

Niklas Potaseff

# **VARMENNETUN VERKON TOIMINTAVARMUUDEN PARANTAMINEN**

Diplomityö

Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta

Tarkastajat: professori Sami Repo ja professori Pertti Järventausta

Kesäkuu 2023

# TIIVISTELMÄ

Niklas Potaseff: Varmennetun verkon toimintavarmuuden parantaminen

Diplomityö

Tampereen yliopisto

Sähkötekniikan DI-ohjelma

Kesäkuu 2023

Tässä Stora Enso Oyj:n Varkauden pakkauskartonkitehtaalle tehdyssä diplomityössä tutkittiin mahdollisuuksia parantaa varmennetun sähköjärjestelmän toimintavarmuutta. Varmennettu sähkönsyöttö on tutkitussa järjestelmässä toteutettu Kaplan-turbiinin saarekekäyttömahdollisuudella. Saarekekäytön onnistumisessa on epävarmuutta, jolloin varmennetun verkon toimintavarmuus kärsii.

Työn tavoitteena oli tutkia varmennettua sähköjärjestelmää ja löytää, sekä todentaa ongelmia, jotka vaikuttavat heikentävästi varmennetun verkon toimintavarmuuteen. Työssä oli myös tarkoitus tutkia mahdollisia ratkaisuvaihtoehtoja joiden avulla löydetty ongelman aiheuttajat saadaan poistettua ja järjestelmän toimintavarmuutta parannettua. Työssä hyödynnettiin järjestelmästä tehtyä tutkimusta sekä mittauksia. Järjestelmästä luotiin myös simulointimalli jolla pyrittiin todentamaan todellisessa järjestelmässä tapahtuvia ilmiöitä saarekkeeseen siirtymisen aikana. Näiden menetelmien lisäksi tehtiin työn aiheeseen liittyvää kirjallisuuskatsausta, jotta saatiin muodostettua kattava näkökulma tutkittavaan järjestelmään.

Tutkimuksen ja simuloinnin tulokset osoittavat, että järjestelmässä ongelman saarekekäyttöön siirryttäessä aiheuttaa suhteellisen suuri tehoero varmennetun verkon kuormituksen ja sitä syöttävän generaattorin välillä. Kuorman ollessa huomattavasti tuotantoa pienempi, saarekkeeseen siirtyminen aiheuttaa järjestelmässä taajuuden nopean nousemisen. Simuloinneissa havaittiin, että taajuus pystyy nousemaan generaattorisuojan havahtumisrajalle saakka. Generaattorisuojan laukeaminen puolestaan johtaa saarekkeen sähköntuotannon pysähtymiseen. Simulointitulokset antavat myös syyn epäillä saarekejärjestelmän ensisijaisen voimalan turbiinisäätäjän parametrien soveltuvuutta. Simulointi osoittaa, että turbiinisäätäjän tämänhetkiset parametrit tekevät voimalan säädöstä hitaan. Simuloitu voimala ei ehdi säätyä tarpeeksi pienelle teholle saarekkeeseen siirryttäessä ennen kuin ajaututaan generaattorisuojan toimintaan.

Työssä käsiteltiin edellä mainittuihin toimintavarmuutta heikentäviin ongelmiin ratkaisuvaihtoehtoja. Tehoeron pienentämiseksi voisi selvittää mahdollisuuksia varmennetun verkon kuormituksen lisäämiseksi. Toisena vaihtoehtona olisi investoida joko akkuvarastoon tai säädeltävään hukkuvuormaan, jonka avulla transientitilan tehoeroa saadaan pienennettyä. Ensisijaisena toimenpiteenä kannattaisi kuitenkin selvittää mahdollista turbiinisäätäjän uudelleen viritystä ja tutkia olisiko mahdollista saavuttaa haluttuja tuloksia tällä tavalla. Saarekejärjestelmän toiminnan varmistaminen vaatisi saarekekokeen tekemistä, jotta saarekkeen muodostamisen onnistuminen voitaisiin varmistaa. Sopivan ajankohdan järjestäminen saarekekokeelle jatkuvatoimisessa teollisuuslaitoksessa voi kuitenkin olla haastavaa.

Avainsanat: saarekekäyttö, vesivoima, Kaplan-turbiini, varmennettu verkko

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck -ohjelmalla.

## ABSTRACT

Niklas Potaseff: Enhancing the Reliability of the Secured Electrical Network  
Master's thesis  
Tampere University  
Master's Degree Program in Electrical Engineering  
June 2023

---

In this master's thesis done for Stora Enso Oyj's Varkaus packaging board mill, the possibilities to improve the reliability of the verified power system were examined. The verified power supply in the studied system is implemented with the possibility of island operation using a Kaplan turbine. The success of island operation is uncertain, which affects the reliability of the verified network's operation.

The aim of this study was to investigate the verified power system and identify and confirm the problems that negatively affect the reliability of the verified network's operation. The study also aimed to explore possible solution alternatives to eliminate the identified issues and improve the system's reliability. The study utilized existing research and measurements of the system. Additionally, a simulation model of the system was created to validate the phenomena occurring during the transition to island operation in a real system. In addition to these methods, a literature review related to the topic was conducted to provide a comprehensive perspective on the studied system.

The results of the research and simulation indicate that a relatively large power difference occurs between the verified network's load and the generator supplying it when transitioning to island operation. When the load is significantly lower than the production, transitioning to the island causes a rapid increase in frequency in the system. The simulations revealed that the frequency can rise up to the trip point of the generator protection. Tripping of the generator protection, in turn, leads to a halt in the island's power production. The simulation results also raise doubts about the suitability of the turbine governor parameters of the primary plant in the island system. The simulation shows that the current parameters of the turbine governor make the plant's regulation slow. The simulated plant does not have enough time to adjust to a lower power level when transitioning to the island before the generator protection activates.

The study discussed alternative solutions to the before mentioned problems that weaken the reliability. To reduce the power difference, possibilities to increase the verified network's load could be explored. Another option would be to invest in either a battery storage or an adjustable dummy load to reduce the power difference during the transient state. However, it is advisable to first investigate the possibility of retuning the turbine governor and examine if desired results can be achieved this way. Ensuring the operation of the island system would require conducting an islanding test to verify the successful formation of the island. However, scheduling an appropriate time for the islanding test in a continuous industrial facility can be challenging.

Keywords: Isolated operation, hydropower, Kaplan-turbine, secured electrical network

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

## ALKUSANAT

Tämä diplomityö tehtiin Stora Enson Varkauden pakkauskartonkitehtaalle. Työn ohjaajina Stora Enson puolelta toimivat esimieheni Tuomo Pekkonen sekä Tarmo Saukkonen. Yliopistolta tarkastajina toimivat professori Sami Repo sekä professori Pertti Järventausta.

Haluan kiittää Stora Ensoa mielenkiintoisesta diplomityöaiheesta, sekä mahdollisuudesta diplomityön tekemiseen. Kiitokset työn ohjauksesta Tuomolle, Tarmolle sekä kiitos asiantuntevista ohjeista ja rakentavista neuvoista Samille. Haluan kiittää myös kaikkia jotka osallistuivat työn aikana tehtyihin mittauksiin.

Varkaudessa, 5. kesäkuuta 2023

Niklas Potaseff

## SISÄLLYSLUETTELO

1.	Johdanto . . . . .	1
2.	Sähköntuotanto vesivoimalla . . . . .	3
2.1	Kaplan-turbiini . . . . .	3
2.2	Tahtigeneraattori saarekekäytössä . . . . .	5
2.2.1	Tahtigeneraattorin eroonkytkentä ja tahdistus . . . . .	6
2.2.2	Tahtikoneen magnetointi . . . . .	8
2.3	PID-säädin . . . . .	9
2.3.1	Turbiinisäätjä . . . . .	10
2.3.2	Automaattinen jännitteensäätö . . . . .	12
3.	Sähköenergiajärjestelmän säätö ja käyttö . . . . .	15
3.1	Jännitteen säätö ja häiriöreservit . . . . .	15
3.2	Saarekekäyttö . . . . .	16
3.2.1	Energian riittävyys . . . . .	20
4.	Suojaus . . . . .	22
4.1	Generaattorin suojaus . . . . .	22
4.2	Eroonkytkentäreleistys . . . . .	25
5.	Järjestelmän analyysi ja tutkiminen . . . . .	27
5.1	Järjestelmän kuvaus . . . . .	27
5.2	Järjestelmän tutkimus ja toimintaan vaikuttavat seikat . . . . .	29
5.2.1	Varmennetun verkon kuormitus . . . . .	29
5.2.2	Harmoniset yliaallot varmennetussa verkossa . . . . .	31
5.2.3	Mittamuuntimet . . . . .	32
5.2.4	Saarekekoe käyttöönoton aikana . . . . .	33
5.3	Simulointi . . . . .	34
5.3.1	Simuloinnin lähtöarvot . . . . .	34
5.3.2	Simulointi 1 . . . . .	36
5.3.3	Simulointi 2 . . . . .	38
5.3.4	Simulointi 3 . . . . .	41
5.4	Yhteenveto järjestelmän tutkimisesta ja simuloinneista . . . . .	42
6.	Ratkaisumahdollisuudet . . . . .	44
6.1	Kuormituksen ja tuotannon tasaus . . . . .	44
6.2	Hukkakuorma, ballast load . . . . .	45
6.3	Akkuvarasto . . . . .	46
6.4	Turbiinisäätäjän uudelleenviritys . . . . .	47

6.5 Ratkaisuehdotusten vertailu ja analysointi . . . . .	48
7. Yhteenveto . . . . .	49
Lähteet . . . . .	51
Liite A: Saarekekokeet . . . . .	55
Liite B: Teknisiä tietoja . . . . .	59

## LYHENTEET JA MERKINNÄT

AVR	Automatic voltage regulator
$e$	Mittauksen erotus
ELY-keskus	Elinkeino-, liikenne- ja ympäristökeskus
$\eta_g$	Generaattorin hyötysuhde
$\eta_t$	Turbiinin hyötysuhde
$f$	Taajuus
$f_n$	Nimellistaajuus
FCR	Frequency Containment Reserve
FFR	Fast Frequency Reserver
FRR	Frequency Restoration Reserve
$H$	Putouskorkeus
$I_g$	Generaattorin virta
$I_{mag}$	Magnetointivirta
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
$K_d$	Derivointivahvistus
$K_i$	Integroitivahvistus
$K_p$	Vahvistusarvo
OPS	Out of phase synchronization
$P_e$	Generaattorin teho
PID	Proportional, Integral, Derivative
$Q$	Loisteho
$Q_n$	Mitoitus loisteho
$Q_v$	Tilavuusvirta
$\rho$	Tiheys
$s$	Statiikka
SJV	Sähkövarastojen järjestelmätekniset vaatimukset
STATCOM	Static Synchronous Compensator

SVC	Static Var Compensator
$t_{df}$	Suodatusaika
THD	Total harmonic distortion
$U$	Jännite
$u$	Ohjaussignaali
$U_n$	Nimellisjännite
UPS	Uninterruptible Power Supply
$V_g$	Generaattorin jännite
$V_{ref}$	Jännitteen asetusarvo
VJV	Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset

# 1. JOHDANTO

Sähköverkot kehittyvät jatkuvasti älykkäämmiksi ja monipuolisemmiksi kun hajautetun sähköntuotannon määrä kasvaa. Silti sähkönjakelussa ei voida välttyä häiriöiltä, joita esimerkiksi luonnonilmiöt ja laitevauriot aiheuttavat. Sähköverkon häiriötilanteessa sähköverkko voi jakautua erillisiin saarekkeisiin, jolloin saareke alkaa toimia muusta verkosta erillisenä sähköjärjestelmänä. Tällaisia tahattomia saarekkeita pyritään välttämään, mutta joissain tapauksissa saarekekäyttö voi tulla tarpeeseen. Tämän työn kannalta saarekekäyttöä tarkastellaan paikallisesti teollisuuslaitoksen sisäisessä sähköverkossa. Sisäisen saarekkeen keskeisiä hyötyjä ovat keskeytymätön sähkönsyöttö sellaisiin järjestelmiin, jotka halutaan suojata sähkökatkoilta. Saarekekäytön onnistuessa, saareke ei ole riippuvainen ulkoisesta verkosta, vaan kykenee toimimaan itsenäisenä sähköjärjestelmänä.

Tässä diplomityössä tutkitaan teollisuuslaitoksen sähköverkon osaa, joka on varustettu saarekekäyttö mahdollisuudella. Saarekekäytön aikana saarekettä syöttää vesivoimalaitos ja sen kuormana on muuntaja, joka syöttää varmennettua verkkoa. Työssä tutkitaan mahdollisuuksia parantaa varmennetun verkon toimintavarmuutta saarekekäyttöön siirtäessä. Tutkittavassa järjestelmässä on ollut ongelmia saarekekäytön onnistumisessa, minkä vuoksi tämä diplomityö tehdään. Varmennetun verkon toimintavarmuutta heikentävä tekijä tutkittavassa järjestelmässä on suuri tehoero kuorman ja kulutuksen välillä, minkä epäillään aiheuttavan epävarmuutta saarekekäyttöön siirtymisen onnistumisessa. Tutkimuksen avulla pyritään todentamaan toimintaongelman syitä ja löytämään keinoja, joiden avulla varmennetun verkon toimintavarmuutta saadaan parannettua.

Työssä tutustutaan aluksi aikaisempaan tutkimukseen sekä kirjallisuuteen liittyen tahtigeneraattorilla toteutettuun saarekekäyttöön. Suuntaajakytkettyjä voimaloita ei tässä työssä tutkita, vaan keskitytään Kaplan tyyppiseen vesivoimalaan ja perinteiseen tahtigeneraattorilla toteutettuun ratkaisuun. Työn alussa luodaan teoreettinen pohja, minkä avulla muodostetaan vaihtoehtoisia ratkaisuvaihtoehtoja varmennetun verkon toimintavarmuuden parantamiseksi. Kirjallisuuden sekä konkreettisen tutkimuksen lisäksi työssä hyödynnetään järjestelmän pohjalta luotua simulointimallia, jonka avulla pyritään todentamaan ja ymmärtämään ilmiöitä, joita saarekekäyttöön tässä järjestelmässä liittyy. Simuloinnilla pyritään todentamaan järjestelmän tutkimisessa löytyviä varmennetun verkon toimintavarmuutta heikentäviä tekijöitä, kuten suuren tehoeron aiheuttamaa taajuuden muutosta, sekä säädinparametrien vaikutusta voimalaitoksen käyttäytymiseen.

Työn tekemisen apuna hyödynnetään yrityksen oman henkilöstön tietämystä ja kontakteja asiantuntijoihin, sekä järjestelmän tutkimisen osalta kunnossapidosta vastaavan henkilökunnan osaamista tutkittavasta järjestelmästä. Työn päätavoitteena on keskittyä varmennetun verkon toimintaongelman ratkaisuun ja toimintavarmuuden parantamisvaihtoehtojen löytämiseen.

## 2. SÄHKÖNTUOTANTO VESIVOIMALLA

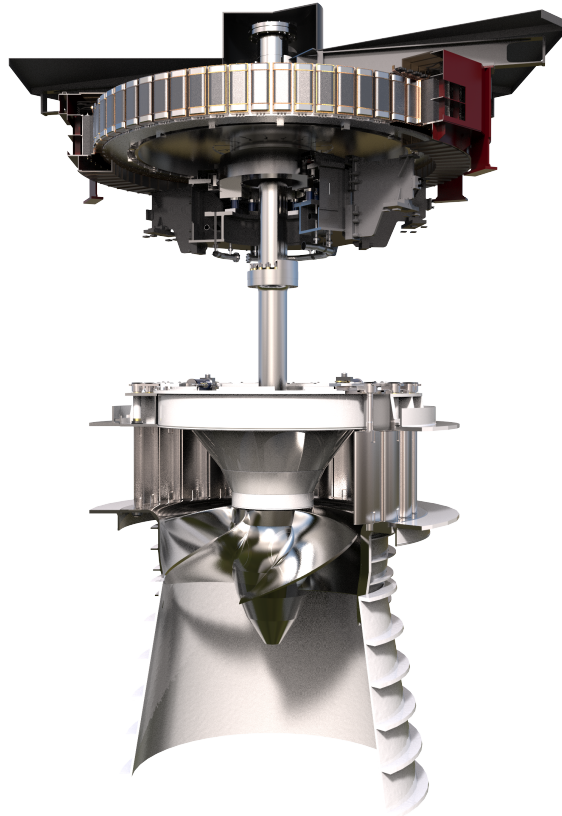
Voimalaitosyksikön saarekekäyttö on normaalista poikkeava tilanne, joka vaatii voimalan laitteilta, säädöiltä sekä turvajärjestelmiltä normaalikäyttötilaa poikkeavaa toimintaa. Vesivoimala on monimutkainen laitos, joka koostuu vesiteistä, turbiinigeneraattorista, säätölaitteista, sekä omakäyttölaitteista, kuten jäähdytys- ja öljypumpuista. Saarekekäytön onnistuminen on kokonaisuus kaikkien näiden osakokonaisuuksien yhteistoiminnasta.

Tässä luvussa käsitellään vesivoimalla tuotettuun sähköön liittyvää teoriaa kirjallisuuskatsauksen muodossa. Samalla käsitellään tutkittavan voimalan laitteistoa ja niiden ominaisuuksia. Luvun pääpaino on tutkittavan vesivoimajärjestelmän laitteissa, joiden ominaisuuksia ja vaatimuksia saarekekäytön näkökulmasta tarkastellaan. Tarkemmin saarekekäytön käsittelyä jatketaan kappaleessa 3. Mitään yksiselitteistä ja oikeaa vastausta saarekekäyttökysymykseen ei ole, vaan tässä tarjotaan tietoa siitä, millaisilla laitteilla eräissä järjestelmissä saarekekäyttö on toteutettu. Luvun tarkoitus on antaa taustatietoa ja teoriaa vesivoimalla tuotetusta sähköstä, sekä käsitellä saarekekäytön toteuttamista vesivoimalaitoksella. Riittävä aiheen sekä laitteiston tuntemus on kriittistä kokonaisuuden ymmärtämisen ja toimintaongelman ratkaisun kannalta.

### 2.1 Kaplan-turbiini

Vesivoimalan toiminta perustuu veden potentiaalienergian muuntamiseen sähköenergiaksi. Korkeuseron aiheuttamasta veden virtauksesta on mahdollista ottaa energiaa talteen vesivoimaturbiinilla ja edelleen muuntaa turbiinin kineettinen energia sähköenergiaksi generaattorin avulla. Työssä tutkittavassa voimalassa turbiini on Kaplan-tyyppinen ja se on varustettu lapakulman säädöllä. Kuvassa 2.1 havainnekuva Kaplan-turbiinin rakenteesta.

Kaplan-turbiinit soveltuvat matalille putouskorkeuksille ja suurille veden virtaamille. Kaplan-turbiineissa yhdistyy kineettisen energian ja veden paine-eron hyödyntäminen turbiinin pyörittämiseksi.[8] Vesivoimalan tuottaman sähkötehon suuruutta voidaan arvioida kaavan 2.1 avulla, joka voidaan johtaa Bernoullin yhtälöistä. Kaavassa  $P_e$  on generaattorin tuottama sähköteho [W],  $\eta_t$  turbiinin hyötysuhde,  $\eta_g$  generaattorin hyötysuhde,  $\rho$  virtaavan veden tiheys [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ],  $g$  maan putoamiskiihtyvyyys [ $9,81 \text{ m}/\text{s}^2$ ],  $Q_v$  turbiiniin virtaavan veden tilavuusvirta [ $\text{m}^3/\text{s}$ ] ja  $H$  voimalaitoksen putouskorkeus. [45]



**Kuva 2.1.** Havainnekuva Kaplan-turbiinista. Kuva ja sen käyttöluva saatu GE Energy Finlandilta.

$$P_e = \eta_t \eta_g (\rho g Q_v H). \quad (2.1)$$

Kun vesivoimalan tuottamaa tehoa halutaan säätää, säädetään turbiiniin virtaavan veden määrää, eli tilavuusvirtaa  $Q_v$ . Työssä tutkittavan järjestelmän Kaplan-turbiinin säätely tapahtuu johtosiipien avausta säätämällä. Johtosiivet säätelevät veden virtausta turbiiniin, ja virtaaman kasvaessa turbiinin tuottama teho kasvaa. Kaplan-turbiineja on saatavilla sekä kiinteillä siivillä että lapakulmasäädöllä varustettuina. Jos juoksupyörän lapakulmaa voidaan säätää, turbiinia voidaan käyttää myös osittaiskuormituksella optimaalisesti, mikä johtaa parempaan hyötysuhteeseen [10]. Saarekekäytön kannalta on hyvä, että Kaplan-turbiini kykenee säätävien lapojensa ansiosta operoimaan hyvällä hyötysuhteella myös osakuormituksella, sillä normaalikäytön ja saarekekäytön välillä voi olla suuriakin tehoeroja, kuten tässä työssä tullaan myöhemmin huomaamaan. Kaplan-turbiinin säätönopeus riippuu monista tekijöistä, kuten säätöjärjestelmästä ja sen laitteista. Turbiiniin virtaavan veden säädöstä sekä juoksupyörän lapakulman säädöstä vastaa turbiinisäätäjä, jota käsitellään myöhemmin tässä luvussa.

Saarekekäyttö luo haasteita Kaplan-turbiinille, sillä saarekekäyttöön siirrytään tutkittavassa järjestelmässä sähköverkon häiriön seurauksena. Häiriö aiheuttaa transientitilan tur-

biinille, kun voimalan on alettava vastata saarekkeen kuormituksen vaatimukseen jäykänverkon syöttämisen sijaan. Muutostilan jälkeen saarekekäytölle siirtymisen onnistuessa päätyy turbiinin teho saarekekäytön kuormaa vastaavaan tasapainotilaan.

Transienttitapahtumat on mielletty haitallisiksi vesivoimaturbiineille, sillä muutostilassa voi esiintyä turbiinille haitallisia ilmiöitä, kuten korkeita painevaihteluita, jotka vaikuttavat turbiinin käyttöikään. Painevaihtelut edistävät halkeamien muodostumista turbiinin lapoihin, sekä aiheuttavat kuormitusta laakeroinnille. Esimerkiksi tutkimuksessa ”*Load variation effects on the pressure fluctuations exerted on a Kaplan turbine runner*” (K. Amiri , B. Mulu , M. Raisee , M.J. Cervantes) on havaittu, että Kaplan-turbiinin siirtyessä parhaan hyötysuhteen toimintatilasta osakuormalle tai siirryttäessä osakuormalta parhaan hyötysuhteen toimintapisteeseen, syntyy virtauskanavaan oskilloiva virtaus. Oskilloiva virtaus (rotating vortex rope) johtaa värähtelyihin turbiinin laakereissa, sekä pyörivissä osissa. [3] Tällaisia haitallisia olosuhteita turbiinille voi syntyä saarekekäyttöön siirryttäessä, mikäli saarekkeen kuorma on pienempi kuin turbiinin teho ennen saarekkeeseen siirtymistä. Tällöin nopea tehonsäätö luo juuri edellä mainitun tutkimuksen mukaisen transienttitilan.

## 2.2 Tahtigeneraattori saarekekäytössä

Vesivoimalan mekaaninen energia muutetaan sähköenergiaksi generaattorin avulla. Tahtikone on yleinen generaattorimalli ja se jaetaan roottorin rakenteen perustella kahteen ryhmään: avonapaisiin ja umpinapaisiin tahtikoneisiin. Näiden kahden konetyypin ero löytyy roottorin rakenteesta ja nimensä mukaan avonapaisen koneen roottorissa on havaittavissa fyysisesti erottuvat magneettiset navat, kun taas umpinapaisen koneen roottori on sylinterin mallinen.[32] Umpinapaisia tahtikoneita käytetään nopeasti pyörivissä sovelluksissa, kuten höyryturbiinien yhteydessä. Hitaasti pyörivät voimakoneet, kuten vesivoimalat hyödyntävät puolestaan avonapaisia tahtikoneita generaattoreinaan.[4]

Suomessa kantaverkkoyhtiä Fingrid on säätänyt verkkoon liitettäville, mitoitetusteholtaan yli 0,8 kW:n voimalaitoksille vaatimuksia (Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset, VJV). Tahtikonevoimalaitoksille vaatimuksia on esimerkiksi pätötehon-, taajuuden-, loistehon- sekä jännitteensäädön osalta. Magnetointiin liittyen vaatimuksissa käsitellään jännitteensäädön parametreja sekä säädön tehokkuutta.[22]

Tutkittavan voimalan avonapainen tahtigeneraattori on nimellisteholtaan 1,275 MVA. Voimalaa ei kuitenkaan koske Fingridin asettamat voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset sillä voimala on peruskorjattu vuonna 2005, jonka jälkeen muutoksia voimalan järjestelmätekniisiin ominaisuuksiin ei ole tehty. Vuonna 2005 voimassa ollut VJV 1996:n mukaan vaatimukset koskevat yli 50 MW:n laitoksia. Vaatimukset ovat kiristyneet portaittain jokaisen uuden VJV:n myötä. (VJV 2007), (VJV 2013) ja nykyinen (VJV 2018) linjaavat kuitenkin, että vaatimukset koskevat uusia tuotantolaitoksia ja käytössä olevia laitoksia silloin kun laitoksen järjestelmätekniisiä ominaisuuksia muutetaan.[19, 20, 21, 22]

Tämän perusteella tutkittavalla voimalalla ei ole Fingridin puolelta vaatimuksia niin kauan, kun siihen ei muutoksia tehdä. Tämän takia työssä esiintyvät voimalan säätö- ja suojausparametrit esimerkiksi kantaverkon tukemisen osalta eivät ole nykyisten määräysten mukaisia.

### 2.2.1 Tahtigeneraattorin eroonkytkentä ja tahdistus

Saarekkeen eroonkytkentä tapahtuu, kun yhteys ulkoiseen verkkoon katkeaa ja saareke alkaa toimia irrallisena sähköjärjestelmänä. Eroonkytkentä toteutetaan tutkittavassa järjestelmässä katkaisijan ja releen yhdistelmällä, jossa rele ohjaa katkaisijan auki, kun jokin laukaisuehdoista täyttyy. Kun saarekkeeseen siirtyminen toteutetaan eroon kytkennällä, siirtyvät saarekkeen laitteet käynnissä ollessaan erilleen ulkoisesta verkosta. Saareke voidaan muodostaa myös "black startilla", jos voimala on varustettu black start mahdollisuudella. Tällöin jännitteettömään verkon osaan käynnistetään generaattori, joka alkaa syöttää saarekettä.

Black start vaatii, että voimalaitoksen omakäyttäjärjestelmille saadaan niiden tarvitsema sähkö, jotta voimalan käynnistys voidaan tehdä. Black start kyvyllä varustetut laitokset ovat yleensä vesivoimaloita, moottorivoimaloita tai kaasuturbiinilaitoksia. Vesivoimala soveltuu erityisen hyvin black start käyttöön, sillä se vaatii vain vähän energiaa käynnistykseen, verrattuna esimerkiksi höyryprosessia hyödyntäviin voimalaitoksiin.[47]

Black start kykyisten voimaloiden on oltava tarpeeksi suuria, jotta ne kykenevät verkon palautuksen aikana pysymään stabiileina, ja operoimaan reaktiivisten kuormien kanssa, joita pitkät siirtoverkon linjat edustavat koko verkon black startin aikana.[47] Tutkittavaa järjestelmää ei ole varustettu black start mahdollisuudella, eikä se pienen tehonsa vuoksi olisi valtakunnallisesti kovin merkittävä laitos kantaverkon häiriöstä palautumiselle. Black start-kyky toisi kuitenkin mahdollisuuden generaattorin käynnistämiseksi saarekkeeseen, jolloin työssä tutkittavaan varmennettuun verkkoon saataisiin palautettua sähkö myös jännitteettömästä tilasta. Black startin toteuttaminen vaatisi ainakin ratkaisun ulkopuolisen energian tarpeelle, jolla vesivoimalan omakäyttäjärjestelmät, kuten öljypumput, magnetointilaitteet sekä säätimet saataisiin toimintaan, ennen voimalan käynnistystä.

Toinen tie saarekekäyttöön on erottaa verkon osa muusta verkosta käynnin aikana. Eroonkytkennän seurauksena syntyy muutostila, jonka aikana saarekejärjestelmä hakeutuu uuteen tasapainotilaan, mikäli saarekkeeseen siirtyminen onnistuu. Koska tehoero saarekekäytön ja normaalitilan välillä voi olla suuri, täytyy eroonkytkentä toteuttaa laitteilla, jotka kykenevät katkaisemaan kuormitusvirran luotettavasti. Tutkittavassa järjestelmässä eroonkytkentäkatkaisija on SF6 kaasueristeinen katkaisija, jota ohjataan releellä. Katkaisijaa ja relettä käsitellään myöhemmin kappaleessa 4.

Saareke voidaan kytkeä takaisin osaksi ulkoista verkkoa, kun eroonkytkennän aiheuttava

vika on verkosta korjaantunut. Saarekkeen takaisinkytkentä voidaan tehdä katkon kautta, jolloin saarekkeen tuotanto on sammutettava ennen saarekeverkon liittämistä osaksi jäykkää verkkoa, tai vaihtoehtoisesti tahdistamalla saareke ulkoisen verkon kanssa ja sen jälkeen suorittamalla yhteen kytkeminen. Tahdistettaessa on tärkeää, että tahdistettavan verkon ja ulkoisenverkon taajuus sekä jännite ovat tarpeeksi lähellä toisiaan. Myös vaihejärjestyksen on oltava sama ja vaihekulmaeron oltava tarpeeksi pieni, jotta tahdistus voidaan onnistuneesti tehdä.

Fingridin VJV 2018 vaatimukset tahtikonevoimalaitosten tahdistuksen osalta ovat seuraavat [22]:

- Taajuus 49,0 — 51,0 Hz
- Jännite 0,90 — 1,05 pu.
- Vaihekulmaero  $< 10^\circ$
- Taajuuspoikkeama  $< 0,2$  Hz
- Jännitepoikkeama  $< 0,05$  pu.
- Vaihejärjestys on sama tahdistavan katkaisijan molemmin puolin.

Jos tahdistuksessa tapahtuu virhe, ja generaattori kytketään ulkoiseen verkkoon väärässä vaiheessa (out-of-phase synchronization, OPS), voi generaattori vaurioitua pahasti. Virheellisen tahdistuksen seurauksena generaattorin staattorikäimityksiin syntyy vaarallisen suuria virran oskilloivia komponentteja, jotka voivat olla nimellisvirtaan nähden kymmenkertaisia. Korkea virta saa staattorikäimitykset kuumenemaan ja voi aiheuttaa eristevaurioita. Myös roottoriin voi syntyä vian seurauksena suuria virtoja jolloin staattorikäimityksiin indusoituu vaarallisen korkeita jännitteitä. Virran ja jännitteen epänormaali heilahtelu vian seurauksena aiheuttaa myös generaattorin sisäiseen magneettikenttään normaalitilasta poikkeavia häiriöitä.[37] Sähköisten osien vaurioitumisriskin lisäksi OPS aiheuttaa generaattorin akselille vääntömomenteja, jotka voivat olla jopa suurempia kuin kolmivaiheisen oikosulun aikana.[38]

Generaattorin lisäksi OPS aiheuttaa generaattorin kanssa samassa verkossa lähellä oleville sähkölaitteille häiriöitä virran ja jännitteen käyttäytymisessä. Artikkelissa ”Analysis of generator step-up transformer failure following faulty synchronization” on analysoitu OPS:än aiheuttamaa generaattorin päämuuntajan tuhoutumista. Virheellinen katkaisijan sulkeminen ilman synkronoinnin onnistumista aiheutti tässä tapauksessa 725 MVA:n muuntajan tuhoutumisen. [41] Jotta tämänkaltaisilta laitevaurioilta vältytään, on suotavaa, että synkronointi toimii ja esimerkiksi saarekekäytöstä voidaan palata hallitusti takaisin normaalikäytölle.

## 2.2.2 Tahtikoneen magnetointi

Tahtikoneen magnetointilaitteiston tehtävänä on tuottaa generaattorin magnetointikämmille virta, joka muodostaa roottoriin magneettikentän. Magnetoinnilla säädetään tahtigeneraattorin napajännitettä, joka vaikuttaa suoraan tahtigeneraattorin loisteho käyttäytymiseen. Ylimagnetoituna tahtigeneraattori tuottaa loistehoa ja alimagnetoituna kuluttaa sitä.

Tyypillisesti magnetointi hoidetaan generaattorin akselilla pyörivällä magnetointilaitteistolla. Magnetointikoneen, (engl. exciter) lisäksi tarvitaan mittalaitteita ja säädin, joka säätelee magnetointivirran suuruutta.[6] Järjestelmässä, jota diplomityössä tutkitaan, on käytössä DC-magnetointikone. DC magnetointilaitteet ovat jo jokseenkin vanhentunutta tekniikkaa, ja se on huomattavasti AC magnetointilaitteita hitaampi vastaamaan säätöön. Tasasähkömagnetoinnilla tyypillinen jännitteenousuaika on 1–2 s, kun vaihtosähkömagnetoinnilla vastaava arvo on 0,15–0,3 s [6]. Työn kohteen DC-magnetointikoneessa sen staattoriin luodaan magneettikenttä jänniteensäätäjältä saatavalla tasajännitteellä. Magnetointikoneen roottorilta saadaan kommutaattorin kautta tasajännite, joka ohjataan hiiliharjojen ja liukurenkaiden kautta päägeneraattorin roottorikämmityksille. Suurempitehoisissa generaattoreissa voi magnetointikoneita olla kaksi peräkkäin, jolloin magnetoinnin tehoa saadaan kasvatettua. Tällöin ensimmäisen magnetointikoneen tuottama tasavirta käytetään toisen magnetointikoneen staattorin magnetointiin ja siitä saatava virta johdetaan vasta päägeneraattorille.[7]

Modernimmissa AC-magnetointilaitteissa hyödynnetään tasasuuntaajaa, jolla voidaan tuottaa tasajännite ilman kommutointia. AC-magnetointilaitteet ovat syrjäyttäneet valtaosan DC-magnetointilaitteista ja niitä on käytössä enää pääasiassa vanhoissa laitoksissa. Staattinen magnetointi puolestaan ei tarvitse päägeneraattorin akselille konetta laisinkaan, sillä sen tarvitsema teho otetaan ulkoisesta lähteestä. Yhteistä kaikille magnetointilaitteille on kuitenkin niiden säätö, joka toteutetaan automaattisella jänniteensäätimellä, jota käsitellään tarkemmin myöhemmin tässä luvussa.[7]

Saarekekäytön kannalta DC-magnetointilaitetta parempi vaihtoehto olisi modernimpi magnetointikone, joka reagoisi säätöön nopeammin. Muutostilan aikana saarekkeen jännite voi vaihdella ja saarekkeessa operoinnin aikana nopea jänniteensäätö nopeuttaa generaattorin loistehon säätämistä. DC- magnetointikoneista ei tuoreita tieteellisiä artikkeleita työtä tehdessä löytynyt, mikä voi johtua osittain siitä, että kyseiset laitteet ovat jo poistuvaa tekniikkaa.

Hitauden lisäksi, DC- magnetointilaitte vaatii myös uusia laitteita enemmän huoltoa, sillä se sisältää enemmän kuluvia osia. Esimerkiksi tasasähkömagnetointikoneessa olevan kommutaattorin sisältämät hiiliharjoilla toteutetut kontaktit vaativat aika ajoin hiilien vaihtamista, sillä ne kuluvat käytön aikana.

## 2.3 PID-säädin

Yleinen säädintyyppi teollisuuden prosesseissa on PID-säädin (Proportional, Integral, Derivative) ja sellainen on käytössä myös työn kohteena olevassa turbiinissa sekä magne-tointilaitteistossa säätäjänä. PID-säätimen ulostuloarvo määräytyy kolmen säätimen muodostaman parametrin summana.

Proportional- parametri muodostuu prosessiin asetetun arvon ja mitatun arvon erotuksesta, sekä asetetusta vahvistusarvosta. Kaavassa 2.2  $u_1$  on ulostuleva ohjaussignaali,  $K_p$  vahvistusarvo ja  $e$  mittauksesta saatava erotus suure:

$$u_1 = K_p e. \quad (2.2)$$

Vahvistusarvoa  $K_p$  säätämällä voidaan vaikuttaa säätimen tekemän säädön voimakkuuteen. Pelkkää P-säätöä käyttämällä jää säädettävään parametriin pysyvässä tilassa virhe ("steady state error"). [50]

Integrointiparametri on verrannollinen asetusarvon ja mittausarvon välisen virheen integraaliin. Kaavassa 2.3  $u_2$  on integroivan osan tuottama ohjaussignaali,  $K_i$  integrointivahvistus ja  $e$  mittauksesta saatavan eron arvo. Integroiva osa laskee mittavirheen integraalia ajan suhteen ja vahvistuskertoimella säädetään sen voimakkuutta.[50]

$$u_2 = K_i \int e dt. \quad (2.3)$$

Integrointiparametrin avulla saadaan säädettyä jatkuvan tilan virhe nollaan automaattisesti. Yhdistämällä parametrit "Proportional" ja "Integral" PI-säätimeksi, sen avulla saadaan vaimennettua perinteisen On/Off säädön aiheuttama mittausarvon värähtely asetusarvon molemmin puolin.[50]

Derivoiva osa säädöstä pyrkii ennustamaan mitatun arvon tulevaa tilaa arvioimalla mittausarvon muutosnopeutta. Derivoiva osa  $u_3$  muodostuu derivoivan osan vahvistuskertoimesta  $K_d$  ja mitatun eroarvon  $e$  muutosnopeudesta kaava 2.4. Derivoivan osan avulla voidaan saada parannettua säädön vaimenemista, sillä se ennakoii mittapisteen tulevaa arvoa. Näin voidaan tehostaa säätimen toimintaa.

$$u_3 = K_d \frac{de}{dt}. \quad (2.4)$$

Vaikka derivoivalla osalla voidaan saavuttaa säätimen suorituskyvyn paranemista, sitä ei aina välttämättä hyödynnetä. D-säätö on ongelmallinen kohinaisen mittaussignaalin kanssa, jolloin tarvitaan suodatusta. Toinen ongelma on derivoivan osan aiheuttama "derivative kick"-ilmiö. Se johtuu mittaussignaalin porrasmaisesta käyttäytymisestä, jonka seu-

rauksena derivoiva osa aiheuttaa ohjaussignaaliin piikin.[50]

PID-säätimen ulostulo saadaan kunkin osan muodostamien ohjaussignaalien summana:

$$u = u_1 + u_2 + u_3 = K_p e + K_i \int e dt + K_d \frac{de}{dt}. \quad (2.5)$$

PID-säädintä viritettäessä säädetään vahvistusarvoja  $K_p$ ,  $K_i$  ja  $K_d$ . Säädintä voidaan operoida yksinkertaisempaan, esimerkiksi PI tai PD säätimenä, asettamalla ulosjätettävän parametrin vahvistusarvo nolleen, jolloin se ei vaikuta säätimen ulostuloon. Näin voidaan toimia esimerkiksi sellaisissa kohteissa, joissa ei koeta tarpeelliseksi hyödyntää koko PID säätimen potentiaalia.[50]

Jotta säädin toimii oikein, on se viritettävä kulloisenkin tilanteen mukaan niin, että haluttuun lopputulokseen säädön toiminnan kannalta päästään. Huonosti viritetty säädin voi johtaa epäsuotuisaan toimintaan, kuten epästabiiliuteen. Tällainen ei ole suotavaa, esimerkiksi sähköverkon taajuuden osalta. Tässä diplomityössä sitä ei kuitenkaan tutkita, eikä tätä syvällisemmin perehdytä säätimien optimointiin tai toimintaan.

### 2.3.1 Turbiinisäätäjä

Järjestelmässä on käytössä Veo Oy:n turbiinisäätäjä VEO-DTR. Turbiinisäätäjä hoitaa Kaplan-turbiinin johto- sekä juoksupyörän avausten säädön. Turbiinisäätäjä ohjaa juoksupyörää putouskorkeuden ja johtopyörän avauksen mukaan. Kombiointiohjelmistossa on esiasetettuja käyriä, joiden avulla lasketaan juoksupyörän asento kullekin tilanteelle johtopyörän avauksen ja putouskorkeuden mukaan.[30] Kaplan-turbiinia voidaan operoida näin hyvällä hyötysuhteella, kun juoksupyörän lavat saadaan säädettyä kullekin virtaamalle optimaaliseen kulmaan.

Johtopyörän avausta säätämällä säädetään turbiinin läpi kulkevan veden määrää, ja siten sen tuottamaa tehoa. Turbiinisäätäjässä on eri parametrit kullekin käyttötilalle: käynnistysparametrit, tyhjäkäyntiparametrit, normaalikäytön parametrit, häiriökäytön parametrit, sekä saarekekäytön parametrit. Työn kannalta käynnistykseen liittyvät parametrit eivät ole oleellisia, joten alla olevissa taulukoissa on esiteltynä parametrit normaalikäytölle, häiriökäytölle, sekä saarekekäytölle. Taulukossa on PID-säätimelle tutut parametrit  $K_p$ ,  $K_i$  ja  $K_d$ , joiden lisäksi taulukossa on taajuuden mittauksen suodatusaika  $t_{df}$ , sekä statiikka.

Taulukosta huomataan, että säätimen parametrit ovat jokaiselle käyttötilalle erilaiset. Normaalikäytöllä säädin reagoi paljon maltillisemmin pitkän suodatusajan takia, jolloin myös turbiinin avauksen liikkeet ovat pieniä. Saarekekäytöllä säädin reagoi paljon nopeammin ja myös suurempi osa turbiinin tehosta on varattu statiikan kautta taajuuden häiriöiden korjaamiseen.

Parametri	Normaalikäyttö	Häiriökäyttö	Saarekekäyttö
$K_p$	2,50	2,30	3,00
$K_i$	0,30	0,25	0,035
$K_d$	0,00	0,00	2,50
$t_{df}$	320,0 s	60,00 s	0,2 s
Statiikka	5,00 %	6,00 %	7,00 %

**Taulukko 2.1.** Taulukko turbiinisäätäjän parametreistä[12]

Siirtyminen eri käyttötilojen välillä tapahtuu automaattisesti. Normaalikäytöltä turbiinisäätäjä siirtyy häiriökäytölle, mikäli verkon taajuus poikkeaa viidestäkymmenestä hertsistä enemmän kuin 0,3 Hz, 0,200 sekunnin ajan tai kun taajuuden muutosnopeus ylittää arvon 0,5 Hz/s. Saarekekäytölle siirrytään vastaavasti, jos taajuus poikkeama on yli 0,8 Hz, 0,8 sekunnin ajan, tai jos taajuuden muutosnopeus ylittää 0,7 Hz/s. Kun turbiinisäätäjän tila muuttuu, ottaa se automaattisesti kyseisen säätötilan parametrit käyttöön, jotka ovat taulukon 2.1 mukaiset. Saarekekäytöllä vaihdetaan lisäksi generaattorin taajuus asetukseksi 50,15 Hz, jotta vältyttäisiin takatehollen ajautumista siinä vaiheessa, kun generaattori tahdistetaan takaisin jäykkään verkkoon. Takaisin normaalitilaan turbiinisäätäjä palaa häiriökäytöltä, kun taajuuspoikkeama on ollut pienempi kuin 0,1 Hz, 180 sekunnin ajan. Myös saarekekäytöltä palataan normaalikäytölle saman ehdon mukaan.[30]

Jokaisella turbiinisäätäjän tilalla statiikan asetteluarvo eroaa toisistaan. Statiikka-asettelu määrää säätäjän, ja sen kautta turbiinigenaattorin toiminnan sähköverkon taajuusmuutoksen seurauksena. Fingridin voimalaitosten järjestelmätekniisissä vaatimuksissa (VJV 2018) esitetään ehto, että statiikan tulee olla aseteltavissa välille 2-12% ja portaiden suuruuden on oltava enintään 1%.[22] Eri käyttötilojen lisäksi turbiinisäätäjä voidaan asettaa toimimaan statiikka-ajolla, jolloin turbiinisäätäjä vastaa verkon taajuuden muutoksiin statiikka-asettelujen mukaan. Toinen käyttötila on rajoittaja-ajo. Kun turbiinisäätäjä on rajoittaja-ajo tilassa, johtopyörän asento ei muutu, vaikka taajuus verkossa muuttuisi. Normaalikäytön aikana turbiinisäätäjä on rajoittaja-ajo tilassa. Saarekekäytöllä statiikka on kuitenkin aina käytössä, joten jos turbiinisäätäjä on rajoittaja-ajolla ja saarekekäytölle siirtyminen tapahtuu, tulee säätimelle voimaan saarekekäytön mukainen statiikka-asettelu.

Statiikka (engl. droop) vaikuttaa voimalaitoksen tuottaman pätötehon käyttäytymiseen taajuuden muuttuessa. Statiikka määritellään kaavan 2.6 mukaan. Kaavassa  $s$  on statiikka,  $df$  taajuuden muutos,  $f_n$  nimellistaajuus,  $dP$  tehon muutos ja  $P_{max}$  laitoksen maksimiteho.

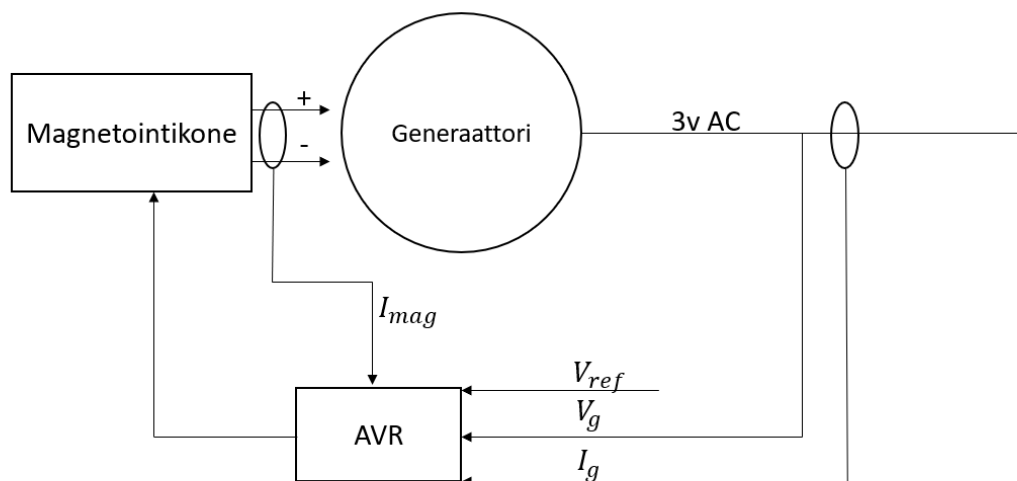
$$s = \frac{\frac{df}{f_n}}{\frac{dP}{P_{max}}}. \quad (2.6)$$

Kaavan 2.6 mukaan, esimerkiksi statiikan ollessa 6%, taajuuden muuttuminen 6% aiheuttaa voimalaan 100 %:n tehomuutoksen. Mitä pienempi statiikka-asettelu voimalassa on, sitä suurempi on tehon muutos suhteessa taajuuden muutokseen.

Pelkkä statiikka säätö aiheuttaa transienttilan jälkeen päätyminen uuteen toimintapisteesseen, jossa taajuus poikkeaa nimellisestä. Jotta päästään transienttilan jälkeen takaisin nimelliseen sähköverkon taajuuteen, tarvitaan statiikka-asettelun lisäksi toisosäätöä. Saarekejärjestelmässä toisosäätö voidaan toteuttaa lisäämällä automaattiseen turbiini-säätäjään integroiva säädin, joka nolaa pysyvän tilan virheen taajuudesta. [34]

### 2.3.2 Automaattinen jänniteensäätö

Käytännössä jokainen tahtigeneraattori on varustettu automaattisella jänniteensäädöllä AVR (Automatic voltage regulator), joka vastaa generaattorin automaattisesta jänniteensäädöstä [6]. Kuvassa 2.2 on havainnekuva automaattisesta jänniteensäätäjistä, joka ohjaa tahtigeneraattorin magnetointia. Kuva on luotu lähteen [7] pohjalta. Kuvassa automaattinen jänniteensäätäjä ottaa syötteenä magnetointivirran  $I_{mag}$ , jännitteen asetusarvon  $V_{ref}$ , generaattorin tuottaman jännitteen  $V_g$  sekä generaattorin virran  $I_g$ . Näiden avulla automaattinen jänniteensäätäjä ohjaa tahtigeneraattorin magnetointivirtaa siten, että haluttu jännite generaattorin navoissa säilytetään.[7]



**Kuva 2.2.** Havainnekuva automaattisesta jänniteensäätäjistä

Kuvassa 2.2 nähtävien AVR sisääntulosignaalien lisäksi käytännön säätimissä voi olla lisäksi muitakin sisääntuloja.

Työn kohteena olevan järjestelmän jänniteensäätäjä VEO-50 ohjaa tasasähkömagnetointikonetta ja huolehtii generaattorin jännitteen säädöstä. Säätäjä on staattinen esimag-

netointilaite, jota operoidaan jännitteensäätö + statiikka tilassa. Jännitteensäätäjä säättää generaattorin magnetointivirtaa siten, että jännite pysyy halutussa asetusarvossa eikä siihen vaikuta kuormituksen, taajuuden tai lämpötilan vaihtelut.[43]

Jännitteensäätäjä on PID-tyyppinen ja sen parametrien säätö tapahtuu potentiometrejä ruuvaamalla. Jännitteensäätäjän sisäisellä potentiometrillä asetetaan nimellijännite, jonka mukaan säädin toimii. Lisäksi jännitteen ohjearvoa voidaan säätää ulkoisella elektronisella ohjearvopotiometrillä. Tämän avulla voidaan säätää generaattorin loistehoa, kun se on liitettyä jäykkään verkkoon. [43]

Loistehostatiikka toimii samalla idealla kuin tehostatiikka. Loistehostatiikka reagoi jännitteen muutoksiin, kun tehostatiikka vastasi taajuuden muutokseen. Loistehostatiikka tukee verkon jännitettä häiriötilanteissa säätämällä automaattisesti tahtikoneen magnetointia. Loistehostatiikka noudattaa yhtälöä 2.7. Yhtälössä  $dU$  on jännitteen muutos,  $U_n$  nimellijännite,  $dQ$  loistehon muutos ja  $Q_n$  koneen mitoitusloisteho. Loistehostatiikka muuttaa koneen loistehon tuotantoa tai kulutusta jännitteen funktiona.[22]

$$s = \frac{\frac{dU}{U_n}}{\frac{dQ}{Q_n}}. \quad (2.7)$$

Loisvirtastatiikan avulla generaattorin jännitteensäätö reagoi verkon jännitemuutoksiin ja tukee jännitettä häiriötilanteissa. Jännitteen laskeessa generaattoria aletaan automaattisesti ylimagnetoida jännitteen nostamiseksi ja vastaavasti jännitteen noustessa, generaattoria alimagnetoidaan. Fingrid määrää, että generaattorin loistehonsäädön on oltava ylempitasoinen, eikä se saa häiritä generaattorin liitinjännitteen vakiojännitesäätöä. Loistehonsäätö mielessä tätä vakiojännitesäätöä ei saa siis ohittaa. Lisäksi, jotta loistehonsäätö sallitaan, on laitoksen oltava kulutusasteessa, kuten teollisuusintegraatissa. Tällöin loistehon säätö on perusteltua, jotta laitoksen loistehon kulutusta voidaan kompensoida.[35]

Jännitteensäätäjässä on ylimagnetoimisrajoitus, joka laskee generaattorin jännitettä, jos sähköverkon taajuus laskee. Tämän rajoituksen tarkoituksena on pitää generaattorin jännite/taajuus suhde oikeana alitaajuustilanteissa. Mikäli taajuus kuitenkin laskee alle 45 Hz, ja pysyy alle sen yli 10 sekuntia, seuraa alitaajuuslaukaisu.

Alitaajuuksien ylimagnetoinnin lisäksi säätäjässä on myös kattomagnetointi raja, jonka yli magnetointilaitteen ulostulovirta ei missään tilanteessa pääse nousemaan. Tällä suojauksella vältytään magnetointikämmien ylikuormitukselta. Suojaus mahdollistaa hetkellisen ylikuormituksen kattomagnetointivirralla, tämän säätäjän tapauksessa magnetointikämmiä voidaan ylikuormittaa 10 sekunnin ajan virralla, joka on 1,6–2 kertaa nimellisen suuruinen. Tämän jälkeen magnetointivirta rajoitetaan takaisin nimelliseen arvoonsa (tässä laitteessa noin 13 A).

Alimagnetointirajoituksia on järjestelmässä sekä jännitteensäätäjässä että generaattorin suojarleellä. Jännitteensäätäjässä alimagnetointirajaksi on asetettu noin 2,5 A. Tämä rajoitus pitää magnetointivirran aina yli 2,5 A, jos generaattorikatkaisija on suljettuna. Lisäksi generaattorin suojarleellä on kaksi alimagnetointirajoitusta, jotka ovat riippuvaisia generaattorin päätötehuormituksesta. Generaattorisuojan alimagnetointirajoitusten laukaisuparametrit ovat nähtävillä taulukossa 4.2. Releen alimagnetointi rajojen ylitystä seuraa generaattorin pikasulku.

Alimagnetoinnilta (engl. loss of excitation) on suojauduttava, sillä se aiheuttaa generaattorille ja järjestelmän stabiiliudelle vaaratilanteen. Alimagnetoitu tahtigeneraattori alkaa ottaa verkosta loistehoa induktiogeneraattorin tapaan, tämä voi johtaa generaattorin roottorin ja staattorin lämpenemiseen ja edelleen vaurioitumiseen. Mikäli sähköjärjestelmä, johon generaattori on liitetty, ei ole tarpeeksi jäykkä, aiheuttaa alimagnetoidun tahtigeneraattorin toiminta jännitteen alenemaa.[34] Esimerkiksi paikallisen saarekkeen tapauksessa, kun verkko ei ole jäykkä, on generaattorin magnetoinnilla suuri vaikutus saarekeverkon jännitteeseen.

### **3. SÄHKÖENERGIAJÄRJESTELMÄN SÄÄTÖ JA KÄYTTÖ**

Tässä luvussa käsitellään sähköverkkoon ja saarekekäyttöön liittyvää teoriaa. Myös tehon, taajuuden ja jännitteensäätöä käsitellään sillä ne liittyvät keskeisesti sähköverkon ja saarekkeen toimintaan.

#### **3.1 Jännitteen säätö ja häiriöreservit**

Pohjoismaisessa yhteiskäyttöverkossa taajuus on 50 Hz ja se saa normaalioloissa poiketa siitä välillä 49,9–50,1 Hz. Sähköverkossa kulutuksen ja tuotannon on oltava jatkuvasti tasapainossa, jotta tämä taajuuden tasapaino säilytetään. Tehomuutokset kulutuksen ja tuotannon välillä johtavat järjestelmän epätasapainoon, jolloin taajuus lähtee muuttumaan. Mikäli kuorma on tuotantoa suurempi, taajuus pyrkii laskemaan ja mikäli tuotanto on kulutusta suurempaa, pyrkii taajuus vastaavasti nousemaan. Verkon taajuutta pidetään normaaliolosuhteissa yllä säätämällä tuotantoa niissä voimalaitoksissa, jotka osallistuvat taajuuden säätöön. Jos taajuus poikkeaa normaalista 49,9-50,1 Hz ikkunasta alkaa taajuuden säätöreservit aktivoitua ja palauttaa taajuutta takaisin ikkunan sisään.

Verkkoon suoraan kytkettyjen generaattoreiden, sekä moottoreiden liike-energia hidastaa taajuuden muutoksia. Mitä enemmän verkossa on liike-energiaa, sitä hitaammin taajuus muuttuu kuorman tai tuotannon irtoamisen seurauksena. Generaattoreiden tehonsäätäjät pitävät huolen siitä, että muutostilanteen jälkeen taajuus palautetaan, säätämällä tuotantoa suuntaan tai toiseen. Mikäli generaattoreiden tehoa ei jatkuvasti säädettäisi, asettuisi verkko muutostilan jälkeen uuteen tasapainotilaan, jossa taajuus poikkeaisi halutusta 50 Hz:stä.[11]

Suomessa Fingrid huolehtii tehotasapainosta hankkimalla reservejä. Reservit ovat voimaloita, energiavarastoja, sekä kulutuskohteita, jotka säätävät tuotantoaan tai kulutustaan tarpeen vaatiessa. Reservilajeja on useita ja ne jaotellaan aktivointiajan suhteen. Nopeimmat reservit aktivoituvat sekunneissa taajuuspoikkeaman seurauksena ja hitaimmat korvaavan reservin laitokset ottavat jopa tunteja ennen kuin ne tarpeen vaatiessa käynnistyvät.[15]

Nopeasti reagoivia reservituotteita ovat nopea taajuusreservi FFR, taajuusohjattu häiriö-

reservi FCR-D ja taajuusohjattu käyttöreservi FCR-N. Nopein reservilaji FFR, jota käytetään alhaisen inertian tilanteissa, ja sitä hankitaan sähköjärjestelmän inertian mukaan. Tätä hitaampia ovat FCR-D ja FCR-N, jotka vastaavat sekuntitasolla taajuuden poikkeamiin. Nämä reservilajit reagoivat automaattisesti taajuuspoikkeamiin ja ovat päätöshoreservejä. Hitaammin aktivoituvia reservilajeja ovat automaattinen taajuuden palautusreservi aFRR, sekä säätösähkö- ja säätökapasiteettimarkkinat mFRR. Automaattinen taajuuden palautusreservi aktivoituu nimensä mukaan automaattisesti taajuuspoikkeaman seurauksena, mutta toimii taajuusohjattua häiriöreserviä hitaammin. MFRR-reservi on manuaalisesti pyynnöstä aktivoitavaa säätökapasiteettia. Hitaampien tuotteiden (aFRR ja mFRR) tehtävänä on vapauttaa nopeiden tuotteiden (FCR-D ja FCR-N) kapasiteetti valmiuteen uutta häiriötä varten.[13, 18, 14, 17]

Myös jännite halutaan sähköverkossa pitää nimellisessä arvossaan, sillä sähköverkon komponentit on mitoitettu tietylle jännitteelle, jolla niitä on myös suotavaa käyttää. Jännite on taajuudesta eroten paikallinen suure ja sitä säädetäänkin paikallisesti. Jännitettä voidaan säätää tahtigeneraattoreilla, muuntajien käännytyksillä sekä kompensointilaitteilla, kuten kondensaattoreilla, reaktoreilla sekä kehittyneemmällä tyristoripohjaisilla laitteilla (SVC (Static Var Compensator) ja STATCOM (Static Synchronous Compensator)).

Loistehoa tuottavat komponentit, kuten ylimagnetoidut tahtikoneet, kondensaattorit sekä aliluonnollisella teholla käyvät johdot nostavat jännitettä. Vastaavasti loistehoa kuluttavat komponentit, kuten alimagnetoidut tahtikoneet, reaktorit sekä ylikuonnollisella teholla käyvät johdot laskevat jännitettä.[11]

## 3.2 Saarekekäyttö

Saarekekäytöllä tarkoitetaan tässä työssä tilannetta, jossa yhteys valtakunnan verkkoon katkaistaan häiriötilanteen seurauksena. Työssä tarkastellaan pientä saarekettä, joka koostuu yhdestä vesivoimaturbiinista ja pienestä teollisuusverkon osasta. Saarekekäytön aikana saarekkeen generaattori syöttää saarekkeen kuormaa. Taajuuden ja jännitteen säätö on vain yhden generaattorin tehtävänä, sillä muita säätöön kykeneviä komponentteja ei järjestelmässä ole. Kun yhteys muuhun verkkoon menetetään, menetetään myös kaikki verkon kautta tullut inertia, joten saareke on huomattavasti paljon alttiimpi pientenkin häiriöiden aiheuttamille taajuuden muutoksille. Saarekekäytössä pätee kuitenkin samat taajuuden- ja jännitteensäädön periaatteet kuin jäykänverkon tapauksessa, mikäli saarekkeessa on tuotantoa, joka on toteutettu tahtikoneella. Tilanne muuttuu, jos saarekkeessa on pelkkää invertterikytkettyä tuotantoa. Tällöin taajuusäättöä tehdään säätämällä loistehoa ja jännitteensäätöä vastaavasti säätämällä päätötehoa [42].

Saareke täytyy suunnitella niin, että jatkuva taajuuden, sekä jännitteen säätö on saarekkeessa mahdollista halutuissa rajoissa. Keskeisessä roolissa saarekkeen koossa pysymisessä on tuotantolaitoksen generaattori ja sen säätimet, jotka ovat vastuussa tehotasa-

painosta, sekä jännitteen säädöstä. Sekä pätötehon, että loistehon on oltava saarekkeessa tasapainossa, jotta pysyvän tilan operointia voidaan jatkaa. On myös huomioitava, että pätö- ja loistehon tuotantokapasiteetti riittää kattamaan kuorman tarpeet. Saarekekäytössä tulee suojausten toimia niin ettei vaaranneta henkilöturvallisuutta. Kaikkien suojausten tulisi toimia saarekekäytössä samoin kuin jäykkään verkkoon liitettynäkin. [40]

Kun saarekekäyttöä suunnitellaan, on otettava huomioon useita asioita, jotta haluttuun lopputulokseen päästään. Aluksi on kartoitettava järjestelmä, jota aiotaan saarekkeessa operoida: järjestelmän koko, tuotantolaitokset, kuormitukset ja niiden tyypit. Tulee varmistua, että järjestelmällä on edellytykset toimia itsenäisenä saarekkeena erillisenä ulkoisesta verkosta. Saarekekäyttöön osallistuvien tuotantolaitosten/laitoksen on kyettävä syöttämään saarekkeen kuormaa. Kuorman pudotustarpeet täytyy huomioida, mikäli voimalat eivät koko saarekkeen kuormaa kykene kerralla syöttämään. Pätötehotasapainon lisäksi loistehon tuotantokapasiteetin tulee olla riittävä kuormitusten tarpeisiin. Generaattoreiden loistehon tuotantokapasiteettien lisäksi on tarkasteltava, onko tarvetta erillisille loistehon säätöön kykeneville komponenteille, kuten reaktoreille tai kondensaattoreille. [40] Saarekkeen koon mukaan on otettava huomioon siihen osallistuvien laitosten kyky säätöön, sillä kaikki tuotantomuodot eivät ole yhtä soveliaita säätymään, kuin toiset.

Taajuuden ja jännitteen säätö on tutkittavassa järjestelmässä toteutettu yhden generaattorin avulla. Tutkittavan järjestelmän säätölaitteita ja niiden parametreja käsiteltiin jo luvussa 2. Mikäli saarekkeessa on useita säätöön kykeneviä komponentteja, on suunniteltava kunkin operointi saareketilanteessa koordinoitusti. Kunkin saarekkeen tuotantolaitoksen tulee havaita saarekkeessa oleminen, ja sen jälkeen muuttaa säätöparametrejaan tilanteeseen sopivaksi. Tämän työn saareke on pieni ja sisältää vain yhden voimalan. Lisäksi saareke on pelkästään teollisuusintegraatin omassa käytössä, joten ulkopuolisia tahoja ei kulutuksen tai tuotannon osalta ole.

Kuormituksen vaatimat sähkönlaadulliset seikat tulee huomioida, ja tiedostaa myös se, että sähkönlaatu on saarekekäytössä oletettavasti huonompi, kuin jäykässä verkossa. Esimerkiksi suuret sähkömoottorit voivat saarekekäytön yhteydessä olla ongelmallisia suurten käynnistysvirtojen vuoksi, joka aiheuttaa samalla myös hetkellisen jännitteenalenevan saarekkeeseen. Jos saarekkeessa on suuria moottoreita, täytyy niiden suuret käynnistysvirrat huomioida, ja mahdollisesti toteuttaa käynnistys esimerkiksi pehmokäynnistyksen kautta. Moottoreiden lisäksi ongelmia saarekekäytössä voi aiheuttaa epätasainen kuormitus vaiheiden välillä, ja harmonisia yliaalloja tuottavat kuormitukset. Epätasainen kuormitus vaiheiden välillä aiheuttaa vaiheiden välistä jännitteen epätasapainoa, sekä virran nolajohtimeen. Harmoniset yliaallot puolestaan aiheuttavat sähköjärjestelmän magneettipiirien lämpenemistä (muuntajat, moottorit) ja voivat haitata sähkönlaadulle herkempien laitteiden toimintaa. [40]

Kokonaisuudessaan saarekekäytön onnistuminen on monen toiminnon ja laitteen yhteis-

toiminnan tulos. Koska mikään sähköjärjestelmä ei ole samanlainen, on saarekekäyttöön joka tilanteessa eri lähtökohdat ja ongelmat eivät kaikissa järjestelmissä ole samoja.

Aikaisemmin saarekekäyttöä on pyritty yleisesti hajautetun tuotannon järjestelmissä välttämään ja tahattomat saareketilanteet on pyritty havaitsemaan ja poistamaan ajamalla tuotanto saarekkeesta alas ja tämän jälkeen liittämällä irtaantunut osa järjestelmästä takaisin osaksi jäykkää verkkoa. Etenkin turvallisuusnäkökulmat ja sähkönlaadulliset seikat kuten jännitteen ja taajuuden säilyminen saarekkeessa ovat tukeneet tätä ajattelutapaa. Hajautetun tuotannon järjestelmissä, joissa halutaan välttää tahattomia saarekekäyttötilanteita, suojautuminen niiltä on tärkeä osa järjestelmää. Tahattomalla saarekkeella tarkoitetaan tilannetta, jossa osa järjestelmästä eristyy saarekkeeksi, jossa on sekä tuotantoa että kulutusta. Eristynyt osa säilyy jännitteisenä hajautetun tuotannon ansiosta. [40]

Saarekekäyttö on yleensä järkevää hajautetun sähköntuotantojärjestelmän yhteydessä, kun halutaan varmistaa sähkön toimitus tietyille alueelle tai käyttäjälle myös silloin, kun pääjärjestelmässä tapahtuu häiriöitä tai katkoksia. Saarekekäyttö mahdollistaa sähköntuotannon ja -kulutuksen jatkumisen erillisessä osassa järjestelmää, vaikka muu osa kärsisi häiriöistä tai katkoksista. Tällöin voi olla hyödyllistä valita alueita, joita operoidaan saarekkeina, joissa tuotanto ja kulutus ovat mahdollisimman lähellä toisiaan. [40] Saarekekäyttö voi myös olla järkevää silloin, kun tietty alue halutaan eristää sähköisesti muusta järjestelmästä esimerkiksi turvallisuussyistä tai siksi, että alueella on oma erillinen energiantuotantojärjestelmä, joka kykenee kattamaan kulutuksen tarpeet.

Tarkoituksenmukaisella saarekekäytöllä saavutetaan etuja, kuten parannetaan luotettavuutta tarjoamalla suunnitellun saarekkeen kuormalle keskeytymätön sähkönsyöttö ulkoisesta verkosta riippumatta. Lisäksi saarekkeen sähkönsaanti voidaan turvata esimerkiksi silloin, kun ulkoisen järjestelmän huoltotoimenpiteet aiheuttaisivat sähkökatkon. [28] Saarekekäytön toteuttaminen vaatii kuitenkin laitteita ja valmisteluja, jotta suunniteltu järjestelmä voidaan saarekkeeksi hallitusti erottaa. IEEE:n ohjeessa, joka koskee saarekekäyttöä, annetaan yleisiä huomioon otettavia seikkoja, kun saarekekäyttöä suunnitellaan: [28]

- Tehon suuruuden ja suunnan muutokset
- Jännitteen, taajuuden ja sähkönlaadun hallinta
- Onko yksi vai useampi liityntäpiste ulkoiseen verkkoon
- Suojausmenetelmät ja niiden mahdolliset muutokset
- Valvonta ja tiedon kulku
- Kuormitusvaatimukset alueelle, johon saareke muodostetaan
- Hajautetun tuotannon ominaisuudet ja toimivuus
- Jatkuvan- ja transienttilan olosuhteet
- Sähkölähteiden väliset vuorovaikutukset

- Reservimarginaalit, kuorman pudotus, sekä kuorman nousu,
- ”Cold load pickup”, eli uudelleen kytkennän aiheuttama kuorman hetkellinen ”suureneminen”

Myös tässä työssä suurin osa edellä mainituista seikoista on enemmän tai vähemmän esillä. Ainoastaan ”Cold load pickup” jää työn ulkopuolelle, sillä black start kykyä ei järjestelmässä ole. Lisäksi turvallisuus- ja suojausnäkökulmat on jätetty pienemmälle huomiolle tässä työssä, sillä ne eivät liity oleellisesti työn päätavoitteeseen. Sen sijaan tärkeimmiksi asioiksi nousee tehon, jännitteen ja taajuuden hallintaan liittyvät asiat, sekä jatkuvan ja transienttitilan olosuhteet, joita tullaan myös simuloinnin avulla tutkimaan. Lisäksi samassa ohjeessa lueteltuna saarekekäytön aiheuttamia huolenaiheita ja riskejä: [28]

- Yhteyksien takaisinkytkentä, kun verkot eivät ole samassa vaiheessa, sellaisissa katkaisijoissa, joita ei ole varustettu synkronointimahdollisuudella.
- Laitteiden vaurioituminen jännitteen ja taajuuden poikkeamisen vuoksi
- Riittävä ja luotettava hajautetun tuotannon lähde.
- Pienempi sähköjärjestelmän luotettavuus, kun järjestelmän monimutkaisuus kasvaa
- Henkilöturvallisuus
- Mahdollinen sähkönlaadun huononeminen
- Järjestelmän suojauksen järjestäminen
- Kuormanpudotusautomaatiikan toiminta
- Jännitteen ja taajuuden hallinta
- Kuorman epätasapaino vaiheiden välillä
- Tuotannon ja kulutuksen tasapaino
- Mahdolliset sähköjärjestelmän palautumisen alueelliset viivästykset saarekkeesta johtuen

Kun saarekekäyttöä suunnitellaan, tulee pohtia tarkasti vaadittavia toimenpiteitä turvallisen toiminnan, sekä halutun sähkönlaadun kannalta. Mikäli saarekekäyttöön halutaan kyetä, on sen suunnittelussa huomioitava useita tekijöitä, joita edellä on mainittu. Saarekekäytön suunnittelu on monimutkainen prosessi, joka vaatii tarkkaa harkintaa. Tärkeimpiä tekijöitä ovat energiantuotannon riittävyys, turvallisuus ja halutun sähkönlaadun varmistaminen. Nykypäivänä myös ympäristökysymykset voivat tulla tärkeiksi seikoiksi varsinkin, jos saarekekäyttöä suunnitellaan toteutettavaksi fossiilisia polttoaineita hyödyntävillä sähköntuotantomuodoilla.

### 3.2.1 Energian riittävyys

Vesivoimaloita operoidaan Varkauden tehtaalla sähköntuotanto tarkoituksiin ja pyritään maksimoimaan tuotanto vesitilanteen sallimissa rajoissa. Paikallinen elinkeino-, liikenne- ja ympäristökeskus (ELY-keskus) valvoo veden säännöstelyä ja tässä vesivoimalassa voimalaa operoidaan seuraamalla yläpuolisen vesistön, Unnukan pintaa. Unnukan pinta pyritään pitämään vaihteluvälillä 81,04—81,14 cm merenpinnan yläpuolella. Vedenpinnan laskiessa, vesivoimaloita pysäytetään yksi kerrallaan, siinä tarkoituksessa, että veden pinnan laskua saadaan hillittyä, ja estetään pinnan lasku liian alas. Pinnan noustessa, esimerkiksi keväisin sulamisvesien aiheuttaessa suurentunutta valumaa Vuoksen vesistöalueella, ei pelkkien vesivoimaloiden juokutus yksinään riitä pinnan säätelyyn, vaan joudutaan myös hyödyntämään säännöstelypatoa vedenpinnan säätelyä varten. Pääta-voite Unnukan pinnan säännöstelyssä on turvata tarvittavat olosuhteet vesiliikenteelle laivaliikennekaudella [49].

Kuvassa 3.1 mittausdataa Unnukan pinnasta vuodelta 2022. Vesivoimaloita ohjataan tämän mittauksen perusteella. Lisäksi juoksutustarvetta arvioidaan Unnukkaan laskevien vesistöjen juoksutusmääriä seuraamalla, jotta voidaan tehdä virtaaman säätöä ennakoivasti.



**Kuva 3.1.** Voimalan yläpuolisen vesistön pinnanmittausdataa aikavälillä 15.3.2022–15.3.2023.

Pitkien kuivien jaksojen aikana yläpuolisen vesistön pinta voi laskea niin alas, että kaikki vesivoimalat joudutaan pysäyttämään, mukaan lukien voimala, joka on kytketty varmennettuun sähköverkkoon. Kuten kuvasta 3.1 huomataan, myös edellisenä vuonna Un-

nukan pinta on ajautunut tavoitellun ikkunan (81,04—81,14 cm) ulkopuolelle, niin yläkuin alarajoista. Varmennetun verkon voimalaitos pyritään kuitenkin pitämään mahdollisuuksien mukaan mahdollisimman kauan toiminnassa. Kuivana ajanjaksona vesitilanteen salliessa varmennetun verkon konetta operoidaan pienemmällä teholla, jolloin voimalan läpi virtaavan veden määrä on pienempi. Tällöin ollaan saarekkeeseen siirtymisen kannalta paremmassa tilanteessa, kuin maksimiteholla operoitaessa, koska tehoero saarekkeen kuorman ja voimalan välillä on pienempi. Vastaavasti keväisin, kun sulamisvedet nostavat Unnukan pintaa, joudutaan turvautumaan voimalan ohijuoksutuksiin, jotta pinta ei pääse nousemaan liian korkeaksi. Tällöin menetetään ohijuoksutuksen seurauksena sähköenergiaa, kun veden potentiaalienergiaa ei saada hyödynnettyä voimalassa.

Toinen tiedostettu haitta varmennetun verkon energian saatavuudelle on voimalan huoltoseisokkien aiheuttamat keskeytykset voimalan tuotantoon. Tämä ongelma on kuitenkin ratkaistu sillä, että yksi kolmesta muusta turbiinigeneraattorista voidaan kytkentämuutoksilla vaihtaa varmennetun verkon generaattorin tilalle väliaikaisesti. Vaihtotoimenpide vaatii molempien turbiinigeneraattoreiden pysäytyksen ja konkreettisia kytkentämuutoksia, jotta vaihto saadaan tehtyä. Kytkentämuutokset tehdäänkin yleensä vain silloin, jos tiedetään, että huoltoseisokki kestää pitkään. Lyhyemmissä seisokeissa vaihtoa ei välttämättä tehdä, vaan varmennettu verkko jää tällöin ilman varmennettua tuotantoa.

## 4. SUOJAUS

Suojaus on tärkeä osa sähköjärjestelmää, sillä sen avulla voidaan pienentää vikojen vaikutusta, sekä suojella ihmisiä vaarallisilta olosuhteilta, joita sähköjärjestelmän vikatilanteet voivat aiheuttaa. Keskijänniteverkossa oikosulkusuojauksella suojataan laitteita vaarallisen suurilta virroilta, jotka voisivat vaurioittaa niitä. Maasulkusuojauksella taas pyritään suojaamaan ihmisiä vaarallisen suuruisilta kosketusjännitteiltä. Sähköverkon suojaukselle on Suomessa asetettu vaatimuksia standardien muodossa, jotka verkkoyhtiöiden tulee täyttää.[36]

Saarekekäyttö luo suojaukselle ja sen toimivuudelle haasteita, sillä saarekekäyttö ja normaali käyttö eroavat suojauksen kannalta toisistaan. Esimerkiksi vikavirran syöttökyky pienenee huomattavasti saarekekäytön aikana, jolloin suojauksen parametrit on sovitettava niin, että suojaus toimii luotettavasti myös saarekekäytön aikana. Työssä keskitytään kuitenkin saarekkeen toimintavarmuuteen, joten tärkeämmäksi osa-alueeksi suojauksen kannalta nousee generaattorin suojaus, etenkin kun saarekkeessa on vain yksi generaattori. Tämän vuoksi tässä kappaleessa käsitellään generaattorin suojausta ja todetaan, että työn laajuuden kannalta ei ole järkevää alkaa käsitellä suojaukseen liittyviä asioita kokonaisuudessaan. Myös järjestelmän saarekkeeksi erottaminen on toteutettu suojareleellä, joten sitä käsitellään generaattorin suojauksen lisäksi tässä kappaleessa.

### 4.1 Generaattorin suojaus

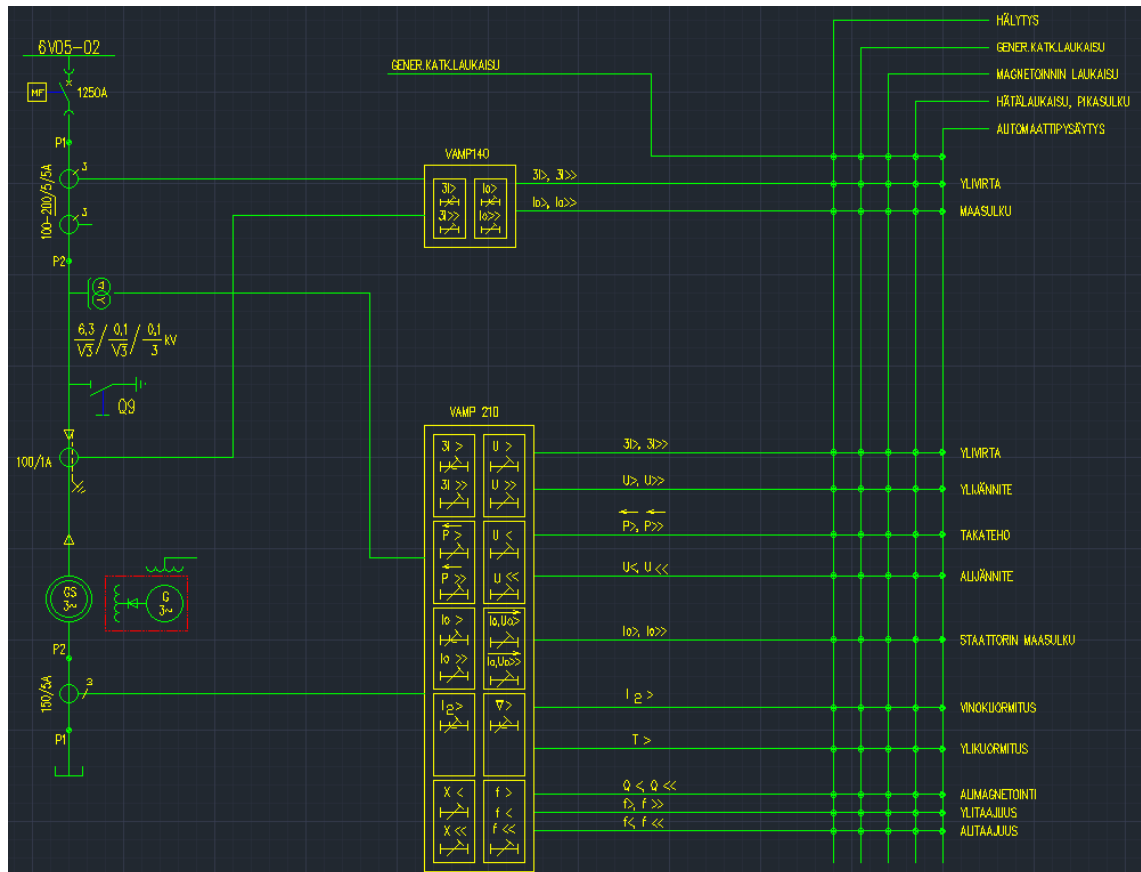
Generaattori halutaan kalliina komponenttina suojata erilaisilta häiriöiltä ja ei toivotuilta käyttötiloilta, jotka voisivat sitä vahingoittaa. Sähköverkkoon liitetyt laitteet ovat alttiita sähköjärjestelmän häiriöiden aiheuttamille epänormaaleille sähköisille olosuhteille, ohjausjärjestelmän häiriöille, sekä inhimillisille virheille. Generaattori suojataankin sille haitallisilta toimintatiloilta asettelemalla relesuojaus niin, että epäsuotuisissa operointi olosuhteissa generaattori irrotetaan verkosta ja pysäytetään.

Laitetoimittajat toimittavat kullekin generaattorille ohjeet, joiden mukaan generaattoria on turvallista operoida. Generaattorin turvalliset toimintapisteet tehon ja loistehon osalta on selkeästi havaittavissa esimerkiksi generaattorin PQ-kuvaajasta. PQ-kuvaajan avulla voidaan määrittää generaattorin toimintapisteet normaalitilassa, jolloin generaattoria operoidaan jatkuvassa tilassa napajännitteen pysyessä vakiona. PQ-kuvaajassa tehorajat aset-

tuvatkin generaattorin lämpenemisestä aiheutuviin virta-rajoihin, sekä voimakoneen teho-rajoitukseen [1].

Häiriötilanteissa, jolloin generaattorin jännite, virta ja taajuus voivat poiketa normaalista, ei voida samalla tavalla kuvaajasta suoraan tulkita turvallisia toimintapisteitä, vaan järjestelmälle on suoritettava etukäteen suojausrajojen määrittäminen laskennallisesti. Laskentaan tarvitaan kattavasti tietoa generaattorista ja esimerkiksi sen käyttäytymisestä transientti tilanteissa, jotta releasettelut saadaan luotettavasti määritettyä.[5]

Kuvassa 4.1 on esitettyä työn kohteen generaattorin suojauskaavio. Kuvasta havaitaan, että generaattori on suojattu ylivirralla, maasululta, ylijännitteeltä, takateholta, alijännitteeltä, vinokuormitukselta, ylikuormitukselta sekä ali- ja ylitaajuuksilta. Suojaukset on toteutettu releistyksillä, jotka toimivat asetettujen toiminta-arvojen ja -aikojen mukaan.



**Kuva 4.1.** Kuva työn kohteen generaattorin suojauskaaviosta [12]

Kuvasta 4.1 nähdään, että generaattorin suojaus on toteutettu kahdella erillisellä suojarleellä VAMP 140 ja VAMP 210. Suojareleiden laukaisuasettelut on koottu taulukoihin 4.1 ja 4.2. Kuten kuvasta 4.1 huomataan, mikä tahansa suojarleiden ehtojen täyttyminen aiheuttaa hälytyksen, generaattorikatkaisijan laukaisun, magneettin laukaisun, pikasulun ja automaattipysäytyksen.

Työn kannalta kiinnostavia suojausparametrejä ovat generaattorin ali- ja ylitaajuudet

VAMP 140	Ehto	Viive
Ylivirta	$I > 226 \text{ A}$	0,70 s
Ylivirta	$I >> 900 \text{ A}$	0,05 s
Maasulku	$I_0 > 5 \text{ A}$	0,50 s

**Taulukko 4.1.** Taulukko suojaeleen VAMP 140 laukaisuparametreistä[12]

VAMP 210	Ehto	Viive
Ylivirta	$I > 224 \text{ A}$	1,04 s
Ylivirta	$I >> 894 \text{ A}$	0,04 s
Ylijännite	$U > 7,56 \text{ kV}$	5,00 s
Ylijännite	$U >> 8,19 \text{ kV}$	0,08 s
Takateho	$P > -10 \text{ kW}$	10,0 s
Takateho	$P >> -41 \text{ kW}$	1,80 s
Alijännite	$U < 5,36 \text{ kV}$	10,00 s
Alijännite	$U << 4,41 \text{ kV}$	0,06 s
Staattorin maasulku	$I_0 > 2,25 \text{ A}$	5,00 s
Staattorin maasulku	$I_0 >> 7,5 \text{ A}$	2,00 s
Staattorin maasulku	$U_0 > 10 \%$	1,00 s
Staattorin maasulku	$U_0 > 20 \%$	0,50 s
Vinokuormitus	$I_2 > 15 \%$	10,0 s
Ylikuormitus	$T > 1,06$	60 min
Alimagnetointi	$P 0 \%, Q < -383 \text{ kVar A}$	2,50 s
Alimagnetointi	$P 80 \%, Q < -128 \text{ kVar A}$	2,50 s
Ylitaajuus	$f > 52 \text{ Hz}$	30,0 s
Ylitaajuus	$f >> 57,0 \text{ Hz}$	7 s
Alitaajuus	$f < 48,0 \text{ Hz}$	30 s
Alitaajuus	$f << 45,0 \text{ Hz}$	3 s

**Taulukko 4.2.** Taulukko suojaeleen VAMP 210 laukaisuparametreistä[12]

sekä yli- ja alijännitteet. Nämä rajat voivat tulla saarekkeeseen siirryttäessä vastaan, koska epätasapaino pätö- ja loistehon tuotannon ja kulutuksen välillä aiheuttavat siirtymävaiheessa jännitteen ja taajuuden voimakkaan heilahduksen, kuten myöhemmin tullaan myös näkemään. Muut suojaeleiden toimintaparametrit tulevat kyseeseen, kun generaattorissa tai sen lähellä tapahtuu vika, kuten oiko- tai maasulku tai ohjaus- tai magnetointijärjestelmän häiriö. Vaikka saarekkeen muodostuksen aikana voidaan ajautua hetkellisesti normaalikäyttötilan ulkopuolelle, ei toimintavarmuuden kannalta olisi suotavaa, että generaattorisuoja ehtisi toimia saarekekäytön aiheuttamassa transientitilanteessa.

## 4.2 Eroonkytkentäreleistys

Varmennetun verkon eroonkytkentä valtakunnan verkosta tapahtuu myös suojarieleellä, joka ohjaa katkaisijan varmennetun verkon ja valtakunnanverkon väliltä auki. Releen toimintaparametrit sekä viiveet on esitetty taulukossa 4.3. Verkon nimellistaajuus on 50 Hz ja nimellisjännite 6,3 kV.

VAMP 135	Ehto	Viive
Ylijännite	$U > 7,56 \text{ kV}$	3,00 s
Ylijännite	$U >> 8,19 \text{ kV}$	1,00 s
Ylijännite	$U >>> 8,82 \text{ kV}$	0,50 s
Alijännite	$U < 5,67 \text{ kV}$	0,20 s
Alijännite	$U << 5,04 \text{ kV}$	0,20 s
Alijännite	$U <<< 4,41 \text{ kV}$	0,20 s
Nollajännite	$U_0 > 15 \%$	1,00 s
Nollajännite	$U_0 > 20 \%$	0,50 s
Ylitaajuus	$f > 51,0 \text{ Hz}$	5,00 s
Ylitaajuus	$f >> 52,0 \text{ Hz}$	0,10 s
Alitaajuus	$f < 49,0 \text{ Hz}$	1,00 s
Alitaajuus	$f << 48,0 \text{ Hz}$	0,50 s

**Taulukko 4.3.** Taulukko suojarieleen VAMP 135 laukaisuparametreista[12]

Eroonkytkentäreleen toiminta-arvot on aseteltu siten, että jännitteen tai taajuuden heilahtaminen erottaa varmennetun verkon omaksi saarekkeekseen. Varmennetun verkon erottaminen on tärkeä tehdä nopeasti, jotta vian vaikutukset saadaan erotettua varmennetun verkon ulkopuolelle, ja saareke saadaan muodostettua ennen kuin ajaututaan järjestelmää syöttävän generaattorin suojausrajoituksiin. Tämän vuoksi eroonkytkentäreleistys on aseteltu toimimaan herkemmin, kuin generaattorin suojarieleet, jotta vältetään tilanteelta, jossa ulkoisen verkon vika tai häiriö aiheuttaisi varmennetun verkon generaattorin tripin, ennen kuin järjestelmä ehtisi erota omaksi saarekkeekseen. Eroonkytkentäreleen nopea toiminta on tärkeää, mutta sen laukeaminen ei kuitenkaan saa olla liian herkkää, jotta tahattomilta eroonkytkennöiltä vältetään. Kuten aiemmin työssä mainittiin, vanhan ikänsä vuoksi voimalan eroonkytkentäparametrit ovat nykyisiä vaatimuksia herkemmat, eivätkä enää ole Fingridin ohjeistuksen mukaisia. Esimerkiksi nykyisen VJV 2018 mukaan voimaloiden on pystyttävä toimimaan normaalisti taajuusvälillä 49,0–51,0 Hz ja myös 30 minuutin ajan mikäli taajuus on välillä 51,0–51,5 Hz tai 49,0–47,5 Hz. Tutkittavan järjestelmän eroonkytkentäparametrit ovat siis nykyisiä vaatimuksia tiukemmat.

Eroonkytkennän suorittaa releen ohjaamana katkaisija, joka on tyypiltään ABB:n HPA 12. Katkaisija on SF6 kaasueristeinen ja se on mitoitettu katkaisemaan 1250 A:n virta

ja toimimaan 12 kV:n jännitteellä. Katkaisukyky on maksimissaan 40 kA ja avautumisaika 36—45 ms. Koska eroonkytkennässä katkaistaan osa generaattorin syöttämästä virrasta, tulee katkaisijan kyetä kuormitusvirran katkaisemiseen. Järjestelmän nimellistajuuus on 6,3 kV ja generaattorin maksimiteho noin 1 MW. Generaattorin tuottama virta  $I$  täydellä teholla vaihetta kohden on siis noin

$$I = \frac{\frac{1MW}{3}}{\frac{6,3kV}{\sqrt{3}}} = 92A. \quad (4.1)$$

Katkaisija kykenee siis helposti katkaisemaan generaattorista jäykkään verkkoon syötetyn kuormitusvirran saarekkeen muodostamiseksi.

## 5. JÄRJESTELMÄN ANALYYSI JA TUTKIMINEN

Tässä luvussa esitellään aluksi työn kohteena olevaa sähköjärjestelmää, sekä käydään läpi työn aikana tehtyä järjestelmän tutkimusta, sekä esitellään seikkoja, jotka voivat varmennetun verkon toimintavarmuuteen vaikuttaa. Kappaleessa esitellään lisäksi järjestelmästä tehdyn simuloinnin tuloksia.

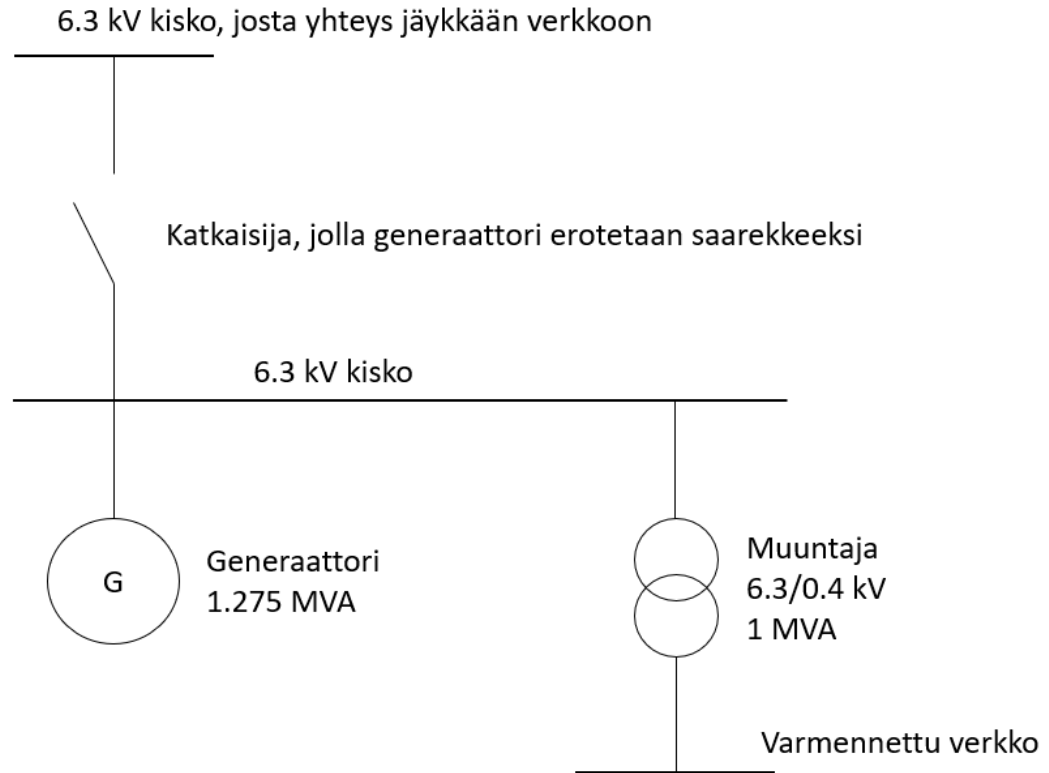
### 5.1 Järjestelmän kuvaus

Sähköjärjestelmä koostuu avonapaisesta tahtigeneraattorista, jonka voimakoneena on Kaplan-tyyppiä vesivoimaturbiini. Generaattorin nimellisteho on 1,275 MVA. Generaattorissa on käytössä harjallinen tasasähkömagnetointi ja magnetointikone on generaattorin kanssa samalla akselilla. Liitteessä B pdf tiedosto, joka sisältää generaattorin teknisiä arvoja.

Vesivoimalassa on yhteensä neljä turbiinia, joista kaksi on lapakulmasäädöllä varustettuja turbiineita (VV1 ja VV4), kaksi muuta turbiinia (VV2 ja VV3) ovat kiinteillä siivillä varustettuja turbiineja. Varmennetun verkon voimalana on normaalisti VV1. Myös VV4 on mahdollista kytkeä varmennetun verkon koneeksi, mutta tällöin VV1 ei voi olla kytkettynä samanaikaisesti. VV1:stä ei voida myöskään kytkeä normaaliverkon koneeksi ilman kaapelointiin tehtäviä muutoksia, joten VV4:än kytkeminen varmennetun verkon koneeksi on poikkeustilanne, silloin kun VV1 on pidempään poissa käytöstä. VV1 ja VV4 ovat samanlaisia koneita, ja niiden säätöjärjestelmät ovat myös samanlaiset.

Kuvasta 5.1 nähdään sähköenergiajärjestelmän yksinkertaistettu rakenne. Generaattori ja muuntaja on kytketty 6.3 kV:n kiskoon, josta on myös yhteys jäykkään verkkoon. Katkaisijalla on mahdollisuus erottaa muuntaja, sekä generaattori omaksi saarekkeekseen. Muuntajan kautta syötetään varmennetussa verkossa olevaa kuormaa.

Muuntajan perässä olevan varmennetun verkon kuormitus koostuu pääasiassa valaistuskuormasta sekä varmennetuista toimilaitteista. Lisäksi verkossa on myös UPS-akustojen varasyöttöjä, sekä sähkölämmitystä. Varmennetun verkon vakiokuormituksen lisäksi muuntajan perään on mahdollista lisätä kuormitusta manuaalisesti tehtaan tietyistä sähkökeskuksista, joilla on optio kahteen eri syöttöreittiin. Manuaalisen kytkennän lisäksi jotkin sähkökeskukset on varustettu automaattisella verkonvaihtokytkimellä, joka kytkvät kes-



**Kuva 5.1.** Havainnekuva tutkittavasta sähköjärjestelmästä

kuksen syötön varmennetun verkon perään, mikäli keskuksen normaali sähkönsyöttö katkeaa.

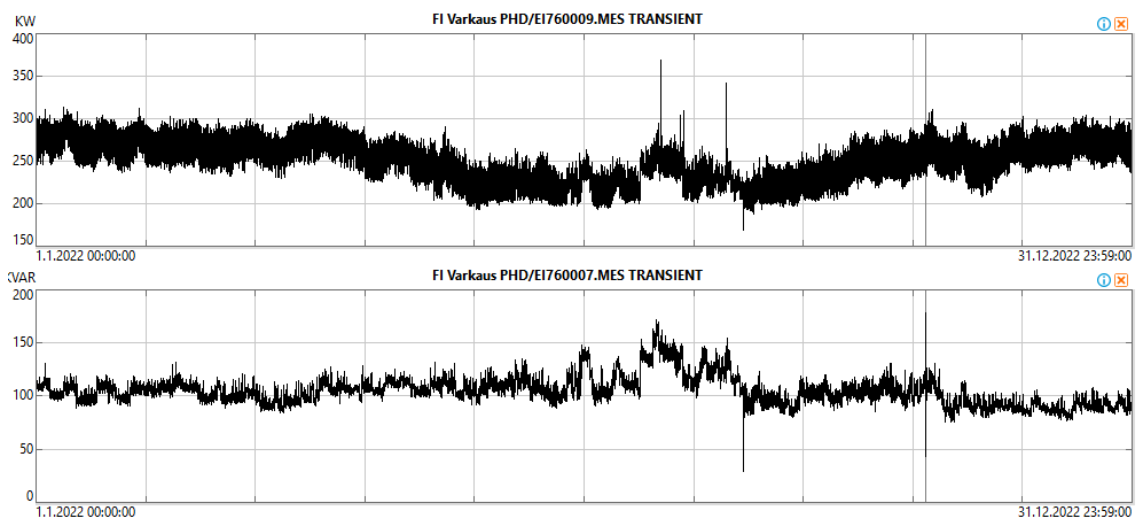
Saarekkeessa ei ole loistehon kompensointikapasiteettia, vaan generaattori vastaa koko loistehon säädöstä itse. Vesivoimalan loisteho riippuu normaalikäytön aikana loistehon asetusarvosta. Voimalan käynnistyksen jälkeen loisteho asettuu automaattisesti noin 250 kVar:iin. Tämän jälkeen voimalan operaattorit voivat säätää loistehon asetusarvoa teollisuusintegraatin loistehon säätötarkoituksiin. Yleisesti vesivoimaloita ei käytetä loistehon säätöön, sillä se tehdään tässä teollisuuslaitoksessa pääasiassa kompensointikondensaattoreilla, sekä suurempitehoisten höyryturbiinigenaattoreiden magnetointia säätämällä. Joissain poikkeustilanteissa loistehon säätöä tehdään myös vesivoimaloilla (4kpl), jolloin myös varmennetun verkon vesivoimalaitoksen loistehoa voidaan säätää. Säädön seurauksena varmennetun verkon voimalan loistehon tuotanto voi poiketa saarekkeen kuorman loistehon tarpeesta. Saarekkeeseen siirryttäessä automaattinen jännitteensäädin huolehtii kuitenkin loistehonsäädöstä, jotta saarekkeen jännite pysyy halutuissa rajoissa.

## 5.2 Järjestelmän tutkimus ja toimintaan vaikuttavat seikat

Työn tavoitteena on tutkia mahdollisuuksia, joilla saadaan saarekekäyttöön siirtyminen varmemmaksi ja saarekkeen kasassa pysyminen varmistettua. Järjestelmässä on saareketilanteessa vain yksi generaattori, joka on nimellisteholtaan 1,275 MVA. Varmennetun verkon kuormitus normaali olosuhteissa on noin 200–300 kW ja generaattoria operoidaan noin 1 MW:n teholla jatkuvassa sähköntuotannossa. Tehoero generaattorin ja kuorman välillä aiheuttaa tarpeen nopealle tehonsäädölle siinä vaiheessa, kun järjestelmä eroaa omaksi saarekkeekseen. Lisähaastetta tuo se, että sähkökatkon seurauksena verkon pe-rään kytkeytyy lisäksi muuta kuormitusta, jolle ei työn alussa ole tiedossa tarkkaa suuruutta.

### 5.2.1 Varmennetun verkon kuormitus

Varmennetun verkon kuormitus vuositasona on esitetty kuvassa 5.2. Kuvassa on vuoden 2022 mittausdata varmennetun verkon muuntajan syöttämästä kuormasta. Kuvassa ylhäällä nähdään pätötehon, ja alhaalla loistehon mittauskäyrä. Mittauksen perusteella varmennetun verkon kuormitus on melko tasaista ja pätötehon kulutus vaihtelee lyhyellä aikavälillä noin 50 kW. Kuvaajasta huomataan myös, että vuodenajalla on vaikutusta varmennetun verkon kuormitukseen, sillä talvella kuorma on noin 250–300 kW, kun taas kesällä kuormitus on välillä 200–250 kW. Loistehon kuvaajassa ei merkittävää muutosta vuodenaikoina huomata, vaan loistehon kulutus pysyy 100 kVar:in tuntumassa lähes poikkeuksetta. Pätötehon vaihtelu vuositasona selittyy esimerkiksi sähköisellä lämmityksellä, joka on talvella suuremmissa käytössä. Resistiivinen lämmitinkuorma ei myöskään vaikuta loistehoon.



**Kuva 5.2.** Pätö- ja loistehokuorman käyttäytyminen varmennetussa verkossa vuositasona

Työn aikana varmennetun verkon muuntajan syöttämät kesukset kierrettiin läpi ja kuor-

mitukset mitattiin niistä keskuksista, jotka eivät normaalisti ole syötetty varmennetun verkon muuntajan kautta, jotta saatiin käsitys varmennettuun verkkoon kytkeytyvästä kuormasta sähkökatkon aikana. Mittaukset tehtiin keskuksilta tehtaan normaalin käynnin aikana mittaamalla keskusten jokainen vaihevirta erikseen. Jokainen mittaus tehtiin yhteen kertaan. Mittausajankohtana oli talvikuukausi, jolloin normaali varmennetun verkon kuormitus oli noin 256 kW. Taulukossa 5.1 esitettyinä mittauksen tulokset.

	P [kW]	Q [kVar]
Normaalitilanteen kuormitus	256	84
Automaattisesti kytkeytyvä kuormitus	74,2	26,5
Manuaalisesti lisättävä kuormitus	24,9	8,9

**Taulukko 5.1.** Taulukko varmennetuista kuormista mittauksen aikana

Keskuksista mitattiin vaihevirratt ja niiden avulla laskettiin arvio kuormituksesta. Laskennassa oletettiin lisääntyvän kuorman olevan samantyyppistä, kuin varmennetussa verkossa normaalisti oleva kuormitus. Vaihevirtojen avulla ja olettamalla tehokerroin samaksi normaalikuorman kanssa, saatiin jonkinlainen arvio lisääntyvästä kuormasta laskettua. Mittausvirheen, sekä tehokertoimen oletuksen lisäksi virhettä arvioon tuo se, että kahta keskusta ei saatu mitattua, sillä mittaus ei ollut turvallisesti mahdollista ilman joutumista liian lähelle keskuksen jännitteellisiä osia.

Taulukossa 5.1 esitettyjen tulosten perusteella, suurin osa varmennetusta kuormituksesta on jo normaalikäytön aikana varmennetussa verkossa. Kuormamittaukset suoritettiin vain kerran, joten mahdollista ajasta riippuvaa kuorman vaihtelua ei mitauksissa tule huomioida. Mittaus kuitenkin antaa arvion lisääntyvän kuormituksen suhteesta varmennetun verkon normaalikuormitukseen.

Automaattisesti kytkeytyvissä keskuksissa on verkonvaihto toteutettu yksinkertaisella piirillä, joka vaihtaa syöttöreitin normaaliverkosta varmennetun verkon puolelle, kun sähkönsyöttö keskukseseen katkeaa. Vaihtoautomaatiikan toiminta alkaa normaaliverkon jännitteettömyydestä, jonka seurauksena vaihto tapahtuu. Verkonvaihdolla ei siis ole mitään tekemistä varmennetun verkon generaattorin saarekkeeseen eroamisen kanssa. Verkonvaihdossa ei ole viivettä kontaktoreiden toiminta-aikaa lukuun ottamatta, kun siirrytään normaaliverkosta varmennettuun verkkoon. Verkonvaihdossa irtikytkettävän verkon kontaktori ensin aukeaa, jonka jälkeen kytkettävän verkon kontaktori vetää. Kun normaali-verkkoon palautuu jännite, on takaisin vaihdolla noin kolmen sekunnin viive, jonka jälkeen vaihto varmennetusta verkosta normaaliverkon puolelle tapahtuu. Varmennetun verkon syöttö katkaistaan päästöhidastuksella, jonka jälkeen syöttö kytkeytyy takaisin normaaliverkon kautta tulevaksi.

Kuorman lisääntyminen on saarekkeelle eduksi, koska tällöin kuorman ja tuotannon ero

pienenee. Automaattinen kuorman kytkeytyminen ei ole sidottu saarekkeen eroamiseen, joten jokaisen saarekekäyttöön johtavan vian seurauksena ei lisäkuormitusta välttämättä saarekkeeseen kytkeydy. Tällainen tilanne on esimerkiksi mahdollista, jos sähköverkon taajuus pääsee alle 49 Hz ja pysyy siellä yli sekunnin ajan, mutta palautuu sieltä takaisin ilman sähkönsyötön katkeamista tehtaalle (taulukko 4.3). Tällöin normaalisti ulkoisessa verkossa olevat kesukset eivät kytkeydy osaksi saarekettä, vaikka katkaisija saarekkeen ja ulkoisen verkon välillä tässä tapauksessa aukeaisi.

## 5.2.2 Harmoniset yliaallot varmennetussa verkossa

Harmoniset yliaallot aiheuttavat sähköverkossa jännitteen ja virran aaltomuodon vääristymistä tasaisesta siniaallosta. Harmonisia yliaaltoja esiintyy sähköverkossa, sillä epäsymmetriset kuormitukset tuottavat niitä toimiessaan. Harmonisia komponentteja tuottavat esimerkiksi epälineaariset kuormat, kuten tehoelektroniikkalaitteet (taajuusmuuttajat ja invertterit), loisteputkivalaisimet, hitsauslaitteet ja säädeltävät vaihto- ja tasasähkölaitteet.[39] Tutkittavassa saarekejärjestelmässä harmonisten yliaaltojen lähteenä on esimerkiksi runsas loisteputkivalaistus, sekä UPS-akustojen tasasuuntaajat.

Harmonisten komponenttien aiheuttama jännitteen aaltomuodon vääristyminen aiheuttaa generaattorille ja sen toiminnalle haasteita. Generaattorin akselille voi syntyä vääntömomenteja, sekä värähtelyä. Nämä aiheuttavat kuormitusta laakeroinnille ja saattaa kuluttaa niitä tavallista nopeammin. Jännitteen aaltomuodon vääristyminen voi haitata magnetointilaitteen toimintaa ja vaikeuttaa jännitteensäätöä. Negatiivisen jakson harmoniset aiheuttavat epätasapainoa vaihejännitteisiin.[9]

Järjestelmän tutkimisen yhteydessä varmennetun verkon kuormitusta mitattiin verkkoanalysointilaitteella (Mavowatt 240). Verkkoanalysointilaitteella mitattiin varmennetun verkon muuntajan toisipuolella esiintyviä harmonisia jännitteen- ja virran komponentteja. Mittaus suoritettiin kesäkuukautena. Mittari oli kytkettynä muuntajan toisiosion tähtikytkentään jännitteen mittauksen osalta suoraan ja virtojen mittausten osalta virtamuuntimien kautta. Mittausta suoritettiin kahden tunnin ajan päivällä noin kello 10:30 – 12:30, jolloin mittaukseen saatiin sisällytettyä varmennetun verkon lyhytaikaista kuormituksen vaihtelua, jota myös kuvassa 5.2 on nähtävillä. Mittaustulokset on koottuna taulukkoon 5.2.

	Vaihe 1	Vaihe 2	Vaihe 3
Jännitteen THD (ka)	3,65 %	3,47 %	3,36 %
Jännite (Total RMS)	235,80 V	235,74V	236,39 V
Kuormitus (Total RMS)	406,62 A	407,58 A	336,21 A

**Taulukko 5.2.** Taulukko harmonisten yliaaltojen mittaustuloksista

Mittaustuloksista huomataan, että vaihejännitteiden harmonisten THD (total harmonic dis-

tortion) on jokaisella vaiheella keskimäärin sama. Myös kuormitus vaiheiden välillä on melko tasaista vaiheiden yksi ja kaksi välillä, kun vaihe kolme on hieman vähemmän kuormitettu. Mittaus on suoritettu normaalin käytön aikana, kun varmennetun verkon muuntaja on ollut yhteydessä jäykkään verkkoon, joten mittaustulokset eivät anna todellista kuvaa harmonisten komponenttien käyttäytymisestä saarekekäytön aikana. Mittauksella saatiin kuitenkin tietoa varmennetun verkon harmonisten komponenttien esiintymisestä, sekä vaiheiden välisestä kuormitus eroista. Jännitteen harmonisten osuus on tutkittavassa järjestelmässä standardin SFS-EN 50160:2022 pienjänniteverkon liittymäkohdan sallittujen arvojen alapuolella (8 %)[46]. Mittauksessa havaittu kolmannen vaiheen pienempi kuormitus ei aiheuta jäykkään verkkoon kytkennän aikana vaihejännitteisiin epätasapainoa, mutta tilanne voi muuttua saarekekäytön aikana, kun sähköjärjestelmä ei ole yhtä jäykkä.

Koska sähkönlaatua tutkiva mittaus suoritettiin kesäkuukautena, ei mittauksessa tule huomioida vuoden ajan aiheuttamaa varmennetun verkon kuormituksen vaihtelua. Jotta parempi kuva varmennetun verkon sähkönlaadusta saataisiin muodostettua, täytyisi mittauksia suorittaa myös talvikuukausina, jolloin vuoden aikojen aiheuttama kuormituksen vaihtelu tulisi huomioida. Näin saataisiin tietoa talvikuukausina lisääntyvästä kuormituksesta, sekä tarkempi kuva vaiheiden välisestä kuormituserosta.

Mittauksella ei voida myöskään ottaa kantaa saarekekäytön aikaiseen sähkönlaatuun, vaan mittaus täytyisi suorittaa saarekekäytön aikana. Saarekekäytön aikana generaattori vastaa yksin tehon, sekä jännitteen säädöstä, jolloin jännitteen sekä taajuuden vaihtelu on suurempaa verrattuna jäykkään verkkoon liitettyyn tilanteeseen. Liitteen A saarekekokeen aikaisista mittauskuvaajista huomataan saarekekäytön aiheuttamaa tasaista vaihtelua generaattorin jännitteeseen, sekä taajuuteen. Koska saarekekoetta ei tämän työn aikana uudestaan suoriteta, ei ole myöskään mahdollista saada tuoretta mittausdataa saarekekäytön aikaisesta sähkönlaadusta, joten tämän enempää ei sähkönlaatuun liittyvää tutkimusta tässä diplomityössä suoriteta.

### 5.2.3 Mittamuuntimet

Järjestelmän tutkimisen aikana tarkastettiin turbiinisäätäjän mittamuuntimien viiveet, sillä ne vaikuttavat suoraan turbiinisäätäjän reagointiin muutostilanteessa. Turbiinisäätäjä saa mittausdatansa mittamuuntimien kautta, jotka muokkaavat mittamuuntajilta tulevat signaalit analogisiksi signaaleiksi, jotka turbiinisäätäjä kykenee lukemaan. Nopeissa transienttitilanteissa mittamuuntimen viive on oleellisessa osassa siinä mielessä, että muuntimen aiheuttama vakioviive johtaa turbiinisäätäjän viiveelliseen reagointiin, kun mittausdata saapuu turbiinisäätäjälle. Täysin reaaliaikaista järjestelmää ei ole, mutta viiveitä pienentämällä, voidaan nopeuttaa säätimen reagointia transienttitilanteessa.

Työn yhteydessä tarkasteltiin mittamuunninta, joka viestittää turbiinisäätäjälle generaat-

torin pätötehon, loistehon, sekä virran. Mittamuunnin korvattiin uudella (Triad 2), jonka viive on 50 ms, vanhan muuntimen 200 ms:n sijaan. Tällä tavalla saatiin mittauksista johdettava viivettä lyhennettyä 150 ms, jonka ansiosta turbiinisäätäjä saa tehomittaustiedon nopeammin.

Toinen mittamuunnin, joka muuntaa generaattorin taajuusmittasignaalin turbiinisäätäjälle sopivaksi (Tilquist F200-NFB-254) havaittiin olevan vanha ja uusinnan tarpeessa. Taajuusmittamuuntimen mitta-asteikko on nykyisessä muuntimessa 45–55 Hz. Kuten liitteestä A ja myöhemmin käsiteltävästä simulointimallista havaitaan, voi transienttitilassa taajuus nousta hetkellisesti yli 55 Hz rajan, jolloin muuntimen mitta-asteikko ylittyy. Tämän vuoksi olisi järkevää korvata muunnin sellaisella, jonka mitta-asteikko on riittävän laaja, jolloin turbiinisäätäjä näkee todellisen sähköverkon taajuuden myös transienttitilanteiden aikana.

Generaattorissa oleva ylitaajuussuoja suojaa generaattoria, ja laukaisee generaattorin pikasulun, mikäli taajuus ylittää 57 Hz, seitsemän sekunnin ajan (taulukko 4.2). Tämän lisäksi turbiinissa on oma ryntäysvarolaite, joka laukeaa, mikäli turbiinin pyörimisnopeus nousee yli 40 % normaalista. Turbiinin normaali pyörimisnopeus on 145 rpm, ja varolaite laukeaa mikäli kierrosluku nousee yli 203 rpm. Generaattori on vaihdelaatikon välityksellä yhteydessä turbiiniin. Generaattorin normaalipyörimisnopeus on 600 rpm, joten turbiinin ryntäysvarolaitteen toimiessa generaattorin pyörimisnopeus on noin 840 rpm ja teoriassa sähköverkon taajuus olisi tällä pyörimisnopeudella 70 Hz.

#### 5.2.4 Saarekekoe käyttöönoton aikana

VV1:lle, joka on normaalitilassa kytkettynä varmennetun verkon koneeksi, ei käyttöönotto-kokeiden mukaan ole tehty saarekekoetta lainkaan, vaan se on tehty ainoastaan VV4:lle. Saarekekokeen piirroissa on nähtävillä VV4:än kokeen aikana käytetyt turbiinisäätäjän PID-parametrit. Järjestelmän tutkimisen aikana havaittiin, että VV1:en PID-parametrit poikkeavat VV4:än saarekekäytön parametreista.

Järjestelmän käyttöönoton yhteydessä on suoritettu saarekekoe VV4:lle, johon liittyvää mittausdataa on liitteessä A. Mittausdatasta huomataan, että kokeen aikana varmennetun verkon kuormitus on ollut noin 300 kW. Kun verrataan tätä kuvan 5.2 normaalitilan kuormitukseen, huomataan, että kuorma on yleensä alle 300 kW ja kesäisin pienimmillään noin 200 kW. Myös generaattoria on ajettu pienemmällä 700 kW:n teholla, joka poikkeaa nykyisestä 1 MW:n operointitehosta. Liitteen A mittausdatasta huomataan jo tässä työssäkin vastaan tullut ongelma, joka on tehoeron aiheuttama taajuuden muutostilainainen poikkeama nimellisestä 50 Hz:n taajuudesta. Liitteen perusteella taajuus on käynyt kokeen aikaisilla tehoeroilla noin 55 Hz:in tasolla. Taajuuden mittauskäyrässä on kuitenkin täysin tasainen piirto 55 Hz:in kohdalla, joten on syytä epäillä, että taajuus on todellisuudessa käynyt tätä korkeammalla. Tätä tukee myös se, että ensimmäisen transientin

jälkeen (liitteessä A sivulla kolme) taajuuden ja pyörimisnopeuden kuvaajat ovat saman muotoiset, muilla ajanhetkillä, kuin 10–16 s. Pyörimisnopeuden kuvaajasta tulkitsemalla, on pyörimisnopeus käynyt noin 111 %:ssa, jolloin taajuus on noin 55,5 Hz.

Koska nykyään tehoero on varmennetun verkon ja generaattorin välillä suurempi, on myös eroonkytkennän aiheuttama taajuuden muutostilanteen aikainen poikkeama oletettavasti suurempi. Kun tarkastellaan generaattorin suojassa olevaa ylitaajuuden laukaisuparametriä taulukossa 4.2, ja myöhemmin simulointituloksia tullaan huomaamaan, että eroonkytkennän aikana generaattorisuojareleen havahtumisrajalle voidaan päätyä. Pieni marginaali tämänkaltaisessa varmennetussa järjestelmässä ei ole suotavaa, vaan olisi järjestelmän toimintavarmuuden kannalta parempi jos tehtäisiin toimenpiteitä, joilla voitaisiin varmistaa generaattorin toiminta kauempana suojauksen laukaisu-arvoista myös muutostilanteen aikana.

### 5.3 Simulointi

Työn aikana huomattiin, että tutkittavan järjestelmän parametrejä ei ole helposti saatavilla esimerkiksi sen vanhan iän vuoksi. Työssä kuitenkin ryhdyttiin mallintamaan tutkittavaa järjestelmää PS-Cad ohjelmalla. PS-Cad transienttisimulointi ohjelmisto valikoitui, sillä se tarjoaa kattavasti valmiita malleja eri voimalaitoskomponenteille, ja sen avulla voidaan mallintaa nopeita millisekuntitasolla tapahtuvia ilmiöitä sähköjärjestelmässä. Ohjelmalla saadaan tuotettua järjestelmän käyttöönottomittausten aikaisia mittauskäyriä vastaavia simuloituja tuloksia. Työssä tutkittava saarekekäyttöön siirtyminen on nopea transientti-ilmiö, ja PS-Cad tarjoaa sen simuloinnille suotuisan ympäristön. PS-Cad:in avulla voidaan mallintaa sähköverkon transienttitilan ilmiöitä luomalla ohjelmaan järjestelmästä malli ja suorittamalla mallilla simulointeja, jolloin voidaan analysoida järjestelmän käyttäytymistä erilaisissa muutostilanteissa. Vaikka mallinnus jää puutteellisten lähtöparametrien vuoksi melko pelkistetyksi, auttaa simulointimallin tutkiminen ymmärtämään ilmiöitä saarekekäytön taustalla ja realisoii järjestelmän sähköteknistä käyttäytymistä eri tilanteissa.

#### 5.3.1 Simuloinnin lähtöarvot

Malli tehtiin karkeasti saatavilla olevilla lähtötiedoilla (generaattorin nimellisteho, jännite, pyörimisnopeus, magnetointikoneen tyyppi, muuntajan nimellisteho ja muuntosuhde sekä turbiinisäätäjän parametrit). Liitteessä B esitetty lähtöarvoja, joita generaattorista on saatavilla. Tärkeä lähtöarvo simuloinnin kannalta on turbiinigeneraattorin hitausvakio, jotta järjestelmän taajuuskäyttäytymistä voidaan edes jollain tarkkuudella mallintaa. Liitteessä A olevan saarekekoe piirron avulla voidaan tehdä arvio turbiinigeneraattorin hitausvakioista. Kun tulkitaan liitteen A sivun 3 taajuuskäyttäytymistä saarekkeeseen siirryttäessä, huomataan, että ajanhetkeltä 10–12s taajuuden muutos on lineaarista. Tällä aikavälillä

taajuus nousee noin 50 Hz:stä arvoon 55,2 Hz:ä. Kuormituksen muutos on samasta kuvaajasta tulkittuna noin 0,4 MW. Näillä tiedoilla voidaan laskea taajuuden muutos nopeus kaavalla 5.1. Kaavassa  $\Delta f$  on taajuuden muutos,  $\Delta t$  aikaväli, jolla taajuuden muutos tapahtuu.

$$\frac{\Delta f}{\Delta t} = \frac{5,2Hz}{2s} = 2,6Hz/s. \quad (5.1)$$

Kun taajuuden muutosnopeus, tehon muutos, sekä nimellistaajuus ovat tiedossa, voidaan laskennallisesti arvioida turbiinigeneraattorin inertian suuruutta kaavalla 5.2 [48]. Kaavassa 5.2,  $f_0$  on nimellistaajuus,  $\Delta P_g$  tehon muutos ja  $W_k$  järjestelmän inertia.

$$W_k = \frac{f_0 * \Delta P_g}{2 * \frac{\Delta f}{\Delta t}} = \frac{50Hz * 0,4MW}{2 * 2,6Hz/s} = 3,84615MWs. \quad (5.2)$$

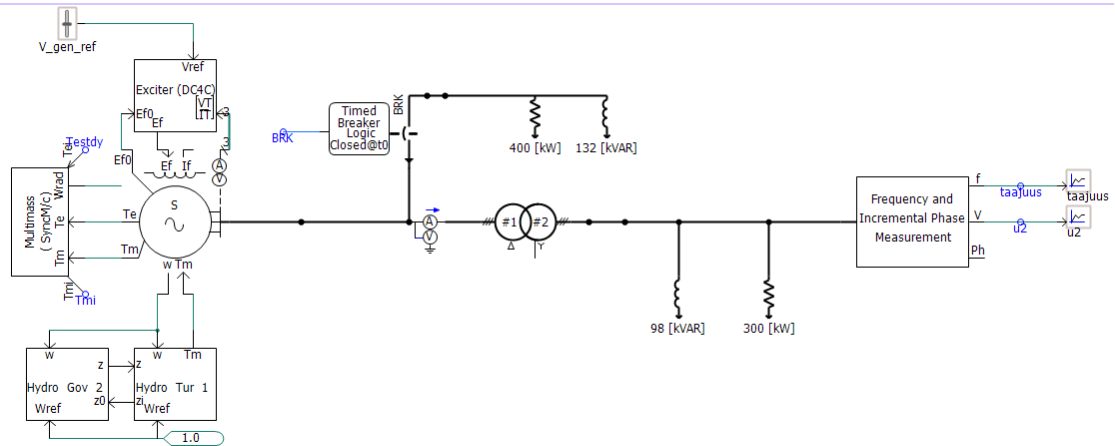
Järjestelmän inertian  $W_k$  ja turbiinigeneraattorin nimellistehon avulla voidaan laskea simulointiin tarvittava inertia vakio  $I_c$  kaavalla 5.3:

$$I_c = \frac{W_k}{S_n} = \frac{3,84615MWs}{1,275MVA} = 3,01659s. \quad (5.3)$$

Lasketun inertiaavakion ja muiden saatavilla olevien lähtöarvojen avulla tehtiin simulointeja eri tilanteista eri tehoeroilla. Kuvasta 5.3 nähdään simulointimallin rakenne. Jäykkää verkkoa simuloitiin generaattorin kanssa samassa jännitetasossa olevilla resistiivisellä ja induktiivisellä kolmivaiheisella kuormalla, joiden avulla generaattorin teho saadaan alkutilanteessa nostettua halutulle tasolle. Muuntajan toisiopuolella on vastaavanlaiset kuormitukset, joilla mallinnetaan varmennetun verkon kuormaa. Säättämällä näitä neljää passiivista komponenttia, saadaan generaattori simuloinnin alussa käymään halutulla teholla ja simuloitua varmennettua verkkoa eri kuormituksen arvoilla. Yläjännitepuolen kuormien ja muun simulointiverkon välillä on aikalaukaisulla avautuva katkaisija, jonka toiminnalla simuloidaan saarekkeen syntymistä.

Voimalan malli koostuu viidestä eri komponentista. Vesivoimalan säädinmalli (hydro governor 2) on yksi kolmesta IEEE:n säädinmallista. GOV2, jota tässä simuloinnissa käytetään sisältää PID-säädön sekä pilotti- ja servodynamiikan.[24] Säädin on yhteydessä vesiturbiinin malliin (hydro turbine 1). Vesiturbiinin malli Hydro turbine 1 mallintaa IEEE:n vesiturbiinimallia. Hydro turbine 1 on malleista yksinkertaisin.[25]

Mallin komponentti Multimass SynchM/c mallintaa turbiinigeneraattorin pyöriviä massoja, kuten generaattoria, turbiinia ja magnetointikoneita. [26] Magnetointikoneen mallina käytettiin Exciter DC4C:tä, joka on IEEE:n standardin 421.5-2016 mukainen tasasähkömagnetointikoneen malli. Tämä DC magnetointikoneen malli valikoitui, sillä se sisältää



**Kuva 5.3.** Kuva simulointimallista

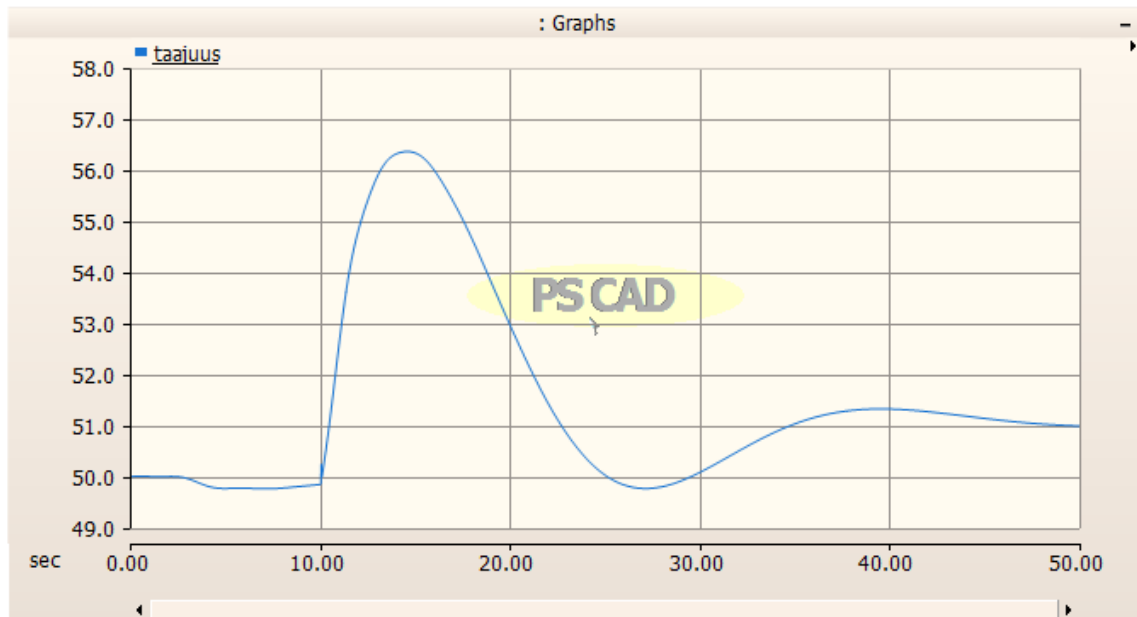
PID-tyyppisen automaattisen jännitteensäätäjän. [23] Tahtigeneraattorin mallina on PS-Cadin Synchronous Machine malli, johon edellä mainitut magnetointikoneen, pyörivän massan, sekä vesiturbiinin mallit on yhdistetty. [27] Voimalan malli on yhteydessä muuntajaan, sekä katkaisijan kautta kahteen passiiviseen kuormaan. Katkaisijan takana olevat passiiviset komponentit vastaavat ulkoista verkkoa, johon alkutilanteessa ylimääräinen teho siirtyy. Muuntajan toisiopuolella sijaitsee varmennetun verkon kuormitusta simuloivat passiiviset kuorma komponentit.

Kaikki simuloinnit suoritettiin tällä simulointimallilla ainoastaan kuormien suuruutta ja Hydro Gov 2 elementin PID-parametrejä muuttamalla.

### 5.3.2 Simulointi 1

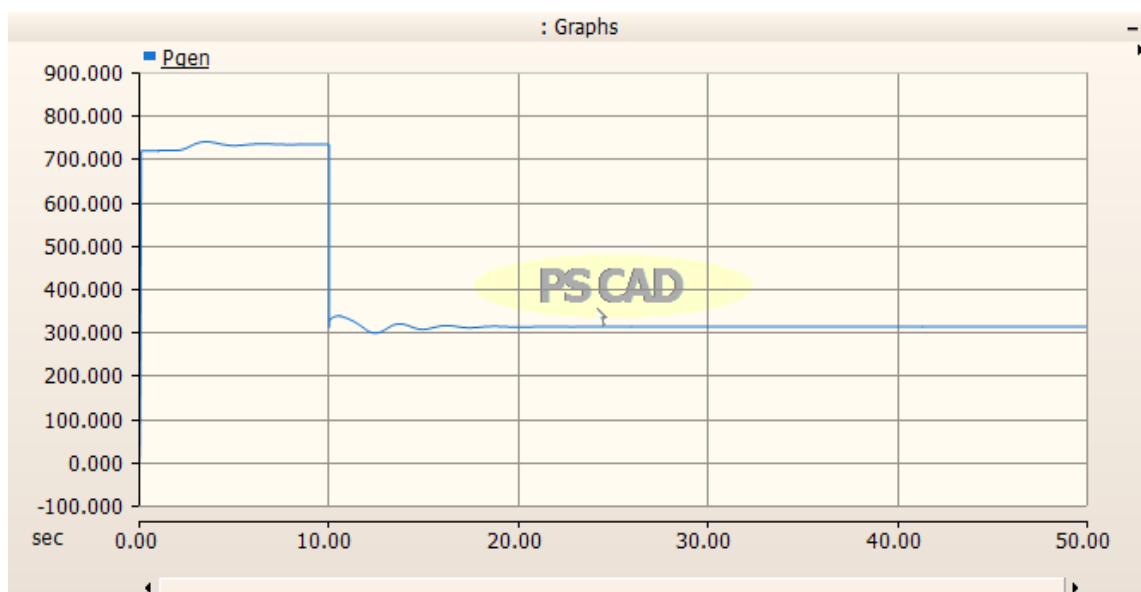
Kun simulointimalliin asetettiin samat teho- ja PID-säädin parametrit, kuin liitteessä A, saatiin simuloinnista taajuusmittauskäyrä, joka on esitetty kuvassa 5.4. Kun verrataan saatua taajuuden simulointikäyrää ja liitteessä A sivulla 3 olevaa taajuuden mittauskäyrää, huomataan että simulointimalli käyttäytyy taajuuden osalta melko samaan tapaan, kuin todellinen järjestelmä vaikka lähtötiedot simuloinnille ovat puutteelliset. Ajankohdella 10 s, tapahtuva katkaisijan aukeaminen aiheuttaa simulointimallissa nopean taajuuden nousemisen. Simuloinnissa taajuus käy korkeimmillaan noin 56,35 Hz ja palautuu takaisin 50 Hz:iin noin 15 s:n kuluttua, jonka jälkeen taajuus tasaantuu värähdellen. Simuloinnin lopussa taajuuden arvo on noin 51 Hz, jonka läheisyyteen se myös statiikan johdosta pidemmässä simuloinnissa päätyisi. Simulointimallissa ei ole toisosäätöä, jolla statiikan aiheuttama taajuusvirhe saataisiin poistettua.

Liitteen A mittauksessa taajuus käy ylimmillään noin 55,24 Hz:ssä ja palautuu takaisin 50 Hz:iin noin 12–13 s:n jälkeen. Tämän jälkeen taajuus jatkaa oskillointia noin välillä 51 – 49 Hz, kunnes voimala tahdistetaan takaisin jäykkään verkkoon.



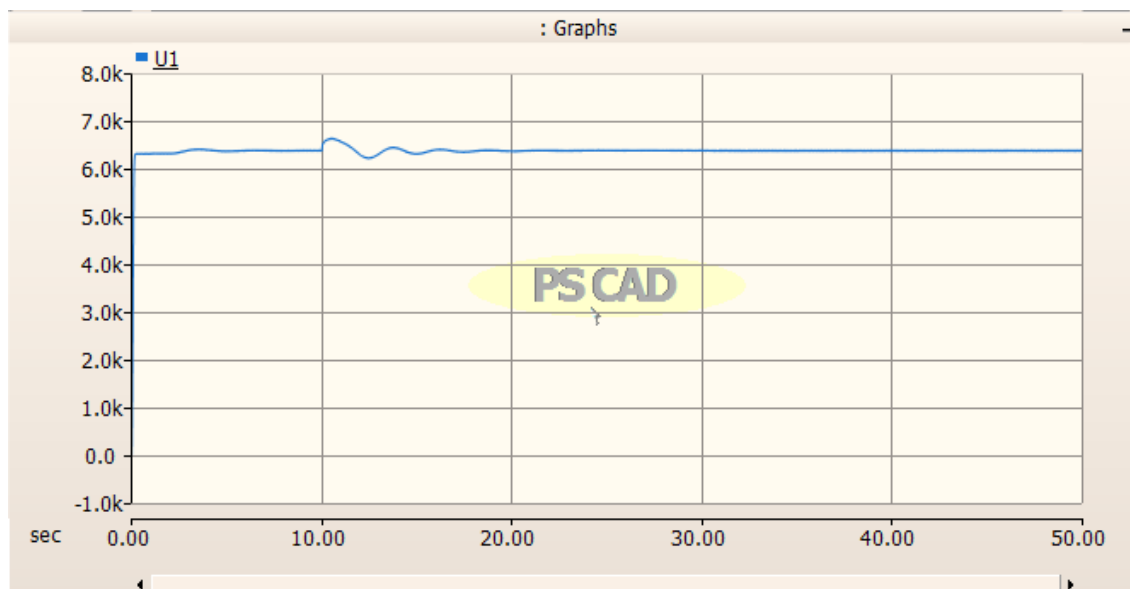
**Kuva 5.4.** Kuva taajuuden käyttäytymisestä, kun simuloinnin parametrit ovat liitteen A mukaiset.

Kuvassa 5.5 simuloinnin aikainen generaattorin teho. Teho on ennen katkaisijan toimintaa noin 731 kW, ja katkaisijan toiminnan jälkeen se putoaa lähes välittömästi hieman värehdellen noin 310 kW:iin. Mittauksissa teho käyttäytyy samaan tapaan pudoten nopeasti noin 690 kW:sta, 320 kW:iin. Tehot eivät ole täsmälleen samat simuloinnissa ja mittauksissa, sillä simuloinnin kuormat on aseteltu mittauksissa esiintyvien generaattorin tehojen mukaan, joten esimerkiksi simuloinnissa olevan muuntajan häviöitä ei ole huomioitu. Tämän vuoksi simuloinnin alkutilassa generaattorin teho on yli 700 kW, vaikka kuormitusta on passiivisten komponenttien mukaan vain 700 kW.



**Kuva 5.5.** Kuva generaattorin tehon käyttäytymisestä, kun simuloinnin parametrit ovat liitteen A mukaiset.

Liitteen A ensimmäisellä sivulla on nähtävillä myös generaattorin jännitteen mittauskäyrä. Mittauksen mukaan jännite on transientin alussa käynyt korkeimmillaan noin 101,52 %:ssa. Kuvassa 5.6 on nähtävillä simuloinnin aikainen jännitteen käyttäytyminen generaattorin ja muuntajan välissä.



**Kuva 5.6.** Kuva generaattorin ja muuntajan välisestä kiskojännitteen käyttäytymisestä, kun simuloinnin parametrit ovat liitteen A mukaiset.

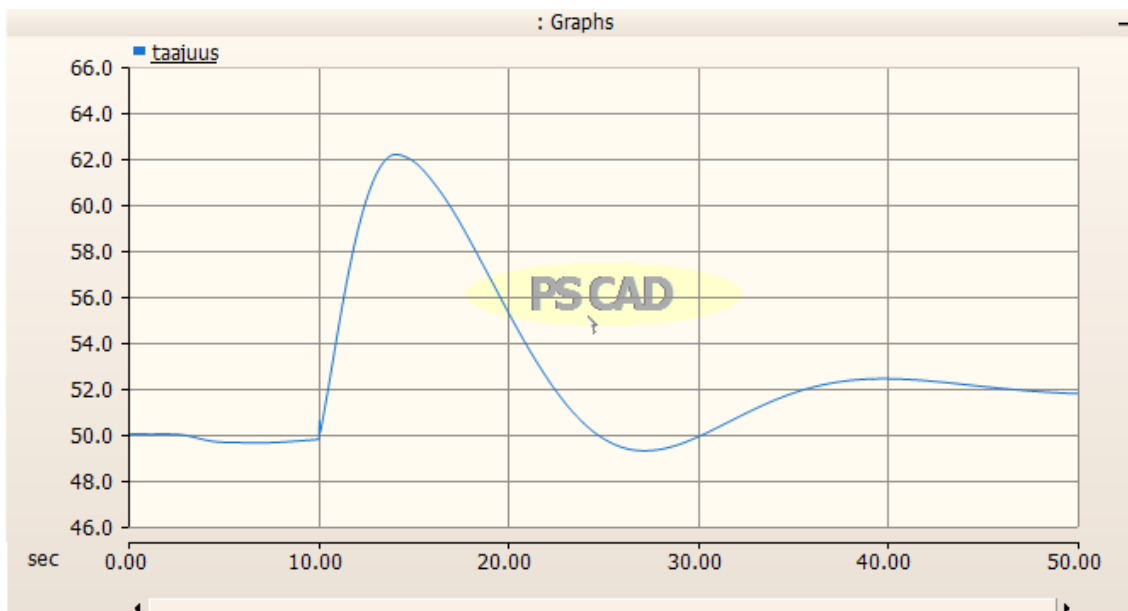
Jännite käy simuloinnissa noin 6,62 kV:ssa, jonka jälkeen tasaantuu oskilloiden takaisin 6,3 kV:iin. Mittauksissa ei ole nähtävillä sekuntitasolla jännitteen käyttäytymistä, joten tarkempi vertailu simulointimalliin on haastavaa.

Simuloinnissa 1 pyrittiin vertaamaan simulointimallin tuloksia liitteen A mittauksiin, ja todentamaan, että simuloinnilla voidaan saada järjestelmästä todellisuutta vastaavia tuloksia. Verratessa simulointia mittauksiin, huomataan, että taajuuden, jännitteen, sekä generaattorin tehon käyttäytyminen vastaavat ilmiötasolla toisiaan, ja simulointimallilla voidaan tutkia saarekekäyttöön siirtymisen aiheuttamaa transienttilaa. Vaikka suurin osa simuloinnin parametreista on simulointimallin oletusarvojen mukaisia, saatiin simulointimallilla hyvin todellisuutta vastaavia tuloksia.

### 5.3.3 Simulointi 2

Simuloinnissa 2 käytettiin generaattorille, sekä varmennetun verkon kuormalle erisuuruisia arvoja, koska voimalan ajotilanne ei vastaa enää nykyään käyttöön otettujen aikaisien arvojen. Tässä simuloinnissa pyrittiin tarkastelemaan, kuinka simuloinnin 1 malli käyttäytyy todellisen järjestelmän nykytilaa edustavilla tehoilla. Simuloinnissa 2 käytettiin varmennetun verkon kuormalle taulukon 5.1 normaalitilanteen arvoa. Kuvassa 5.7 on esitettyä taajuuden käyttäytyminen simulointimallissa, kun generaattorin teho on ennen saarekkeeseen

siirtymistä 1 MW, ja varmennetun verkon kuormitus on 256 kW. Induktiiviset kuormat on skaalattu samalla tehokertoimella, kuin simuloinnissa 1. Muut parametrit pidettiin muuttumattomina. Nykytilannetta mallintavassa simuloinnissa käytettiin kuormana ainoastaan varmennetun verkon normaalitilan aikaista kuormaa, eikä mallinnettu automaattisesti lisääntyvää kuormitusta. Tilanne, jossa automaattista kuorman lisäkytkeytymistä ei tapahdu, on saarekkeen kannalta huonompi, sillä tehoero on siinä tapauksessa suurempi.

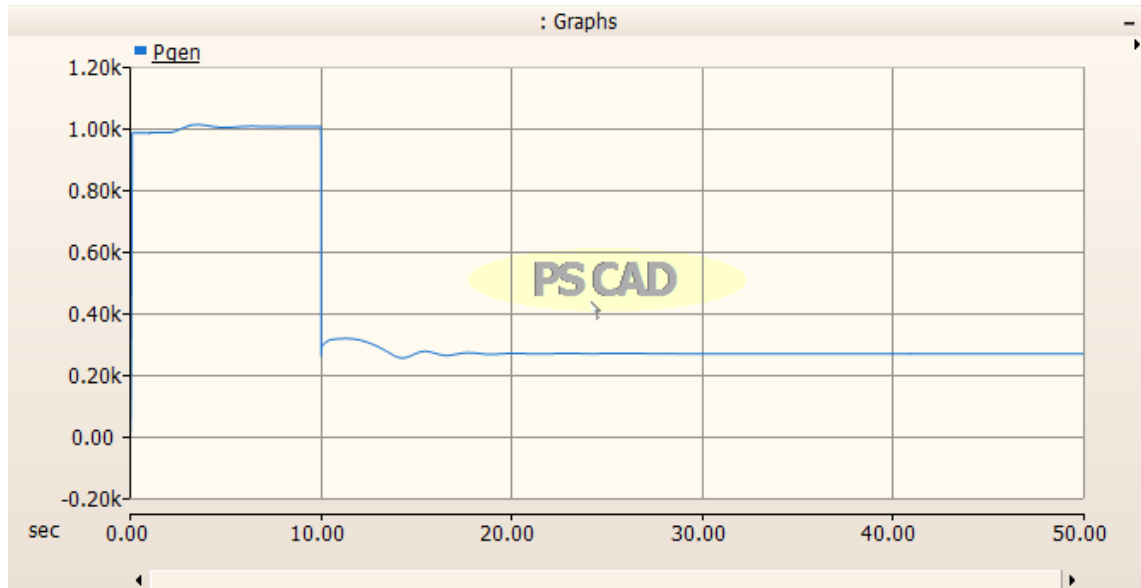


**Kuva 5.7.** Kuva taajuuden käyttäytymisestä, kun simuloinnin parametrit ovat samat, mutta generaattorin sekä kuorman tehot vastaavat tämänhetkistä todellisuutta.

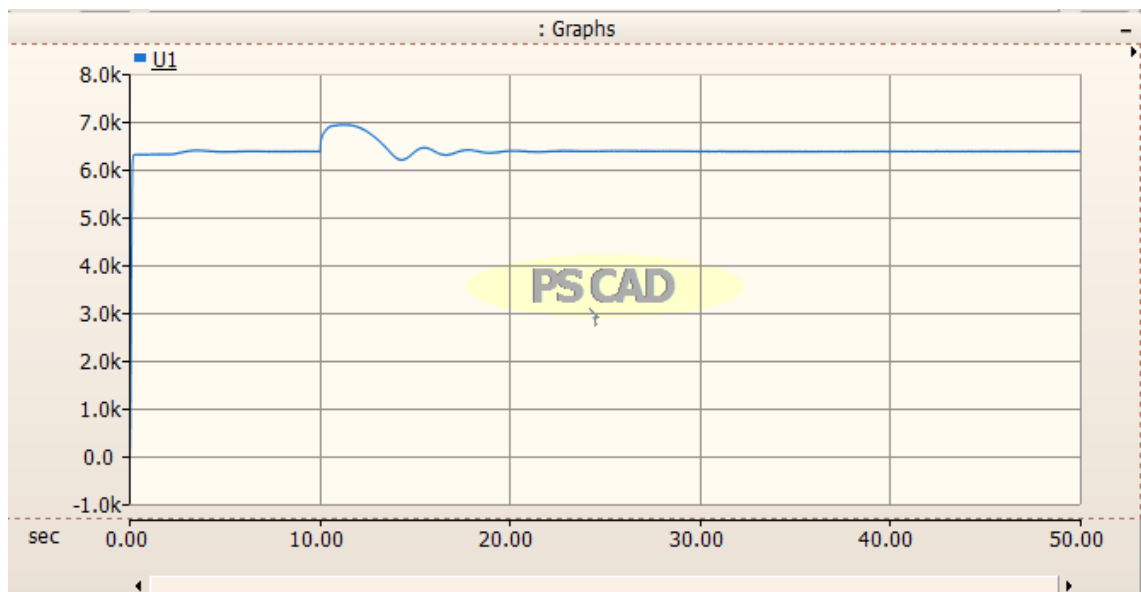
Kuvasta 5.7 huomataan, että suuremman tehoeron vaikutuksesta aiheutuu transientti tilanteessa suurempi poikkeama nimellistaajuudesta. Jos simuloidun järjestelmän avulla tulkitaan taajuuden käyttäytymistä ja verrataan sitä taulukossa 4.2 esitettyihin suoja-alueasetteluihin huomataan, että taajuus nousee yli releen havahtumisrajan (57 Hz), ja myös pysyy sen yläpuolella noin 7 s:a. Tämän simulointituloksen tapauksessa generaattorisuojan laukeaminen olisi tällä tehoerolla mahdollista. Vaikka malli ei vastaa täydellisesti todellisuutta, on kuitenkin huomioitava, että suurempi tehoero aiheuttaa myös todellisessa järjestelmässä suuremman taajuuspoikkeaman nimellisestä taajuudesta. Tämän kaltaisessa varmennetussa järjestelmässä olisi suotavaa, jos transienttilan taajuuden ja releen laukaisun välillä olisi riittävä varmuusmarginaali, eikä jokaisella eroon kytkennällä ajauduttaisi releen havahtumisrajalle saakka.

Kuvissa 5.8 ja 5.9 nähdään simulointimallin generaattorin tehon, sekä jännitteen käyttäytyminen simuloinnin aikana. Teho laskee nopeasti 1 MW:stä noin 264 kW:iin. Jännite puolestaan nousee transientin alussa noin 6,91 kV:iin, jonka jälkeen palaa värähdellen 6,3 kV:iin, noin 9 s:n jälkeen.

Kun simulointia 2 verrataan simulointiin 1, huomataan, että taajuuden lisäksi, myös jännite nousee korkeammalle ja myös pysyy korkealla pidemmän aikaa. Jännitteen nousu



**Kuva 5.8.** Kuva generaattorin tehon käyttäytymisestä, kun simuloinnin parametrit ovat samat, mutta generaattorin sekä kuorman tehot vastaavat tämänhetkistä todellisuutta.



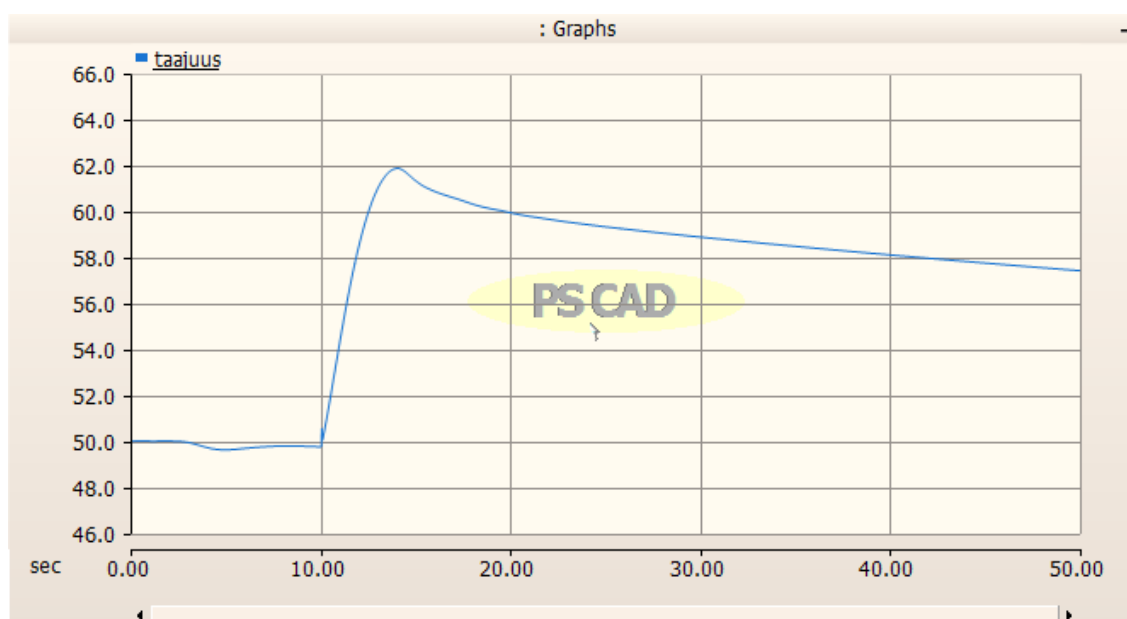
**Kuva 5.9.** Kuva generaattorin ja muuntajan välisestä kiskojännitteen käyttäytymisestä, kun simuloinnin parametrit ovat samat, mutta generaattorin sekä kuorman tehot vastaavat tämänhetkistä todellisuutta.

johtuu generaattorin pyörimisnopeuden noususta. Myös generaattorin magnetoinnilla voi olla vaikutusta, sillä nopean transientin alussa generaattori on pysyvään tilaan nähden ylimagnetoituna. Katkaisijan auetessa, myös loistehon syöttö ulkoiseen verkkoon katkeaa. Simuloinnissa ei kuitenkaan jännitteen osalta ajauduta generaattorisuojan havahtumisrajalle (7,56 kV).

### 5.3.4 Simulointi 3

Kun tarkastellaan liitteen A taulukkoa A.1, josta käy ilmi turbiinisäätäjän parametrit, jotka saarekekokeen aikana on ollut käytössä VV4:ssä, ja verrataan niitä taulukon 2.1 arvoihin, jotka tällä hetkellä VV1 turbiinisäätäjässä on, huomataan että saarekekäytön parametrit eroavat toisistaan. Integrointikerroin on tällä hetkellä huomattavasti saarekekokeen aikaista arvoa pienempi ja vastaavasti derivointikerroin ja eroarvon kerroin ovat suurempia. Simulointi 3 suoritettiin muutoin samoilla parametreillä, kuin simulointi 2, mutta PID-säätimen parametrit muutettiin nykyisen saarekekäytön parametrejä vastaaviksi.

Kuvasta 5.10 huomataan, että taajuuden palautuminen takaisin transientin jälkeen on huomattavasti hitaampaa. Taajuus ei palaudu normaaliksi koko 50 s kestävänsä simuloinnin aikana. Simulointimalli käyttäytyy PID-parametrien muuttamisen jälkeen huomattavasti hitaammin taajuuden palautumisen suhteen. Saarekekäytön kannalta todellisen järjestelmän käyttäytyminen tällä tavalla johtaisi väistämättä generaattorisuojan toimimiseen ja saarekkeen romahtamiseen.

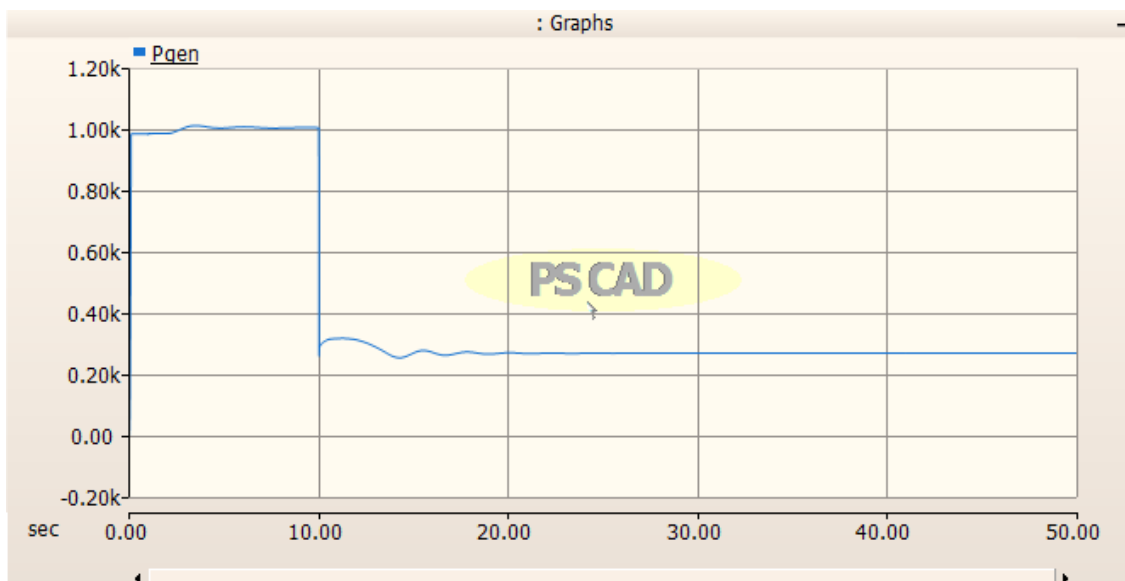


**Kuva 5.10.** Kuva taajuuden käyttäytymisestä, kun PID-säätimen parametrit ja tehot ovat nykyisen kaltaiset.

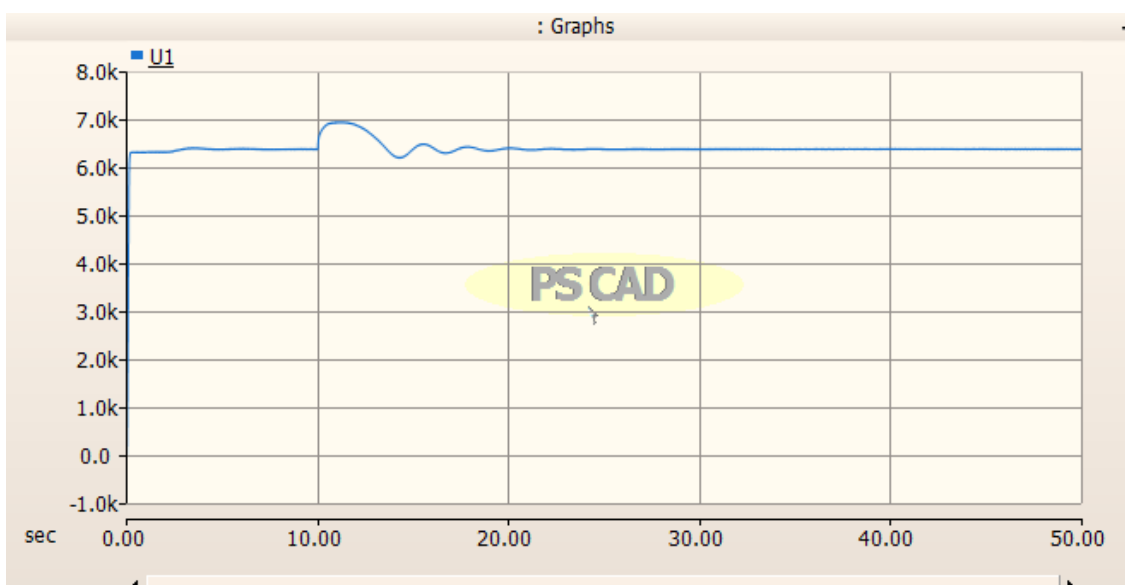
Kuvista 5.11 ja 5.12 nähdään generaattorin tehon ja jännitteen käyttäytyminen simuloinnin 3 aikana.

Jännite ja teho käyttäytyvät tässä simuloinnissa samaan tapaan, kuin simuloinnissa 2, eikä merkittävää muutosta, esimerkiksi jännitteen nousussa havaita. Myöskään tässä simuloinnissa ei ajauduta jännitteessä generaattorisuojan havahtumiseen.

Simuloinnin 3 perusteella nykyinen voimalan operointiteho, sekä varmennetun verkon matala kuorma yhdistettynä nykyisiin turbiinisäätäjän parametreihin, johtavat väistämättä



**Kuva 5.11.** Kuva generaattorin tehon käyttäytymisestä, kun PID-säätimen parametrit ja tehot ovat nykyisen kaltaiset.



**Kuva 5.12.** Kuva generaattorin ja muuntajan välisestä kiskojännitteen käyttäytymisestä, kun PID-säätimen parametrit ja tehot ovat nykyisen kaltaiset.

generaattorisuojan toimintaan saarekkeeseen eroamisen yhteydessä. Simuloinnin perusteella ei voida kuitenkaan varmaksi todeta, että todellinen järjestelmä käyttäytyy täsmälleen samoin. Jotta voitaisiin varmistua todellisen järjestelmän käyttäytymisestä, täytyisi sille suorittaa saarekoke.

#### 5.4 Yhteenveto järjestelmän tutkimisesta ja simuloinneista.

Järjestelmän tutkimisen ja simuloinnin yhteydessä saatiin selville järjestelmän toimintavarmuuteen vaikuttavia seikkoja. Varmennetun verkon kuormituksesta saatiin selville ar-

vio automaattisesti, sekä manuaalisesti lisättävästä kuormituksesta. Myös normaalitilan aikainen kuormituksen vaihteluväli saatiin selville. Tehoeron aiheuttaman taajuuden muutoksen vaikutuksia saarekekäyttöön siirtymisen aikana saatiin onnistuneesti mallinnettua simuloinnin avulla. Järjestelmän tutkimisen yhteydessä löydetty havainto käyttöönoton aikaisen saarekekokeen puuttumisesta varmennetun verkon ensisijaiselle voimalalle aiheutti epäilyksen turbiinisäätäjän parametrien soveltuvuudesta tarkoitettuun käyttöön. Simuloinnin avulla saatujen tulosten valossa turbiinisäätäjän parametrien uudelleen viritykselle voi olla aihetta. Yhdessä suuri tehoero ja turbiinisäätäjän nykyiset parametrit johtavat ainakin simulointimallissa ajautumisen generaattorisuojan toimintaan.

## 6. RATKAISUMAHDOLLISUUDET

Järjestelmän tutkimisen seurauksena havaittiin, että saarekkeen toimintavarmuutta heikentäviä seikkoja ovat suhteellisen suuri tehoero kuorman ja tuotannon välillä. Lisäksi simulointitulokset aiheuttavat epäilyksen turbiinisäätäjän uudelleen virityksen tarpeesta. Tätä epäilystä tukee myös järjestelmästä löytyneet tiedot, joiden mukaan ensisijaiselle varmennetun verkon voimalalle (VV1) ei ole saarekekoetta tehty, vaan se on suoritettu ai-noastaan varmennetun verkon toissijaiselle voimalalle (VV4). Tässä luvussa käsitellään tuotannon ja kuorman tasausta, hukkakuormitusta, sekä akkuvarastoa, joiden avulla olisi mahdollista ratkaista tehoeron aiheuttama taajuuden nousu saarekekäyttöön siirryttäessä. Lopuksi käsitellään myös turbiinisäätäjän uudelleen viritystä.

### 6.1 Kuormituksen ja tuotannon taseus

Yksinkertaisin ja investointeja vaatimaton ratkaisu on yksinkertaisesti ajaa vesivoimalai-tosta pienemmällä teholla. Lisäksi voidaan kytkentämuutosten avulla lisätä varmennetun verkon kuormitusta muutamalla kW:lla. Jos kytkentämuutokset tehdään, saadaan mit-tausten perusteella varmennetun verkon kuormitus nostettua nykyisestä 256 kW:sta noin 350 kW:iin. Jos samaan aikaan pienennetään generaattorin tehoa 1MW:n tehosta 700 kW:iin, ollaan jo pienemmässä tehoerossa, kuin käyttöönoton aikaisessa saarekekokees-sa oltiin. Tällöin taajuustransienttikin oletettavasti jää käyttöönottilannettakin pienem-mäksi ja varmennetun verkon toimintavarmuutta saadaan parannettua, kun saarekkeeseen eroamisen toiminta on varmempaa.

Haittapuolena tässä menettelyssä on kuitenkin se, että pienemmällä teholla operoitaessa jää osa potentiaalisesta sähköntuotantokapasiteetista hyödyntämättä. Kun generaattorin teho on normaalia pienempi, tämä tuottamatta jäävä sähkö on ostettava muualta. Arvioi-daan tuottamattomasta sähköstä aiheutuvia kustannuksia pörssisähkön hinnan avulla. Oletetaan, että voimala on huoltotöiden vuoksi seisokissa 3 viikkoa vuodessa ja loput vuodesta käytössä. Käyttötunteja kertyy tällöin 8256 tuntia. Jos 300 kWh jää joka tunti tuottamatta ja hintana käytetään vuoden 2022 Suomen keskimääräistä aluehintaa, joka energiaviraston mukaan oli noin 154 €/MWh, tulee vuodessa tuottamatta jäädyn sähkön hinnaksi noin 381 427€.

Vuoden 2022 sähkön aluehinta Suomessa on kaikkien aikojen korkein ja se näkyy myös

edellä olevassa laskelmassa. Vaikka suhteessa tehon pieneneminen on äkkiä ajateltuna vähäinen, pitkässä juoksussa se voi tulla yllättävänkin kalliiksi. Jos vastaava laskenta suoritetaan esimerkiksi hinnalla 50 €/MWh, jonka alapuolella koko 2010 luvun Suomen sähkön aluehinta pääosin on jatkuvasti ollut, saadaan hinnaksi noin kolmannes, eli 123 840€. Vaikka sähkön hinta olisi matalampi, tulisi toimintavarmuuden parantaminen tällä keinolla melko kalliiksi. Lisäksi menetettävä tuotanto on uusiutuvaa, joten tässä maailmantilanteessa tämänkaltainen menettelytapa ei ole järkevää.

Mikäli tehoeron tasaus halutaan tehdä, on se järkevin tehdä niin, että varmennetun verkon kuormitusta nostetaan niin paljon, että generaattoria voidaan operoida maksimaalisella teholla. Tämä toimenpide tosin vaatii myös paljon selvitystyötä, sekä kytkentämuutoksia, mikäli sellaista kuormaa edes löytyy, jota voitaisiin järjestelmän perään helposti siirtää.

## 6.2 Hukkakuorma, ballast load

Yksi mahdollisuus tutkittavan järjestelmän tehoero ongelman ratkaisemiseksi on lisätä järjestelmään resistiivinen hukkakuorma, jonka avulla saadaan tasoitettua transientinaikeista tehoeroa ja hillittyä taajuuden nousua saarekkeeseen eroamisen alkuvaiheessa.

Hukkakuormia (engl. dump load, ballast load) on käytetty pienissä vesivoimaloissa jatkuvaan taajuuden säätöön. Tällaisia järjestelmiä ovat esimerkiksi kehittyvissä maissa jakeluverkon ulottumattomissa olevat pienet vesivoimalat, jonka tuottamalla sähköllä syötetään pientä määrää kotitalouksia. Alunperin säädeltävää hukkakuormaa alettiin käyttää tämänkaltaisissa järjestelmissä voimalan investointikustannusten alentamiseksi. Säädeltävän hukkakuorman avulla järjestelmästä voidaan jättää pois hydraulinen säädin, joka alentaa voimalan hintaa. [33]

Hukkakuormitus voidaan toteuttaa yksinkertaisimmillaan kontaktori-rele kytkennöillä, tai vaihtoehtoisesti käyttää puolijohdetekniikalla toteutettua hukkakuorma järjestelmää. Hyödyntämällä puolijohdetekniikkaa saadaan järjestelmästä poistettua sähkömekaaniset kytkimet. Hukkakuormitus on portaittain kytkettävää kuormitusta, jota ohjataan ylös/alas säätötarpeen mukaan. [31] Artikkelissa "Design and implementation of an electromechanical control system for micro hydropower plants" käsitellään vesivoimajärjestelmää, jossa yhdistyy voimalan veden virtauksen säätö yksinkertaisella porttisäädöllä, sekä hukkakuorman käyttö taajuuden säätämiseksi. Artikkelissa mainitaan, että hukkakuormalla toteutettu säätö ei sovellu suurille voimaloille, sillä se aiheuttaa generaattorin jännitteeseen, sekä virtaan harmonisia komponentteja hukkakuormamoduuleiden kytkentätilanteissa.[2]

Useissa hukkakuormituksella toteutettua taajuussäätöä käsittelevissä artikkeleissa säätö on jatkuvaa. Tässä työssä tutkittavassa järjestelmässä jatkuvalla hukkakuorman säädölle ei kuitenkaan olisi tarvetta, sillä voimalassa on hydraulinen juoksu- sekä johtopyörän

säätö, jota ohjataan automaattisesti PID-tyyppisellä säätimellä. Hukkakuormajärjestelmä voisi kuitenkin tarjota taajuuden säätöä saarekkeeseen siirryttäessä kuluttamalla ylimääräistä pätötehoa, ja täten vaimentamalla taajuuden nousua ja turbiinigeneraattorin kiihtymistä. Saarekkeeseen siirtymisen jälkeen hukkakuormalla voitaisiin hallitusti pudottaa voimalan teho alemmas varmennetun verkon kuormituksen tasolle. Portaittain pudotettavan kuormituksen avulla saavutettaisiin hallittu tehon pudotus, jolloin taajuuden nousu transientin alussa ei ehtisi generaattorin suoja-alueen havahtumistasolle saakka. Tässä järjestelmässä hukkakuormituksen tarve olisi siis vain muutamia sekunteja saarekkeeseen siirtymisen aikana.

Hukkakuormituksen käytössä huonona asiana on se, että kun säätöä tehdään, hukataan tuotettua sähköä lämpönä. Koska tässä järjestelmässä mahdollisen hukkakuormituksen tekemä säätö tapahtuisi ainoastaan saarekkeeseen siirtymisen aikana, jäisi hukattu energiamäärä mitättömän pieneksi. Esimerkiksi 700 kW:n hukkakuorman lineaarinen pudotus kahden minuutin aikana nolaaan, kuluttaisi noin 11,67 kWh sähköä, joka vuoden 2022 Suomen keskimääräisellä aluehinnalla olisi arvoltaan noin 1,8 €. Käyttökustannuksiin hukatulla energialla ei siis käytännössä olisi vaikutusta. Investointikustannuksiltaan hukkakuorma on oletettavasti paljon halvempi verrattuna esimerkiksi seuraavassa kappaleessa tarkasteltavaan akkuvarastoratkaisuun.

### 6.3 Akkuvarasto

Akkuvarasto voisi olla yksi mahdollinen ratkaisu tässä työssä tutkittavan saarekeverkon toimintavarmuuden parantamiseksi. Akkuvarastojen käyttöä hajautettujen sähköjärjestelmien saarekekäytössä on tutkittu ja siitä on saatu lupaavia tuloksia. Akkuvarastolla voidaan säätää sähköjärjestelmässä taajuutta, sekä jännitettä. Tuotannon ja kulutuksen tasauksen lisäksi akkuvarastolla voidaan kompensoida harmonisia virran komponentteja [29]. Tutkittavassa järjestelmässä akkuvarastosta olisi hyötyä erityisesti taajuuspoikkeaman tasoittamisessa saarekkeeseen siirtymisen aikana.

Esimerkiksi artikkelissa ”BESS Reserve-Based Frequency Support During Emergency in Islanded Residential Microgrids” käsitellään akkuvarastojen roolia taajuuden tukemiseen mikroverkkojen saarekekäytössä. Akkuvarastot tarjoavat joustavan ja tehokkaan ratkaisun taajuuden ylläpitämiseen ja tukemiseen, erityisesti hätätilanteissa. Ne toimivat vara-reservinä, joka voi reagoida nopeasti sähköverkon taajuuden muutoksiin. Akkuvarastojen käyttö taajuuden säätötehtävissä mahdollistaa joustavan ja tarkan taajuuden ylläpitämisen. Akkuvarasto kykenee havaitsemaan taajuuden muutokset ja reagoimaan niihin nopeasti lataamalla tai purkamalla akustoa. Tämä auttaa tasapainottamaan sähköverkon taajuutta ja ylläpitämään sen vakautta. Akkuvarastolla on mahdollista hallita saarekkeen jännitteen, sekä taajuuden vaihteluita tehokkaasti.[44] Akkuvaraston avulla voidaan suorittaa saarekkeeseen eroaminen saumattomasti, vaikka pätö- ja loistehon ero saarekkeen

ja normaalikäytön välillä olisikin suhteellisen suuri. Mikäli saarekkeeseen siirtyminen epäonnistuisi, antaisi akkuvarasto mahdollisuuden myös saarekkeen black startille, mikäli akkuvarasto varustetaan siihen kykenevällä invertterillä.[29]

Tässä työssä tutkittavassa järjestelmässä akkuvarastoa voitaisiin hyödyntää taajuuden säilyttämiseksi saarekekäyttöön siirryttäessä. Akkuvaraston kyky ladata ylimääräistä energiaa akustoon auttaisi pienentämään tehoeroa vesivoimalaitoksen ja varmennetun verkon kuormituksen välillä. Hukkakuormituksesta poiketen akkuvarastolla voitaisiin myös syöttää energiaa varmennettuun verkkoon, jolloin akkuvarasto tarjoaisi generaattorin rinnalle toisen vaihtoehtoisen energialähteen varmennetulle verkolle häiriötilanteen ajaksi. Akkuvaraston avulla olis myös mahdollista toteuttaa saarekkeen black start kyky.

Sähkövaraston lisäys tässä työssä tutkittavaan järjestelmään vaatisi muutoksia ainakin saarekekatkaisijan toimintaparametreihin. Sähkövaraston olisi täytettävä Fingridin asettamat sähkövarastojen järjestelmätekniset vaatimukset (SJV 2019). SJV 2019 mukaan sähkövaraston on toimittava normaalisti ja jatkuvasti taajuusalueella 49–51 Hz, sekä kyettävä toimimaan 30 minuutin ajan, kun taajuus on 51,0–51,5 Hz tai 49,0–47,5 Hz. [16] Tämä aiheuttaisi ristiriidan saarekekatkaisijan toiminnan ja akkuvaraston vaatimusten välille, sillä nykyisin saarekkeeseen eroaminen tapahtuu, kun taajuus poikkeaa ikkunasta 49,0–51 Hz taulukon 4.2 laukaisuparametrien mukaisesti.

Akkuvarasto on investointina suurempi, verrattuna edellä käsiteltyyn hukkakuormaratkaisuun, mutta se tarjoaa lisäominaisuuksia saarekeverkon toimintavarmuuden tukemiseksi. Akkuvaraston takaisinmaksuaikaa voidaan laskea hyödyntämällä akkuvarastoa markkinaperusteisesti sähkön hinnan mukaan. Sähkövarastoilla on myös mahdollista osallistua Fingridin reservimarkkinoille. Esimerkiksi nopea taajuusreservi FFR ja taajuusohjattu häiriöreservi FCRD ovat sähkövarastolle sopivia reservilajeja. Näille markkinoille osallistuminen edellyttää sähkövarastolta vähintään 1 MW:n minimitehoa [15]. Tutkittavassa järjestelmässä akkuvaraston markkinaehtoista käyttöä rajoittaisi kuitenkin jonkin verran se, että akkuvarastossa olisi jatkuvasti oltava tietty kapasiteetti varattuna ylimääräisen energian vastaanottoon. Akkuvarastoilla on myös erilaisia käyttö strategioita sen mukaan mihin akkuvarastoa halutaan käyttää. Tässä diplomityössä niitä ei kuitenkaan tarkemmin tarkastella, eikä vertailla vaan todetaan, että akkuvarastolla on mahdollista ratkaista tutkittavassa järjestelmässä oleva tehoeron aiheuttama taajuuden nousu ongelma.

## 6.4 Turbiinisäätäjän uudelleenviritys

Simuloinnin ja järjestelmän tutkimisen seurauksena on syytä epäillä, että ensisijainen varmennetun verkon voimalan (VV1) turbiinisäätäjä on uudelleen virityksen tarpeessa. VV1:lle ei ole tehty saarekekoetta, joten ei ole näyttöä, että voimala toimisi nykyisillä turbiinisäätäjän parametreillä luotettavasti saarekekäyttöön siirtymisen aikana. Vastaavalla toissijaisella voimalalla VV4:lle saarekekoetta on suoritettu onnistuneesti VV1:den

turbiinisäätäjän parametreistä eroavilla arvoilla, sekä nykytilanteesta poikkeavalla tehoerolla. Turbiinisäätäjän uudelleenviritys vaatisi saarekekokeen suorittamisen, jotta voitaisiin varmistua siitä, että uudelleen viritetty säädin kykenee ohjaamaan voimalaitosta saarekekäyttöön siirryttäessä. Tämän työn tutkimuksen valossa ei voida kuitenkaan sanoa, onko pelkkä turbiinisäätäjän uudelleenviritys ratkaisu järjestelmän toimintavarmuuden parantamiseksi, sillä ei voida ilman kokeilua sanoa kykeneekö järjestelmä palautumaan nykyisellä tehoerolla saarekekäyttöön siirtymisen jälkeen takaisin stabiiliin käyttötilaan. VV4:lle tehty saarekekoe kuitenkin osoittaa, että saarekekäyttö onnistuu, ainakin toissijaisella voimalalla pienemmällä tehoerolla.

## 6.5 Ratkaisuehdotusten vertailu ja analysointi

Tässä luvussa edellä esiteltiin mahdollisuuksia varmennetun verkon toimintavarmuuden parantamiseksi. Järjestelmän tutkimisen yhteydessä havaittiin, että olisi aiheellista tarkastella tarkemmin turbiinisäätäjän parametreja, sekä niiden uudelleen asettelumahdollisuutta. Toisena seikkana suuren tehoeron aiheuttaman taajuustransientin pienentämiseksi esitellyt vaihtoehdot. Ensimmäisenä toimenpiteenä tämän järjestelmän toimintavarmuuden parantamiseksi, olisi järkevintä kokeilla, onko saarekkeen kasassa pysyminen mahdollista toteuttaa turbiinisäätäjän uudelleenvirityksellä. Uudelleenviritystä ennen olisi järkevää myös harkita varmennetun verkon kuormituksen lisäämistä, esimerkiksi niiden keskusten osalta, joissa jo valmiiksi on optio varmennetun verkon kautta syötölle. Mikäli oletuksena on, että varmennettu verkko toimii, ja kuorma on haluttu siihen liittää, ei oletettavasti ole väliä, onko kuormitus valmiiksi liitettynä varmennettuun verkkoon, vai kytkeytyykö se sinne ainoastaan sähkökatkon yhteydessä. Näin saataisiin saarekkeen kuormitusta lisättyä, ja tehoeroa generaattorin ja saarekkeen kuorman välillä valmiiksi pienennettyä. Saarekekäytön onnistuminen ja sen todentaminen vaatii kuitenkin saarekekokeen, jotta voidaan varmistua siitä, että järjestelmä kykenee operoimaan saarekkeessa ilman ongelmia. Mikäli haluttua lopputulosta ei uudelleenvirityksellä ja kuormitusten kytkentämuutoksilla varmennetun verkon toimintavarmuuteen saavuteta, voisi energiavarasto tai hukkuormo tarjota ratkaisun toimintavarmuus ongelmaan.

## 7. YHTEENVETO

Tässä diplomityössä tutkittiin teollisuuslaitoksen sisäisen sähköjärjestelmän saarekekäyttöä. Työn alussa käsiteltiin järjestelmää, ja sen laitteita, sekä niiden vaatimuksia saarekekäytön näkökulmasta. Samalla käsiteltiin aihetta kirjallisuuskatsauksen avulla. Sen jälkeen käsiteltiin generaattorin suojausta, sekä saarekkeen eroonkytkentäkatkaisijan toimintaa. Tutkittavassa järjestelmässä toimintavarmuutta vaarantava tekijä on saarekeverkon taajuuden ajautuminen generaattorisuojan havahtumisrajalle. Taajuuden nousu johtuu saarekkeen matalasta kuormituksesta verrattuna generaattorin tuottamaan tehoon. Varmennetun verkon tehoon vaikuttaa osittain vuodenaika, ja kesäisin varmennetun verkon kuormitus on minimissään noin 200 kW. Varmennetun verkon vesivoimalaitosta operoidaan vesitilanteen salliessa tyypillisesti noin 1 MW:n teholla, joten huonoimmassa tilanteessa tehoero kulutuksen ja tuotannon välillä on noin 800 kW. Tehoeron aiheuttaman taajuuden nousun lisäksi järjestelmän palautumista taajuustransientista vaikuttaisi haittaavan voimalan turbiinisäätäjän hitaus. Järjestelmän tutkimisen aikana havaittiin, että varmennetun verkon ensisijaiselle voimalalle ei ole tehty saarekekoetta. Saarekekoe on tehty toissijaiselle voimalalle tehoilla, jotka eivät vastaa nykyistä normaalia. Toissijaisen voimalan onnistuneessa saarekekokeessa generaattoriin teho oli noin 700 kW ja varmennetun verkon kuorma noin 300 kW. Ensisijaisen voimalan turbiinisäätäjän parametrit eroavat toissijaisen voimalan turbiinisäätäjän parametreista ja simulointitulosten perusteella nykyiset parametrit saavat voimalan säätymään hitaammin, jolloin taajuustransientista palautuminen ei ehdi tapahtua, ennen generaattorisuojan laukeamista.

Tutkitussa sähköjärjestelmässä suhteellisen suuren tehoeron aiheuttama ongelma voidaan ratkaista esimerkiksi investoimalla hukkuormitukseen tai akkuvarastoon. Hukkakuorman avulla voidaan pienentää saarekekäyttöön siirryttäessä tehoeroa generaattorin tuottaman tehon, ja varmennetun verkon kuormituksen välillä. Hukkakuorman avulla voidaan laskea varmennetun verkon vesivoimalan tehoa hallitusti pienemmäksi pienentämällä hukkuormitusta portaittain. Toisena vaihtoehtona tutkittu akkuvarasto tarjoaa taajuuden säädön lisäksi mahdollisuuden jännitteensäädölle sekä harmonisten komponenttien suodatukselle. Akkuvarastolla olisi mahdollista toteuttaa myös saarekejärjestelmän black start. Hukkakuorma, sekä akkuvarasto vaatisivat investointien tekemistä. Tämän vuoksi ensisijaisena toimenpiteenä olisi järkevin selvittää onko mahdollista saavuttaa luotettava saarekkeeseen siirtyminen virittämällä turbiinisäätäjä uudestaan. Tämän ohessa

varmennettuun verkkoon voitaisiin lisätä kuormitusta vaihtamalla ensisijainen syöttöreitti varmennettuun verkkoon sellaisissa sähkökeskuksissa, joissa on optio varmennetun verkon kautta syötölle. Mikäli kuormituksen lisäyksellä ja turbiinisäätäjän uudelleen virityksellä ei päästä saarekeverkon varmaan toimintaan tulee ajankohtaiseksi harkita joko akkuvarastoa tai säädeltävää hukkakuormaa tehoeron tasaamiseksi.

Ongelmallista tutkittavassa järjestelmässä on se, että varmennettu verkko ulottuu miltei koko tehdasintegraatin alueelle, joten saarekekokeen tekeminen vaikuttaa laajalti koko tehtaan toimintoihin. Tämän vuoksi saarekekokeen suorittamiselle sopivan ajankohdan löytäminen on ongelmallista, jotta saarekekoe voitaisiin suorittaa vaikuttamatta tuotanto olosuhteisiin.

## LÄHTEET

- [1] Stephen D. Umans A. E. Fitzgerald Charles Kingsley Jr. *Electric machinery*. 2003, s. 245–297.
- [2] Asad Ali et al. "Design and implementation of an electromechanical control system for micro-hydropower plants". eng. *Electrical engineering* 102.2 (2020), s. 891–898. ISSN: 0948-7921.
- [3] K. Amiri et al. "Load variation effects on the pressure fluctuations exerted on a Kaplan turbine runner". eng. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* 22.3 (2014), s. 32005–32014. ISSN: 1755-1307.
- [4] J.Tonteri Aura. *Teoreettinen sähkötekniikka ja sähkökoneiden perusteet*. WSOY, 1996, s. 344–359. 442 s.
- [5] Thomas E. Baker. *Electrical Calculations and Guidelines for Generating Station and Industrial Plants*. 2011, s. 119–166.
- [6] Juhani Bastman. *Sähkökoneet opetusmoniste*. 2020.
- [7] Ion Boldea. *Synchronous Generators*. 2016. 498 s.
- [8] Breeze. *Hydropower*. Elsevier Science & Technology, 2018. 106 s.
- [9] Francisco C. De La Rosa. *Harmonics and Power Systems*. eng. The electric power engineering series. Baton Rouge: CRC Press, 2006. ISBN: 9780849330162.
- [10] Hall Dixon. Elsevier, 2010. ISBN: 978-1-85617-793-1. URL: <https://app.knovel.com/hotlink/toc/id:kpFMTTE022/fluid-mechanics-thermodynamics/fluid-mechanics-thermodynamics>.
- [11] Haarala Liisa Elovaara Jarmo. *Sähköverkot 1*. Gaudeamus Helsinki University Press/Otatieto, 2011. 520 s.
- [12] Stora Enso. *Stora Enso Varkaus sisäiset tietokannat*.
- [13] Fingrid. *Automaattinen taajuuden palautusreservi (aFRR)*. URL: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/automaattinen-taajuudenhallintareservi/> (viitattu 02. 03. 2023).
- [14] Fingrid. *Nopea taajuusreservi (FFR)*. URL: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/nopea-taajuusreservi/> (viitattu 02. 03. 2023).
- [15] Fingrid. *Reservituotteet ja reservien markkinapaikat*. URL: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/reservituotteet-ja-reservien-markkinapaikat.pdf> (viitattu 19. 01. 2023).
- [16] Fingrid. *Sähkövarastojen järjestelmätekniset vaatimukset SJV2019*. 2019. URL: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/liitynta-kantaverkkoon/tekniset-vaatimukset/sahkovarastojen-jarjestelmatekniset-vaatimukset/> (viitattu 15. 05. 2023).

- [17] Fingrid. *Säätösähkö- ja säätökapasiteettimarkkinat (mFRR)*. URL: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/saatosahko-ja-saatokapasiteettimarkkinat/> (viitattu 02.03.2023).
- [18] Fingrid. *Taajuusohjattu käyttö- ja häiriöreservi (FCR-tuotteet)*. URL: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/taajuusohjattu-kaytto-ja-hairioreservi/> (viitattu 02.03.2023).
- [19] Fingrid. *Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV1996*. 1996. URL: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/liitynta-kantaverkkoon/arkisto/> (viitattu 20.04.2023).
- [20] Fingrid. *Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2007*. 2007. URL: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/liitynta-kantaverkkoon/arkisto/> (viitattu 20.04.2023).
- [21] Fingrid. *Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2013*. 2013. URL: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/liitynta-kantaverkkoon/arkisto/> (viitattu 20.04.2023).
- [22] Fingrid. *Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2018*. 2018. URL: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/liitynta-kantaverkkoon/tekniset-vaatimukset/voimalaitosten-jarjestelmatekniset-vaatimukset/> (viitattu 20.03.2023).
- [23] PSCAD V5 Application Help. *DC Exciters (2016)*. URL: [https://www.pscad.com/webhelp-v5-ol/Master\\_Library\\_Models/Machines/Exciter\\_Models/DC\\_Exciters\\_\(2016\).htm](https://www.pscad.com/webhelp-v5-ol/Master_Library_Models/Machines/Exciter_Models/DC_Exciters_(2016).htm) (viitattu 17.05.2023).
- [24] PSCAD V5 Application Help. *Hydro Governors*. URL: [https://www.pscad.com/webhelp-v5-ol/Master\\_Library\\_Models/Machines/Governor\\_Models/Hydro\\_Governors.htm](https://www.pscad.com/webhelp-v5-ol/Master_Library_Models/Machines/Governor_Models/Hydro_Governors.htm) (viitattu 17.05.2023).
- [25] PSCAD V5 Application Help. *Hydro Turbines*. URL: [https://www.pscad.com/webhelp-v5-ol/Master\\_Library\\_Models/Machines/Turbine\\_Models/Hydro\\_Turbines.htm](https://www.pscad.com/webhelp-v5-ol/Master_Library_Models/Machines/Turbine_Models/Hydro_Turbines.htm) (viitattu 17.05.2023).
- [26] PSCAD V5 Application Help. *Multi-Mass Torsional Shaft Interface*. URL: [https://www.pscad.com/webhelp-v5-ol/Master\\_Library\\_Models/Machines/Multi-Mass\\_Torsional\\_Shift\\_Interface.htm](https://www.pscad.com/webhelp-v5-ol/Master_Library_Models/Machines/Multi-Mass_Torsional_Shift_Interface.htm) (viitattu 17.05.2023).
- [27] PSCAD V5 Application Help. *Synchronous Machine*. URL: [https://www.pscad.com/webhelp-v5-ol/Master\\_Library\\_Models/Machines/Synchronous\\_Machine/Synchronous\\_Machine.htm](https://www.pscad.com/webhelp-v5-ol/Master_Library_Models/Machines/Synchronous_Machine/Synchronous_Machine.htm) (viitattu 17.05.2023).
- [28] "IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems". *IEEE Std 1547.4-2011* (2011), s. 1–54. DOI: 10.1109/IEEESTD.2011.5960751.
- [29] S Izadkhast et al. "Performance Evaluation of a BESS Unit for Black Start and Seamless Islanding Operation". eng. *Energies (Basel)* 15.5 (2022), s. 1736–. ISSN: 1996-1073.
- [30] Sami Partanen Jorma Miettinen. *VEO-DTR Turbiinisäätäjä käyttöohje*. Vaasa Engineering, 2007.

- [31] I. G. Kenzhaev, R. J. Uraimov ja B. A. Biymyrzaeva. "Digital Ballast Load Controller for a Small Hydropower Plant". eng. *Applied solar energy* 56.1 (2020), s. 70–74. ISSN: 0003-701X.
- [32] Leena Korpinen. *Sähkövoimatekniikkaopus*. 1998. URL: <http://leenakorpinen.com/fi/julkaisut/opetusaineistoja/>.
- [33] B. Anil Kumar et al. "Reduced Dump Load Strategy with FDI using FSS in Micro-Hydel Generating Systems". eng. *MATEC Web of Conferences* 225 (2018), s. 5010–. ISSN: 2261-236X.
- [34] P. Kundur. *Power system stability and control*. eng. 1993. 1199 s.
- [35] Antti Kuusela. *Voimalaitosten jännitteensäädön asetteluperiaatteet*. 2018. URL: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/voimalaitosten-jannitteensaadon-asetteluperiaatteet.2018.pdf> (viitattu 16. 03. 2023).
- [36] Partanen Jarmo Lakervi Erkki. *Sähkönjakelutekniikka*. Gaudeamus Helsinki Iniversity Press/Otatieto, 2008. 295 s.
- [37] Weili Li et al. "Influence of Rotor Structure on Field Current and Rotor Electromagnetic Field of Turbine Generator Under Out-of-Phase Synchronization". eng. *IEEE transactions on magnetics* 53.6 (2017), s. 1–4. ISSN: 0018-9464.
- [38] Wenmao Liu et al. "Transient Process Analysis of Multi-Physical Parameters of Turbine Generator During Out of Phase Synchronization Fault". eng. *IEEE transactions on energy conversion* 37.3 (2022), s. 2058–2068. ISSN: 0885-8969.
- [39] Mohammad A.S. Masoum ja Ewald F. Fuchs. *Power Quality in Power Systems and Electrical Machines, 2nd Edition*. eng. Academic Press, 2015. ISBN: 9780128009888.
- [40] F. Noor, R. Arumugam ja M.Y. Vaziri. "Unintentional islanding and comparison of prevention techniques". Teoksessa: *Proceedings of the 37th Annual North American Power Symposium, 2005*. 2005, s. 90–96. DOI: 10.1109/NAPS.2005.1560507.
- [41] B.M. Pasternack, J.H. Provanzana ja L.B. Wagenar. "Analysis of a generator step-up transformer failure following faulty synchronization". eng. *IEEE transactions on power delivery* 3.3 (1988), s. 1051–1058. ISSN: 0885-8977.
- [42] Ontrei Raipala, Sami Repo ja Pertti Jarventausta. "Performance analysis of Q-f droop anti-islanding protection in the presence of mixed types of DG". eng. Teoksessa: *2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA)*. IEEE, 2015, s. 1–6. ISBN: 9781509012381.
- [43] Henrik Skytte. *VEO-50 Jännitesäädin käyttö ja huolto-ohje*. Vaasa Engineering, 1993.
- [44] Shreyasi Som et al. "BESS Reserve-Based Frequency Support During Emergency in Islanded Residential Microgrids". eng. *IEEE transactions on sustainable energy* (2023), s. 1–12. ISSN: 1949-3029.

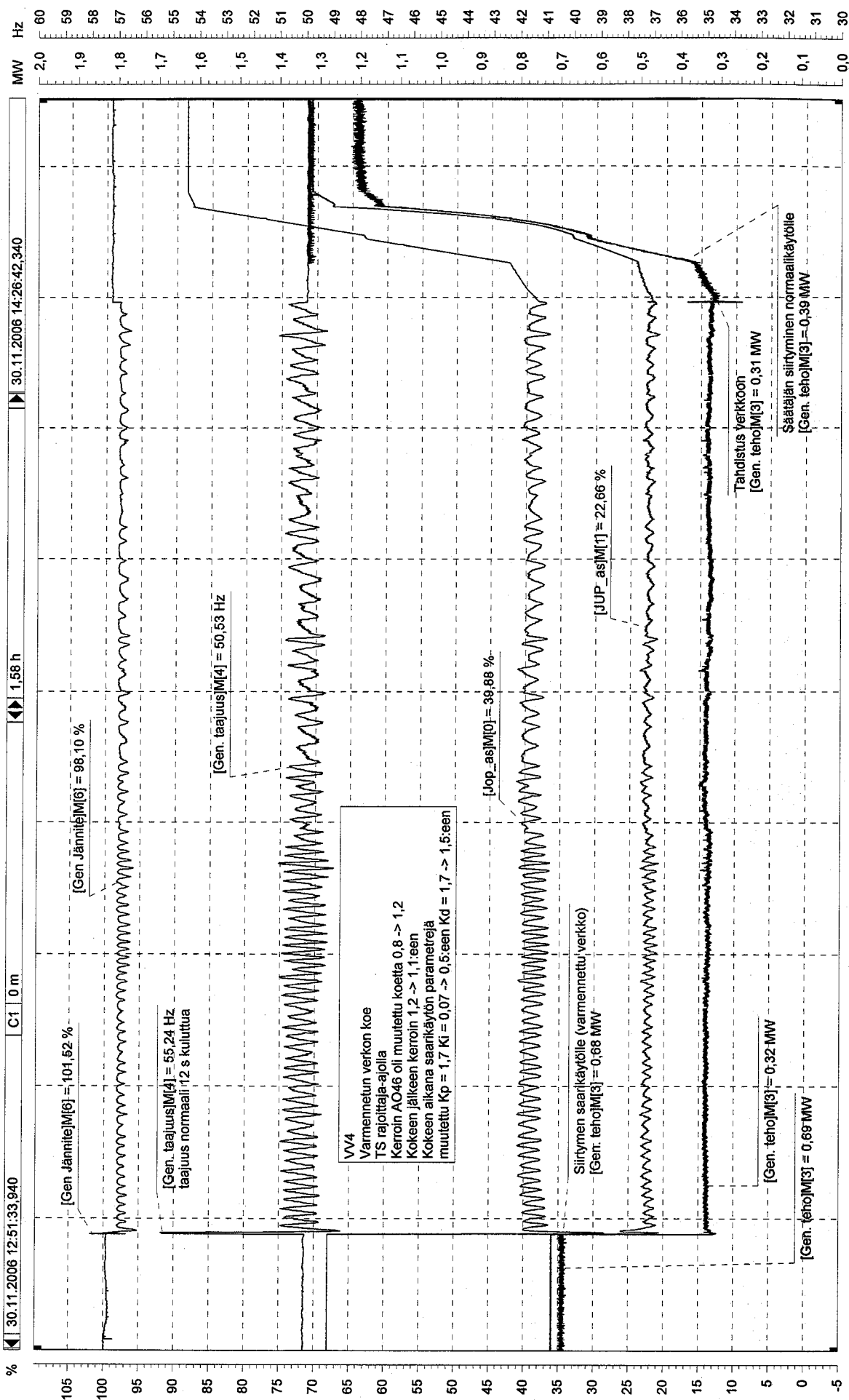
- [45] Oguz A Soysal ja Hilka S Soysal. "Hydropower". eng. Teoksessa: *Energy for Sustainable Society*. United Kingdom: John Wiley & Sons, Incorporated, 2020, s. 343–364. ISBN: 1119561302.
- [46] Suomen Standardisoimisliitto. *SFS-EN 50160:2022 Yleisetä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet*.
- [47] Kai Sun. *Power system control under cascading failures : understanding, mitigation, and system restoration*. eng. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, 2018. ISBN: 1-119-28206-3.
- [48] M. Sun et al. "On-line power system inertia calculation using wide area measurements". eng. *International journal of electrical power & energy systems* 109 (2019), s. 325–331. ISSN: 0142-0615.
- [49] Vesi.fi. *Vuoksen vesistöalueen säännöstely*. URL: <https://www.vesi.fi/teemasivu/vesistöjen-saannostely/vuoksen-vesistöalueen-saannostely/> (viitattu 16.03.2023).
- [50] Visioli. *Practical PID Control*. Springer, 2006, s. 1–18. 326 s.

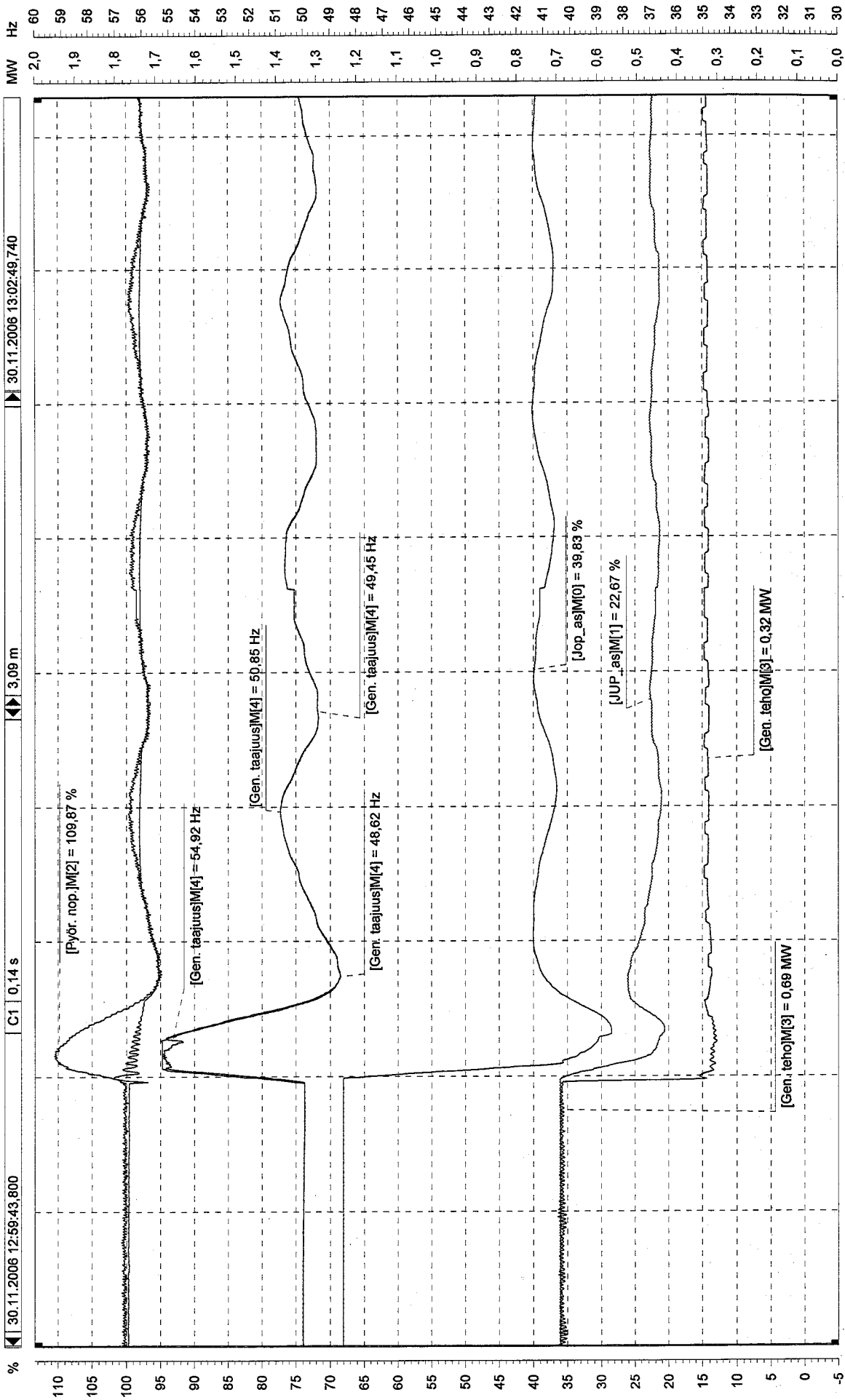
## LIITE A: SAAREKEKOKKEET

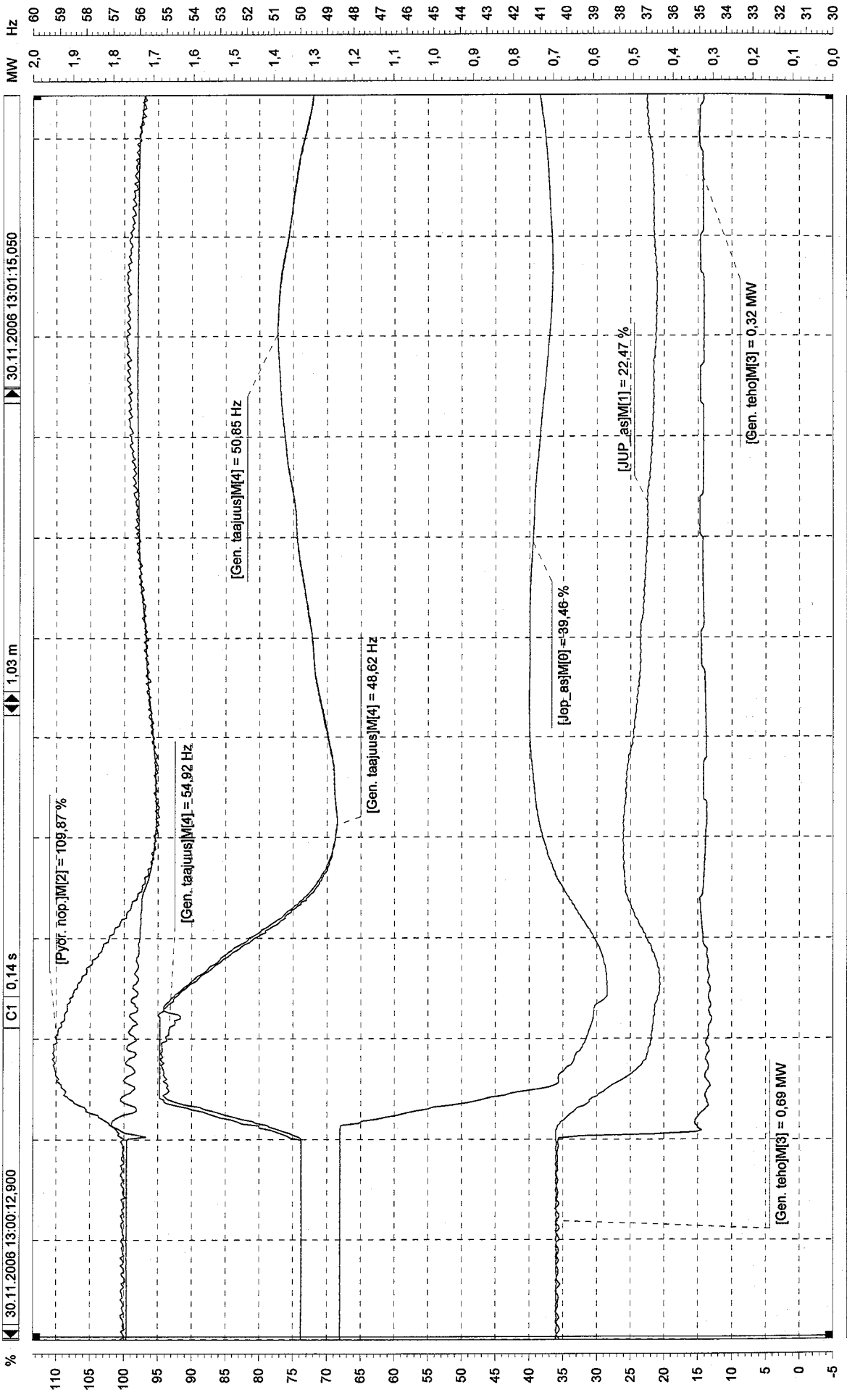
Liitteessä alkuperäisen käyttöönoton aikaista saarekekokeen mittausdataa. Kuvat ovat samasta tilanteesta, eri aika-akselin skaalauksella esitettynä.

Parametri	Saarekekäyttö
$K_p$	1,70
$K_i$	0,5
$K_d$	1,5

**Taulukko A.1.** Taulukko turbiinisäätäjän parametreistä saarekekäytön aikana, otettu alla olevasta mittaus kuvaajasta.







## **LIITE B: TEKNISIÄ TIETOJA**

Liitteessä järjestelmän generaattorin sekä magnetointikoneen teknisiä arvoja

**STORA ENSO OYJ  
VARKAUDEN TEHTAAT  
VESIVOIMA VV1**

**VEO-50-200 KÄYTTÖÖNOTTOPÖYTÄKIRJA**

Takuuvastuun säilyminen edellyttää tämän pöytäkirjan asianmukaista täyttämistä ja lähettämistä magnetointilaitteen toimittajalle.

<b>LAITOS</b>	<b>HURUSKOSKI VV1</b>	
<b>LAITOSTYYPPI</b>	<b>VESIVOIMALAITOS</b>	
<b>GENERAATTORIN VALMISTAJA</b>	<b>AEG</b>	
<b>VALMISTUSVUOSI</b>		
<b>VALMISTUSNUMERO</b>	<b>255/510</b>	
<b>GENERAATTORIN TYPPI</b>	<b>S6276/10</b>	
esimagnetointi	<b>X</b>	
harjaton		
täys. staat.		
<b>GENERAATTORIN NIMELLISARVOT</b>		
teho	Sn	<b>1,275 MVA</b>
staat. jännite	Un	<b>6,3 kV</b>
staat. virta	In	<b>117 A</b>
tehokerroin	cos φ	<b>0,8</b>
<b>MAGNETOINNIN NIMELLISARVOT</b>		
kierrosluku	<b>600 rpm</b>	
magn.virta	Imn	<b>n. 170 A</b>
päämagn.k. magn. virta	Imn	
magn. jännite	Umn	
herätinmagn.k. magn.virta	Imn	<b>13 A</b>
magn. jännite	Umn	<b>76 V</b>
apuhäätink. magn.virta	Imn	
magn. jännite	Umn	

Säädetyt arvot merkitään käyttöönottopöytäkirjaan myös trimmeripotentiometrin asentona (%). Asennoksi tulkitaan 100%, kun trimmeri on säädetty myötöpäivään maksimiarvoon ja 0% kun trimmeri on säädetty vastapäivään minimiarvoon.

<b>ALIMAGNETOINTIRAJA</b>	<b>(P13)</b>	n. 38 %
		n. 2,5 A
<b>JÄNNITTEENSÄÄTIMEN PARAMETRIT</b>		
<b>P</b>	<b>(P12)</b>	n. 29 %
<b>I</b>	<b>(P11)</b>	n. 38 %
<b>D (KONDENSAATTORIN ARVO)</b>		µF
<b>VIRTASÄÄTÄJÄN VAHVISTUS Pi</b>	<b>(P2)</b>	n. 29 %
<b>NIMELLINEN JÄNNITE</b>	<b>(P10)</b>	n. 25 %
		100.5 V 6.3 kV
<b>OHJEARVOPOTENTIOMETRIN SÄÄTÖALUE (P9)</b>		0 %
<b>ALKUMAGNETOINTI</b>		n. 6,0 kV
Taso, johon generaattorin jännite tasaantuu, kun alkumagnetointi on päällä.		
<b>ALKUMAGNETOINTIVIRTA</b>	<b>(P4)</b>	n. 46 %
		2,3 A
<b>ALKUMAGNETOINNIN PÄÄLLÄOLOAIKA</b>	<b>(P18)</b>	n. 50 %
		n. 12 s
<b>ALITAAJUUSRAJOITUS</b>	<b>(P16)</b>	0 %
Jännite 90%:n taajuudella		
		kV
<b>KATTOMAGNETOINTIRAJA</b>	<b>(P3)</b>	Tehdasasetus, sinetöity
		A
<b>1,1 x Im RAJA</b>	<b>(P5)</b>	Tehdasasetus, sinetöity
		A
<b>1,0 x Imn RAJA</b>	<b>(P7)</b>	Tehdasasetus, sinetöity
		A
<b>STATIIKKA</b>	<b>(P15)</b>	50 %
Statiikan säätöalue välillä 0 - 15 %.		Statiikka n. 7,5 %