neljässä eri simulointitilanteessa. Simulointien tuloksia tarkasteltiin voimalaitoksen liittymispisteen jännitteen, pätötehon ja loistehon käyttäytymisen perusteella. Lisäksi simuloinneissa seurattiin voimalaitoksen aggregoitujen generaattoreiden vikavirransyöttöä simulointien aikana.

VJV:n vaatimuksen mukaan voimalaitoksen tulee jatkaa normaalia toimintaansa jännitehäiriön jälkeen. Kuvista 20, 22, 24 ja 26 havaitaan, että työn voimalaitos täyttää tämän vaatimuksen kaikissa neljässä simulointitapauksessa. Liittymispisteen jännite palautuu kaikissa simulointitilanteissa noin 0,05 sekunnin kuluessa vian päättymisestä vikaa edeltävälle tasolle. Tästä tuloksesta voidaan tehdä havainto, että vian kestolla, voimalaitoksen pätötehotuotannon suuruudella ennen vikaa tai liittymispisteen jännitteen asetteluarvolla vian aikana ei ole simulointien perusteella merkitystä jännitteen palautumiseen kuluvaan aikaan. Liittymispisteen loisteho palautuu vikaa edeltävälle tasolle 0,85 sekunnin kuluessa vian päättymisestä voimalaitoksen toimiessa mitoituspätöteholla ja 0,65 sekunnin kuluessa voimalaitoksen toimiessa 25 %:n pätötehotuotannolla. Lisäksi loistehossa havaittiin kaikissa simulointitapauksissa heti vian päättymisen jälkeen piikki, jonka aikana loistehon arvo ylitti hetkellisesti puistosäätäjälle asetetut loistehokapasiteettirajat. Kuten aiemmin todettiin, loistehopiikit johtuvat simulointimallin ominaisuuksista, eivätkä täten vastaa tuulivoimalaitoksen todellista käyttäytymistä. Vian aikana puistosäätäjä on pois käytöstä, jolloin myöskään säätäjälle asetetut liittymispisteen loistehokapasiteettirajat eivät ole voimassa. Puistosäätäjä palaa toimintaan pienellä viiveellä, joten se ei ehdi reagoida heti vian päättymisen jälkeen tapahtuvaan nopeaan muutokseen liittymispisteen jännitteessä, jonka seurauksena loistehon arvo nousee hetkellisesti yli loistehokapasiteettirajojen. Liittymispisteen pätötehon tulee palautua VJV:n vaatimuksen mukaisesti 5 sekunnin kuluessa vian alkamisesta vikaa edeltävälle tasolle. Simulointituloksista havaitaan, että tämä vaatimus täyttyy kaikissa simulointitapauksissa palautumisajan asettuessa välille 0,25–0,55 sekuntia simulointitilanteen mukaan.

VJV:n mukaisen vikavirransyöttövaatimuksen mukaisesti tuulivoimalaitoksen tulee syöttää vian ajan vikavirtaa (loisvirtaa) ja vikavirransyötön tulee päättyä liittymispisteen jännitteen noustessa takaisin vähintään 0,90 pu:n tasolle. Vikavirransyötön tulee nousta tavoitearvoonsa 30-50 millisekunnin kuluessa vian alkamisesta ja asettua tavoitearvoonsa

80 millisekunnin kuluessa vian alkamisesta toleranssilla +20…-10 %. Kuvista 21, 23, 25 ja 27 havaitaan, että voimalaitos syöttää vikavirtaa vian aikana ja vikavirran syöttö päättyy vian jälkeen kaikissa simuloiduissa tilanteissa. Vikavirransyöttö nousee kaikissa simulointitapauksissa tavoitearvoon noin 20 millisekunnin kuluessa ja asettuu 30–40 millisekunnin kuluessa vian alkamisesta. Tuloksista havaitaan, että simuloinneissa vikavirransyötön nousuaika tavoitearvoon on pienempi kuin VJV:ssä määritelty miniminopeus. Toisaalta VJV:n mukaisia vikavirran nousu- ja asettumisaikavaatimuksia ei vaadita todennettavan aggregoidulla mallilla, sillä aggregoitu malli ei sovellu tarkasti vian aikaisten ilmiöiden tarkasteluun voimalatasolla. Taulukkoon 14 on koottu VJV:n mukaisten vaatimusten toteutuminen jännitehäiriösimuloinneissa.

Taulukko 14. *Jännitehäiriösimulointien tuloksien vertailu VJV:n vaatimuksiin*

VJV2018:n mukainen vaatimus jännitehäiriösimuloinnille	**Simulointitilanne**			
	150 ms vika ja P_{max}	150 ms vika ja 25% P_{max}	250 ms vika ja P_{max}	250 ms vika ja 25% P_{max}
Pätötehon palautuminen vian jälkeen (max 3 s)	**Täyttyy (0,45 s)**	**Täyttyy (0,25 s)**	**Täyttyy (0,55 s)**	**Täyttyy (0,40 s)**
Jännitteen ja loistehon palautuminen vian jälkeen	**Täyttyy**	**Täyttyy**	**Täyttyy**	**Täyttyy**
Vikavirransyöttö vian aikana	**Täyttyy**	**Täyttyy**	**Täyttyy**	**Täyttyy**
Vikavirransyötön poistuminen vian jälkeen	**Täyttyy**	**Täyttyy**	**Täyttyy**	**Täyttyy**

Jännitteensäätösimuloinneissa tarkasteltiin voimalaitoksen kykyä reagoida taustaverkossa tapahtuviin 0,01 pu:n ja 0,02 pu:n jännitteen muutoksiin. Tarkastelut jaettiin VJV:n vaatimuksen mukaisesti kahteen simulointitapaukseen loistehovasteen nousuajan tavoitearvon perusteella. Ensimmäisessä simuloinnissa loistehovasteen nousuajan tavoitearvoksi asetettiin yksi sekunti ja toisessa simuloinnissa 10 sekuntia. Simulointien tuloksia tarkasteltiin voimalaitoksen liittymispisteen jännitteen ja loistehon käyttäytymisen perusteella.

VJV:n vaatimuksen mukaan voimalaitoksen tulee kyetä säätämään liittymispisteen jännitettä vähintään 0,01 pu:n portaissa. Kuvien 28–33 perusteella havaitaan, että liittymispisteen jännite säätyy ja asettuu VJV:n vaatimuksen mukaisesti kaikkien taustaverkon jänniteaskeleiden seurauksena. Simuloinnissa 1 liittymispisteen loistehon tulee VJV:n vaatimuksen mukaan asettua 5 sekunnin kuluessa uuteen tavoitearvoon toleranssilla ±5 % ja tavoitearvon ylitykset saavat olla maksimissaan 15 % mitatusta loistehon kokonaismuutoksesta. Kuvien 28–31 liittymispisteen loistehon kuvaajista havaitaan, että simu-

loinnin 1 tapauksessa loistehon 5 sekunnin asettumisaika saavutetaan kaikkien taustaverkon jännitemuutosten jälkeen ja loistehossa ei havaita yhdessäkään tapauksessa asettumisarvon ylityksiä. Lisäksi VJV vaatii, että liittymispisteen loistehon tulee jokaisen jänniteaskeleen jälkeen saavuttaa 90 % mitatusta loistehon kokonaismuutoksesta 1±0,1 sekunnissa (simulointi 1). Myös tämä vaatimus täyttyy kaikilla jänniteaskelilla. Taulukkoon 15 on koottu VJV:n mukaisten vaatimusten toteutuminen jännitteensäätösimuloinnissa 1.

Taulukko 15. *Jännitteensäätösimuloinnin (simulointi 1) tulosten vertailu VJV:n vaatimuksiin*

Simulointi 1 jänniteaskeleet (pu)	**VJV2018:n mukaiset vaatimukset jännitteensäätösimuloinneille**				
	Jännite säätyy vähintään 0,01 pu:n portaissa	Jännitteen asettuminen	Loistehon asettuminen (max 5 s, toleranssi ±5 %)	Loistehon ylitykset tavoitearvosta (max 15 %)	Loistehovasteen nousuaika 90 % muutoksesta (1±0,1 s)
1,00 → 0,99	Täyttyy	Täyttyy (2,2 s)	Täyttyy (1,4 s)	Täyttyy (ei ylityksiä)	Täyttyy (1,068 s)
0,99 → 1,00	Täyttyy	Täyttyy (1,9 s)	Täyttyy (1,3 s)	Täyttyy (ei ylityksiä)	Täyttyy (1,026 s)
1,00 → 1,01	Täyttyy	Täyttyy (2,3 s)	Täyttyy (1,3 s)	Täyttyy (ei ylityksiä)	Täyttyy (1,027 s)
1,01 → 1,00	Täyttyy	Täyttyy (2,2 s)	Täyttyy (1,3 s)	Täyttyy (ei ylityksiä)	Täyttyy (1,005 s)
1,00 → 0,98	Täyttyy	Täyttyy (2,1 s)	Täyttyy (1,4 s)	Täyttyy (ei ylityksiä)	Täyttyy (1,072 s)
0,98 → 1,00	Täyttyy	Täyttyy (2,1 s)	Täyttyy (1,3 s)	Täyttyy (ei ylityksiä)	Täyttyy (1,029 s)
1,00 → 1,02	Täyttyy	Täyttyy (2,3 s)	Täyttyy (1,3 s)	Täyttyy (ei ylityksiä)	Täyttyy (1,008 s)
1,02 → 1,00	Täyttyy	Täyttyy (2,3 s)	Täyttyy (1,3 s)	Täyttyy (ei ylityksiä)	Täyttyy (0,979 s)

Jännitteensäätösimuloinnissa 2 taustaverkon jännitettä muutettiin ainoastaan 0,02 pu:n portaissa. Kuvien 32 ja 33 liittymispisteen jännitteen kuvaajista havaitaan, että jännite säätyy ja asettuu myös tässä simuloinnissa VJV:n vaatimuksen mukaisesti. Simuloinnissa 2 loistehon asettumiselle ei ole VJV:ssä määritelty asettumisaikatavoitetta. Kuvista 32 ja 33 kuitenkin havaitaan, että loisteho asettuu uuteen asettumisarvoon 12–14 sekunnin kuluessa ilman asettumisarvon ylityksiä ja asettumisen jälkeen loistehossa ei havaita suurempia heilahteluja. Simuloinnissa 2 loistehovasteen tulee saavuttaa 90 % mitatusta kokonaismuutoksesta 10±1 sekunnin kuluessa jännitteenmuutoksesta. Simulointituloksista havaitaan, että myös tämä vaatimus täyttyy kaikilla jänniteaskelilla. Taulukkoon 16 on koottu VJV:n mukaisten vaatimusten toteutuminen jännitteensäätösimuloinnissa 2.

Taulukko 16. *Jännitteensäätösimuloinnin (simulointi 2) tulosten vertailu VJV:n vaatimuksiin*

Simulointi 2 jänniteaskeleet (pu)	**VJV2018:n mukaiset vaatimukset jännitteensäätösimuloinneille**				
	Jännite säätyy vähintään 0,01 pu:n portaissa	Jännitteen asettuminen	Loistehon asettuminen (toleranssi ±5 %)	Loistehon ylitykset tavoitearvosta (max 15 %)	Loistehovasteen nousuaika 90 % muutoksesta (10±1 s)
1,00 → 0,98	Täyttyy	Täyttyy	Täyttyy (13,3 s)	Täyttyy (ei ylityksiä)	Täyttyy (9,534 s)
0,98 → 1,00	Täyttyy	Täyttyy	Täyttyy (13,1 s)	Täyttyy (ei ylityksiä)	Täyttyy (10,192 s)
1,00 → 1,02	Täyttyy	Täyttyy	Täyttyy (12,3 s)	Täyttyy (ei ylityksiä)	Täyttyy (9,483 s)
1,02 → 1,00	Täyttyy	Täyttyy	Täyttyy (12,6 s)	Täyttyy (ei ylityksiä)	Täyttyy (9,714 s)

Taulukoiden 14–16 sekä simulointitulosten perusteella työn voimalaitos täyttää VJV:n mukaiset vaatimukset vikakestoisuuden ja jännitteensäädön osalta. Todellisessa tilanteessa simulointimalli ja raportti simulointituloksista toimitettaisiin kuitenkin vielä Fingridille mallin ja tulosten oikeellisuuden arvioimiseksi. Lisäksi jännitteensäädön osalta tulokset tulisi vielä varmentaa VJV-prosessin vaiheessa 2 tehtävillä käyttöönottokokeilla. Kokeiden tuloksia verrattaisiin simulointimallista saatuihin jännitteensäätötuloksiin ja tarvittaessa simulointimallin jännitteensäädön parametreja muokattaisiin vastaamaan voimalaitoksen todellista käyttäytymistä. Vikakestoisuuden osalta Fingrid arvioi tapauskohtaisesti tarvetta varmentaa jännitehäiriösimulointien tuloksia osana käyttöönottokokeita.

6. YHTEENVETO

Tässä työssä perehdyttiin tuulivoimalaitoksille VJV:ssä asetettuihin vaatimuksiin ja niiden tarkasteluun PSCAD-simulointiohjelmistolla. Työssä kuuden täyssuuntaajakytketyn tuulivoimalan muodostamasta tuulivoimalaitoksesta luotiin VJV:n vaatimusten mukainen PSCAD-simulointimalli ja mallilla toteutettiin VJV:n mukaiset jännitehäiriö- ja jännitteensäätösimuloinnit. Simulointien tuloksia verrattiin VJV:n vaatimuksiin ja todettiin työssä tarkastellun tuulivoimalaitoksen täyttävän asetetut simulointivaatimukset tarkasteltujen simulointien osalta.

VJV:n vaatimusten osalta työssä keskityttiin tyypin D (liittymispisteen jännitetaso vähintään 110 kV ja/tai voimalaitoksen nimellisteho vähintään 30 MW) suuntaajakytketyille tuulivoimalaitoksille määritettyihin PSCAD-ohjelmistolla tehtäviin mallinnus- ja simulointivaatimuksiin. Simulointivaatimukset käsittävät voimalaitoksen vikakestoisuutta testaavan jännitehäiriötarkastelun, voimalaitoksen jännitteensäätökykyä testaavan jännitteensäädön askelvastelaskelman sekä Fingridin sarjakompensoidun verkon alueella sijaitsevalle voimalaitokselle suoritettavan impedanssiskannauksen, joka kuitenkin rajattiin tämän työn tarkastelujen ulkopuolelle riittämättömien lähtötietojen perusteella. VJV:n mukaisesti tarkastelut tulee toteuttaa aggregoidulla tuulivoimalaitoksen simulointimallilla ja VJV:n määrittelemien simulointitilanteiden ja parametrien mukaisesti.

PSCAD-simulointimallin rakentamisessa keskeisessä roolissa on parametrien huolellinen määritys tuulivoimalaitoksen verkon eri komponenteille. Päämuuntajien takana oleva verkko tulee VJV:n mukaisesti mallintaa aggregoituna eli ekvivalenttisena mallina, jonka sisältämille komponenteille tulee laskea aggregoidut parametrit. On tärkeää, että aggregoidut parametrit on määritetty oikein, jotta aggregoitu malli vastaa mahdollisimman tarkasti tuulivoimalaitoksen todellista toimintaa. Aggregoinnin osalta on lisäksi huomioitavaa, että tämän työn simulointimallissa käytetty erään tuulivoimalatoimittajan PSCAD-tuulivoimalamalli sisältää generaattoreiden ja voimalamuuntajien automaattisen aggregoinnin. Kuitenkin eri voimalatoimittajien mallit eroavat tosistaan ja tätä ominaisuutta ei välttämättä löydy kaikilta muilta toimittajilta, jolloin aggregoidut parametrit on sisäverkon lisäksi laskettava itse myös voimalamuuntajille ja generaattoreille. Aggregoinnin lisäksi etenkin puistosäätäjän parametrien määrityksen havaittiin olevan erittäin tärkeää onnistuneiden simulointien suorittamiseksi. Tässä työssä käytetty puistosäätäjän malli sisältää useita satoja parametreja oletusarvoineen. Parametrien huolellinen lä-

pikäynti ja tarvittavien muutosten tekeminen oletusarvoihin on oleellista, jotta simulointimallin käyttäytyminen eri tilanteissa vastaa todellista tarkasteltavaa voimalaitosta sekä VJV:n vaatimuksia.

Työssä tuulivoimalaitoksen aggregoidulla PSCAD-simulointimallilla toteutettiin VJV:n mukaiset jännitehäiriö- ja jännitteensäätötarkastelut. Jännitehäiriötarkasteluissa tutkittiin voimalaitoksen liittymispisteen pätötehon, loistehon ja jännitteen käyttäytymistä liittymispisteessä tapahtuvan vian aikana ja sen jälkeen. Jännitehäiriösimuloinnit suoritettiin kahdella vian kestoajalla (150 ms ja 250 ms) sekä kahdella eri voimalaitoksen tuottaman pätötehon arvolla (P_{max} ja 0,25xP_{max}). Jännitehäiriöimulointien tuloksia verrattiin VJV:n vaatimuksiin ja havaittiin, että liittymispisteen jännite, loisteho ja pätöteho käyttäytyivät vikatilanteissa ja niiden jälkeen VJV:n asettamien vaatimusten mukaisesti. Jännitteensäätötarkasteluissa voimalaitoksen jännitteensäätökykyä tutkittiin muuttamalla portaittain taustaverkon jännitettä ja seuraamalla voimalaitoksen liittymispisteen jännitteen ja loistehon käyttäytymistä muutosten jälkeen. Jännitteensäätösimuloinnit suoritettiin kahdella loistehovasteen nousuajan parametrisoinnilla (1 sekunti ja 10 sekuntia). Simulointien tuloksia verrattiin VJV:n asettamiin vaatimuksiin ja havaittiin, että liittymispisteen loisteho ja jännite reagoivat taustaverkon jännitemuutoksiin vaatimusten mukaisesti.

Tässä työssä luotu tuulivoimalaitoksen simulointimalli ja sillä suoritetut VJV:n mukaiset simuloinnit toimivat hyvänä esimerkkinä tulevaisuuden VJV tarkasteluille. Työssä kuvattiin yksityiskohtaisesti mitä tuulivoimalaitoksen komponentteja mallin tulee sisältää, kuinka komponentit mallinnetaan PSCAD-ohjelmistossa ja kuinka komponenttien parametrien määritys tehdään lähtötietojen perusteella. Simulointien osalta työssä esitettiin mitä simuloinneissa tulee tarkastella, kuinka simulointitilanteet alustetaan ja toteutetaan, ja kuinka simulointien tuloksia analysoidaan. Simulointimallin rakentamisen ja parametrisoinnin osalta tulee kuitenkin huomioida, että tuulivoimala- ja puistosäätäjämallien sisältämät parametrit ja ominaisuudet vaihtelevat tuulivoimalatoimittajan mukaan. Tästä syystä parametrien huolellinen läpikäynti ja ominaisuuksiin tutustuminen on ensiarvoisen tärkeää aina uutta mallia rakennettaessa.

Työ ja siitä saadut opit luovat hyvän pohjan tulevalle jatkotutkimukselle. Yksi keskeinen jatkokehityskohde on simulointien ulottaminen koskemaan Fingridin määrittelemiä erityistarkasteluvaatimuksia, kuten impedanssiskannausta. Lisäksi olisi hyödyllistä vertailla PSCAD-ohjelmistolla tehtyjä tarkasteluja vastaaviin simulointeihin PSS/E-ohjelmistolla sekä verrata saatuja tuloksia käyttöönottokokeiden tuloksiin, jotta simulointitulosten oikeellisuus saataisiin todennettua.

Tulevaisuuden näkökulmasta olisi myös ajankohtaista laajentaa tarkastelu niin kutsuttujen hybridivoimalaitosten simulointiin. Tällaisissa järjestelmissä yhdistyvät esimerkiksi tuulivoima, aurinkovoima ja sähkövarastot, mikä tuo mallintamiseen mukaan uusia haasteita, kuten yhteisohjausta ja sähkövarastojen lataus- ja purkulogiikkaa. Tällaisten kokonaisuuksien mallintaminen ja simulointi edellyttää muun muassa laajennettuja mallirakenteita sekä aurinkovoimalan, tuulivoimalaitoksen ja sähkövaraston säätötoimintojen yhteensovittamista.

LÄHTEET

[1] Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2018, Fingrid Oyj, 2018, 117 s. Saatavissa (viitattu 2.12.2024): https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/arkisto/vjv2018-vanhentunutpdf.pdf

[2] Tuulivoima Suomessa 2024, Suomen uusiutuvat ry, 2024. Saatavissa (viitattu 7.7.2025): https://suomenuusiutuvat.fi/media/tuulivoima_vuositilastot-2024-1.pdf

[3] Energian kokonaiskulutus laski vuonna 2014, Tilastokeskus, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 13.8.2025): https://stat.fi/til/ehk/2014/ehk_2014_2015-12-14_tie_001_fi.html

[4] Tuulivoima tarvitsee tasapainoa ja siirtokykyä, Fingrid Oyj, artikkeli, 2023. Saatavissa (viitattu 26.3.2024): https://www.fingridlehti.fi/tuulivoima-tarvitsee-tasapainoa-ja-siirtokykya/

[5] Aurinko- ja tuulivoiman suuri osuus vaatii toimia verkon stabiiliuden varmistamiseksi, Fingrid Oyj, artikkeli, 2022. Saatavissa (viitattu 26.3.2024): Aurinko- ja tuulivoiman suuri osuus vaatii toimia verkon stabiiliuden varmistamiseksi - Fingridlehti (fingridlehti.fi)

[6] Järjestelmäteknisiä vaatimuksia täydentävät dokumentit, Fingrid Oyj, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 13.8.2025): https://www.fingrid.fi/kantaverkko/liitynta-kantaverkkoon/tekniset-vaatimukset/jarjestelmateknisia-vaatimuksia-taydentavat-dokumentit/

[7] Tuulivoima Suomessa, Suomen uusiutuvat ry, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 1.11.2024): https://suomenuusiutuvat.fi/tuulivoima/tuulivoima-maailmalla/tuulivoima-suomessa/

[8] Syöttötariffi eli takuuhintajärjestelmä, Motiva Oy, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 24.3.2024): https://www.motiva.fi/ratkaisut/ohjauskeinot/syottotariffi_eli_takuuhintajarjestelma

[9] Miksi tuulivoimaa voidaan nykyään rakentaa ilman tukia, Suomen uusiutuvat ry, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 1.11.2024): https://suomenuusiutuvat.fi/tuulivoima/faktapaperit-tuulivoimasta/miksi-tuulivoimaa-voidaan-rakentaa-nykyaan-ilman-tukia

[10] Tuulivoimarakentaminen, Ympäristöministeriö, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 25.3.2024): https://ym.fi/tuulivoimarakentaminen

[11] Tuulivoimavuosi 2024: Suomen tuulivoimakapasiteetti kasvoi 20 prosenttia, Suomen uusiutuvat ry, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 7.7.2025): https://suomenuusiutuvat.fi/tuulivoimavuosi-2024-suomen-tuulivoimakapasiteetti-kasvoi-20-prosenttia/

[12] Tuulivoimakartta, Suomen uusiutuvat ry, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 1.11.2024): https://suomenuusiutuvat.fi/tuulivoima/hankkeet-ja-voimalat-suomessa/kartta/

[13] Tuulivoimabuumi haastaa kantaverkon siirtokykyä länsirannikolla, Fingrid Oyj, tiedote, 2022. Saatavissa (viitattu 26.3.2024): https://www.fingrid.fi/ajankohtaista/tiedotteet/2022/tuulivoimabuumi-haastaa-kantaverkon-siirtokykya-lansirannikolla/

[14] Voimaa tuulesta, Motiva Oy, 2013, 15 s. Saatavissa (viitattu 29.3.2024): https://www.motiva.fi/files/10868/Voimaa_tuulesta_Tuulivoiman_rakentaminen_osaksi_elinymparistoa.pdf

[15] Types of wind turbines, U.S. Energy Information Administration, website. Available (Cited 13.4.2024): https://www.eia.gov/energyexplained/wind/types-of-wind-turbines.php

[16] Tuulivoimateknologia, Motiva Oy, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 15.4.2024): https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/tuulivoima/tuulivoima_suomessa/tuulivoimateknologia

[17] A. Korpela, Tuulivoiman perusteet, AMK-kustannus Oy, Tammertekniikka, 2016, 156 s.

[18] P. Breeze, Wind power generation, Elsevier Ltd., 2015, 98 p.

[19] Tuulivoima tuotannon vaihtelevuus, Suomen uusiutuvat ry, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 1.1.2024): https://suomenuusiutuvat.fi/tuulivoima/tuulivoimatuotanto/

[20] Suomen tehokkaimmat tuulivoimalat tuottivat lähes 50 % hyötysuhteella, VSB Uusiutuva Energia Suomi Oy, tiedote, 2020. Saatavissa (viitattu 15.4.2024): https://www.vsb.energy/fi/fi/ajankohtaista/lehdistoetiedote/yksityiskohta/suomen-tehokkaimmat-tuulivoimalat-tuottivat-laehes-50-hyoetysuhteella/

[21] M.G. Molina, P.E. Mercado, Modelling and control design of pitch-controlled variable speed wind turbines. In I. Al-Bahadly (ed.), Wind turbines, INTECH d.o.o., Croatia, 2011, pp. 373-402.

[22] O. Anaya-Lara, N. Jenkins, J. Ekanayake, P. Cartwright, M. Hughes, Wind energy generation: Modelling and control, Wiley, Oxford, 2009, 269 p.

[23] Fingrid Oyj:n Yleiset liittymisehdot YLE2021, Fingrid Oyj, 2021, 13 s. Saatavissa (viitattu 13.11.2024): https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/yle2021-fingrid-oyj-yleiset-liittymisehdot.pdf

[24] Kantaverkkoon liittyjän opas, Fingrid Oyj, 2024, 6 s. Saatavissa (viitattu 13.11.2024): https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/kantaverkkoon-liittyjan-opas.pdf

[25] T. Burton, N. Jenkins, E. Bossanyi, D. Sharpe, M. Graham, Wind energy handbook, John Wiley & Sons Ltd, 3rd edition, 2021, 1008 p.

[26] J. Elovaara, J. Haara, Sähköverkot II – Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet, Otatieto, Helsinki, 2011, 550 s.

[27] J. Elovaara, L. Haarla, Sähköverkot I – Järjestelmätekniikka ja sähköverkon laskenta, Otatieto, Helsinki, 2011, 520 s.

[28] Hyödyllistä tietoa tuulivoima-alueen maanomistajalle, Suomen uusiutuvat ry, 2022, 11 s. https://suomenuusiutuvat.fi/media/hyodyllista-tietoa-maanomistajalle.pdf

[29] E.H. Camm, M. R. Behnke, O. Bolado, M. Bollen, M. Bradt, C. Brooks, W. Dilling, M. Edds, W. J. Hejdak, D. Houseman, S. Klein, F. Li, J. Li, P. Maibach, T. Nicolai, J. Patiño, S. V. Pasupulati, N. Samaan, S. Saylors, T. Siebert, T. Smith, M. Starke, R. Walling, Wind Power Plant Collector System Design Considerations, 2009 IEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, 2009, 7 p. DOI:10.1109/PES.2009.5275322

[30] VJV2024 ja SJV2024 verkkosääntöpäivityksen esittely, Fingrid Oyj, 2024, 75 s. Saatavissa (viitattu 11.1.2025): https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/vjv2024-sjv2024-esittely-kuulemistilaisuudessa-2024_04_11.pdf

[31] H.W.K.M. Amarasekara, A.P. Agalgaonkar, S. Perera, L. Meegahapola, Placement of variable-speed wind power generators in power systems considering steady-state voltage stability, 2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), Montreal, 2016, 6 p. DOI: 10.1109/POWERCON.2016.7754029

[32] Voimalaitosten loistehokapasiteettivaatimus ja kytkettävä lisäkompensointi, Fingrid Oyj, 2020, 6 s. Saatavissa (viitattu 18.1.2025): https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/voimalaitosten-loistehokapasiteettivaatimus-ja-lisakompensointi.pdf

[33] Modelling instruction for PSS/E and PSCAD models, Fingrid Oyj, 2024, 22 p. Available (Cited 27.1.2025): https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/fingrid-modelling-instruction-for-psse-and-pscad-models-2024_01_12-002.pdf

[34] R. Rabbani, M. Mohammadi, S.K. Kerahroudi, A.F. Zobaa, G.A. Taylor, Modelling of Reduced GB Transmission System in PSCAD/EMTDC, 2014 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Cluj-Napoca, 2014, 6 p. DOI: 10.1109/UPEC. 2014.6934750

[35] Guidance on ESCR values and voltage control tuning of converter connected generation, Fingrid Oyj, 2023, 7 p. Available (Cited 7.2.2025): https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/guidance-on-escr-values-and-voltage-control-tuning-of-converter-connected-generation.pdf

[36] Erityistarkasteluvaatimukset suuntaajakytketyille voimalaitoksille liittyen alisynkroniseen vuorovaikutusriskiin, Fingrid Oyj, 2022, 7 s. Saatavissa (viitattu 9.2.2025): https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/20220211_erityistarkasteluvaatimukset_suuntaajakytketyille_voimalaitoksille---sso.pdf

[37] Subsynchronous Oscillation Risks of Wind Power Plants Connecting to Finnish Series Compensated Network, Fingrid Oyj, 2020, 5 p. Available (Cited 9.2.2025): https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/subsynchronous-oscillation-risk-of-wpps-connecting-to-finnish-series-compensated-network-white-paper.pdf

[38] Y.Zhang, S.H.Huang, J.Schmall, J.Conto, J.Billo, E.Rehmann, Evaluating System Strength for Large-Scale Wind Plant Integration, 2014 IEEE PES General Meeting, National Harbor USA, 2014, 5p. DOI: 10.1109/PESGM.2014.6939043

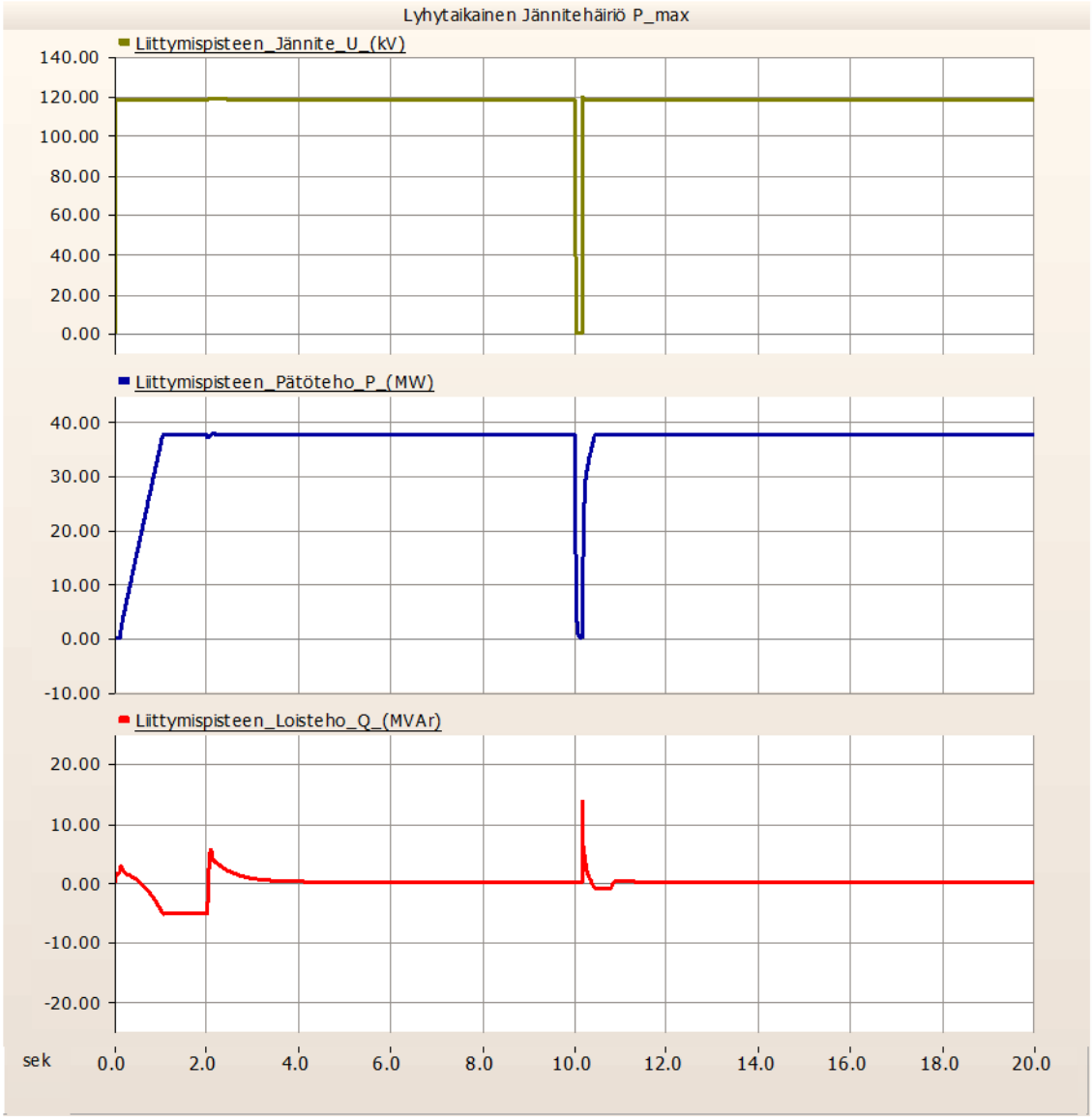
[39] Utilizing Equivalent Short-Circuit Ratio (ESCR) approach for assessing the slow converter driven stability and tuning the voltage controllers, Fingrid Oyj, 2023, 17 p. Available (Cited 5.8.2025): https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/utilizing-

escr-approach-for-assessing-the-slow-converter-driven-stability-and-tuning-the-voltage-controllers.pdf

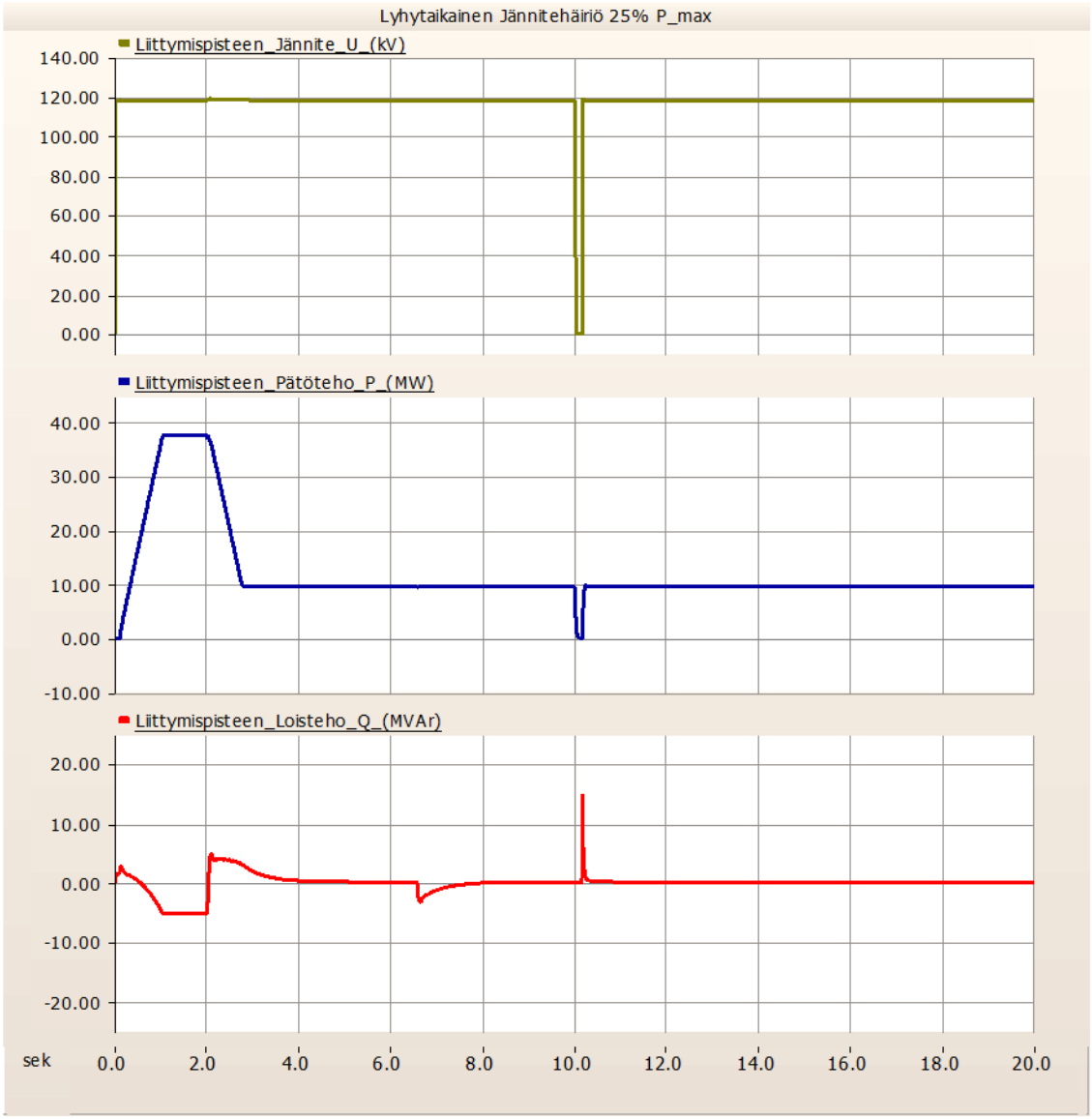
[40] E. Muljadi, C. P. Butterfield, A. Ellis, J. Mechenbier, J. Hochheimer, R. Young, N. Miller, R. Delmerico, R. Zavadil, J. C. Smith, Equivalencing the collector system of a large wind power plant, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, 2006, 9 p.

[41] Z.Chen, H.Wang, Error Correction for Aggregation Model of Wind Farms Considering LVRT Characteristic, 2023 the 6th International Conference on Energy, Electrical and Power Engineering (CEEPE), Guangzhou, 2023, 6p. DOI: 10.1109/CEEPE58418.2023.10166207

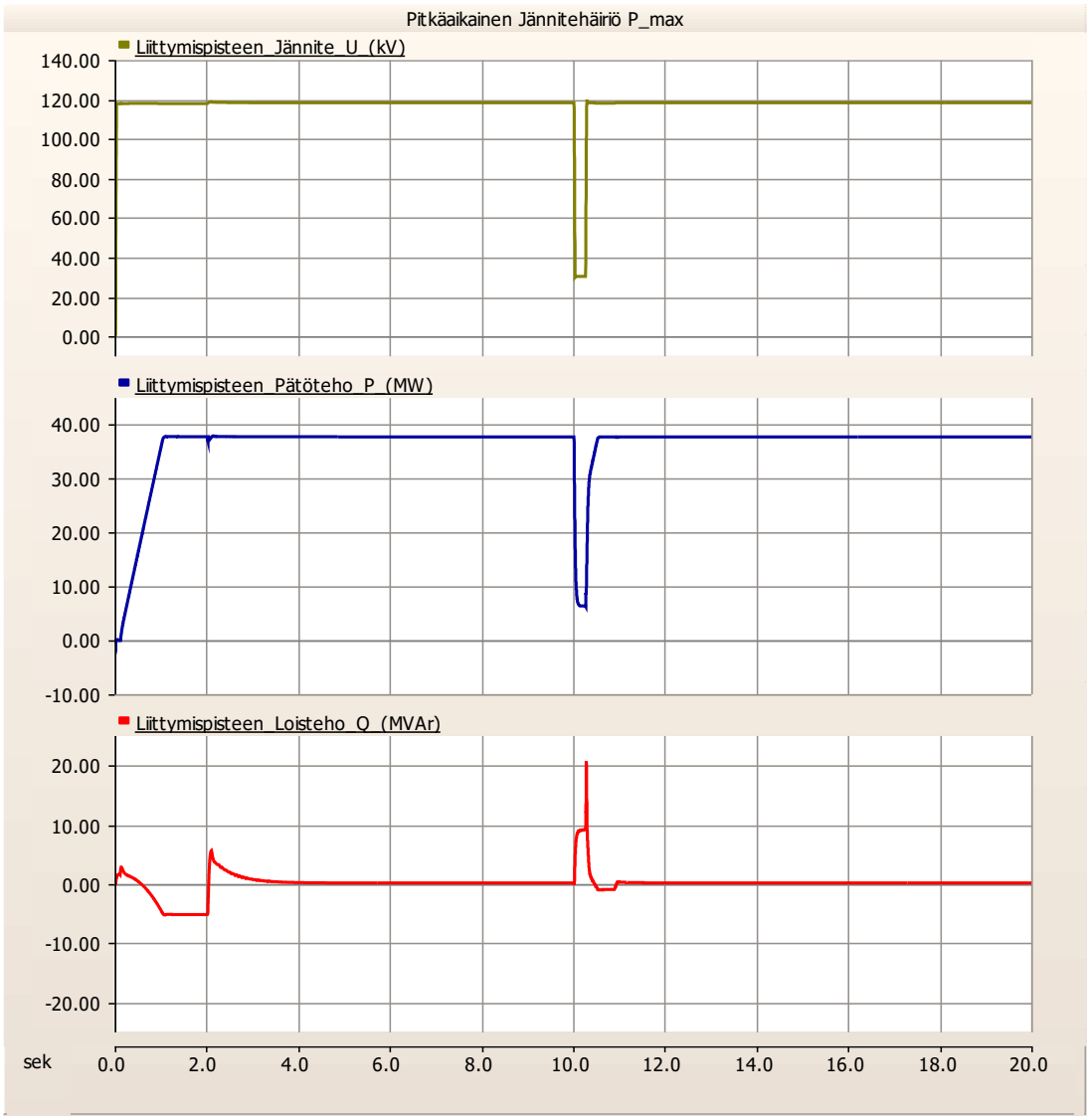
LIITE A: JÄNNITEHÄIRIÖSIMULOINNIT



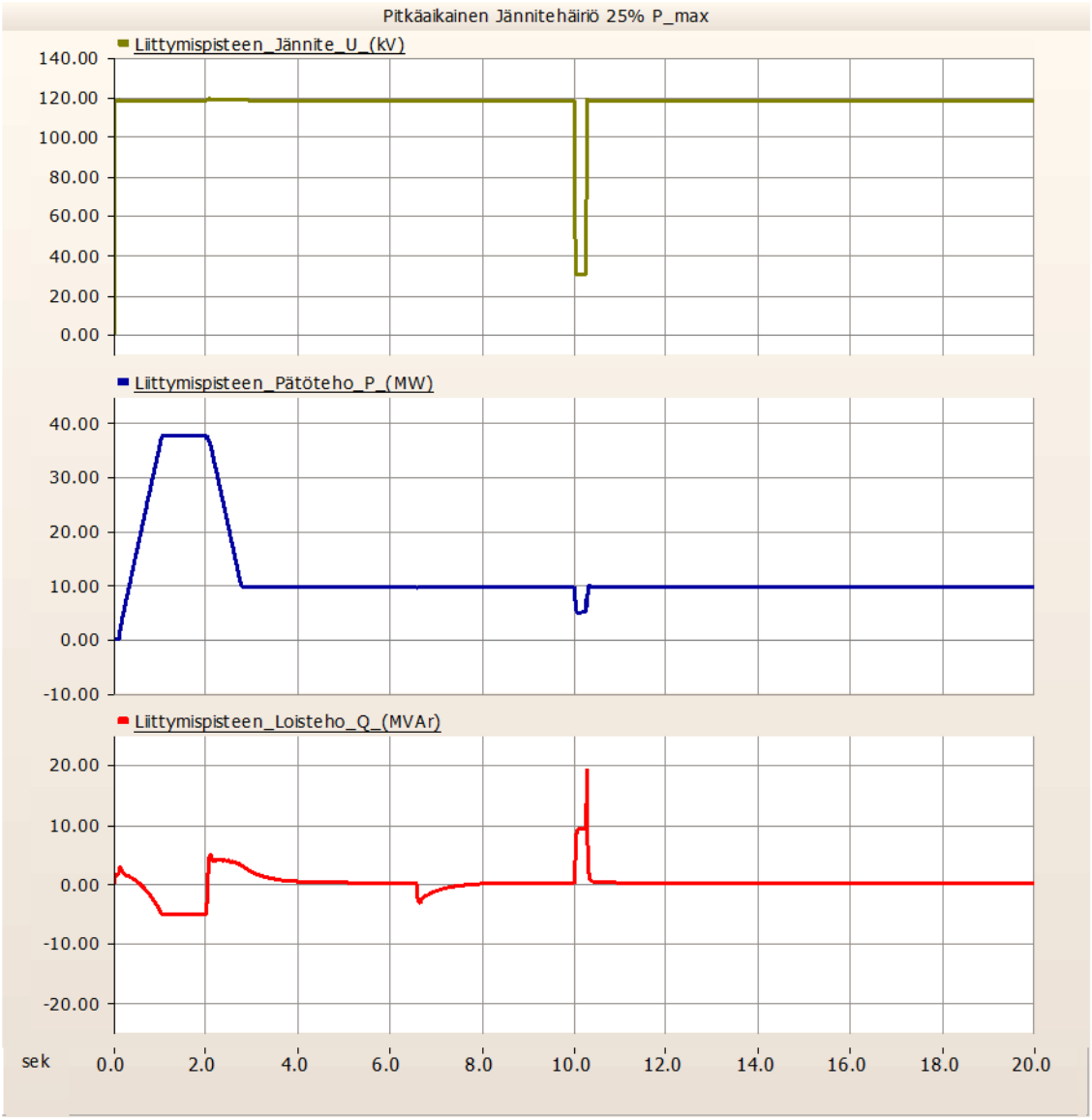
LIITE A.1. *Lyhytkestoinen jännitehäiriösimulointi, kun voimalaitos tuottaa pätötehoa* P_{max}



LIITE A.2. *Lyhytkestoinen jännitehäiriösimulointi, kun voimalaitos tuottaa pätötehoa 0,25xP_{max}*

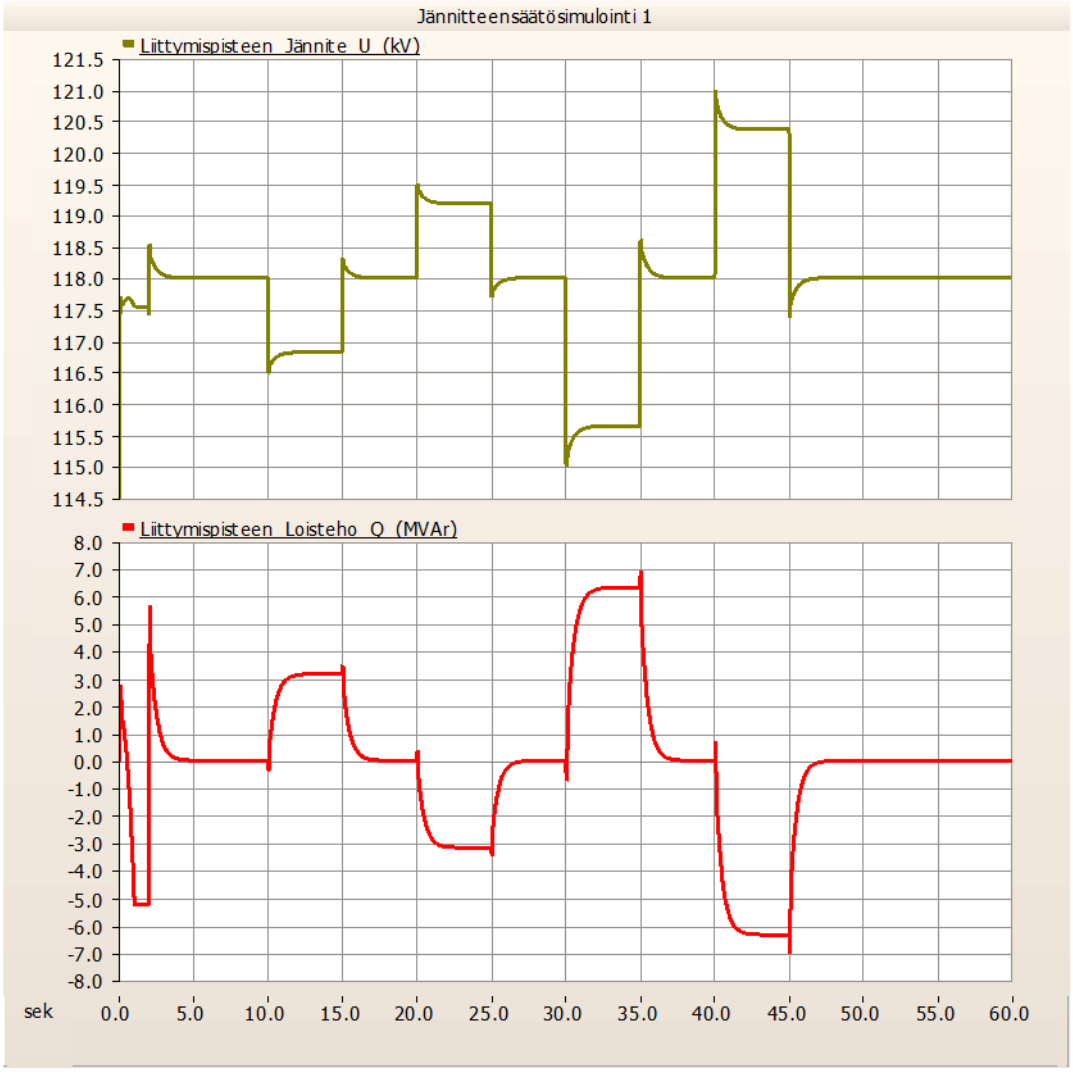


LIITE A.3. *Pitkäkestoinen jännitehäiriösimulointi, kun voimalaitos tuottaa pätötehoa* P_{max}

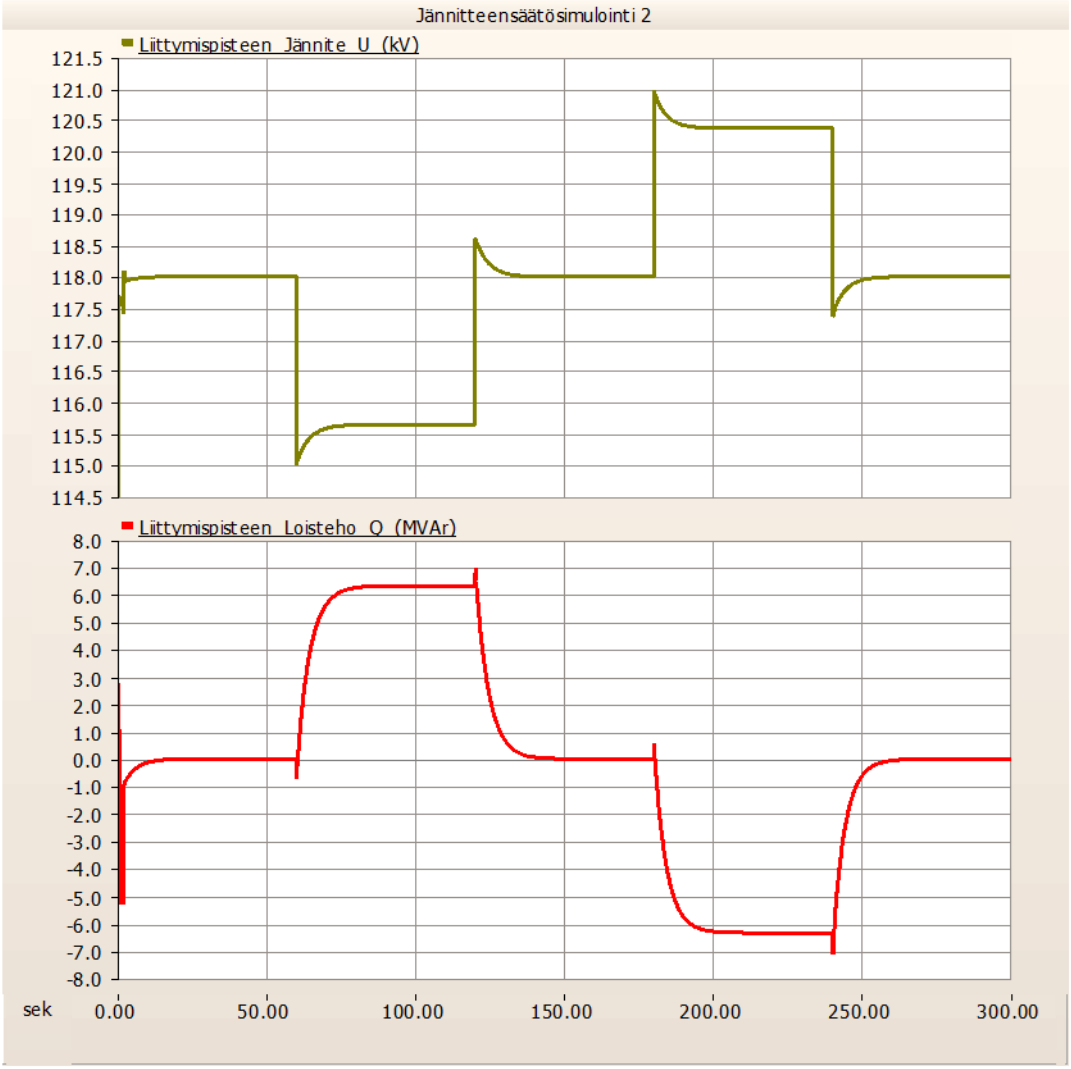


LIITE A.4. *Pitkäkestoinen jännitehäiriösimulointi, kun voimalaitos tuottaa pätötehoa 0,25xP_{max}*

LIITE B: JÄNNITTEENSÄÄTÖSIMULOINNIT



LIITE B.1. *Jännitteensäätösimulointi 1*



LIITE B.2. *Jännitteensäätösimulointi 2*