

Lauri Ala-Mutka

# SUOMEN KANTAVERKKOON GEOMAG- NEETTISESTI INDUSOITUVIEN SÄHKÖ- VIRTOJEN LASKENTA

Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta  
Diplomityö  
Syyskuu 2019

# TIIVISTELMÄ

Lauri Ala-Mutka: Suomen kantaverkkoon geomagneettisesti indusoituvien sähkövirtojen laskenta  
Diplomityö  
Tampereen yliopisto  
Sähkötekniikan DI-tutkinto-ohjelma  
Syyskuu 2019

---

Aurinkotuulen varaukselliset hiukkaset maapallon lähiavaruudessa saavat johdinjärjestelmissä kulkemaan pientaajuisia sähkövirtoja. Näitä sähkövirtoja kutsutaan geomagneettisesti indusoituneiksi virroiksi eli GI-virroiksi (GIC). GI-virrat ovat erityisen vaarallisia suurjännitteisissä sähköverkoissa, joiden muuntajissa GI-virrat voivat saada aikaan puolijaksottaista kyllästymistä. Tämän myötä muuntajissa loistehon kulutus kasvaa, yliaaltopitoisuus lisääntyy ja muuntajat voivat ylikuumentua niissä esiintyvien kuumien pisteiden vuoksi. Sähköverkoissa on tapahtunut useita häiriöitä GI-virtojen vuoksi. GI-virtojen vaarallisuutta sähköverkoissa on täten mielekästä tutkia laskennallisilla menetelmin, jotta sähköjärjestelmää hallinnoiva organisaatio on tietoinen oman sähköjärjestelmän kestoisuudesta GI-virtojen aiheuttamille häiriöille.

Tässä diplomityössä kehitettiin Suomen kantaverkon omistavan Fingrid Oyj:n GI-virtojen laskentaa. Fingridillä on pitkä historia GI-virtojen laskemisen ja tutkimisen kanssa. Tähän mennessä GI-virtoja on laskettu Fingridin omalla laskentaohjelmalla, jonka kehitys alkoi ennen 2000-lukua. Viimeisin päivitys ohjelmaan on tehty vuonna 2004. Fingridin oman laskentaohjelman käyttöön sisältyy haasteita liittyen käytävyyteen ja yhteensopivuuteen, joten Fingridillä oli halua selvittää vaihtoehtoisia GI-virtojen laskentamenetelmiä. Fingridillä on käytössä Siemens PTI:n laskentaohjelmisto PSS/E, johon lisäosana saatavan GIC-moduulin soveltuvuutta Fingridille selvitettiin tässä diplomityössä. PSS/E:n GIC-moduulin soveltuvuutta Fingridille selvitettiin vertailemalla GI-virtojen laskentaa Fingridin GIC-ohjelman ja PSS/E:n GIC-moduulin välillä. PSS/E:n GIC-moduulilla selvitettiin myös GI-virtojen laskennan lähtöarvojen merkitystä tuloksiin sekä tutkittiin Suomen kantaverkon kestoisuutta GI-virtojen aiheuttamille loistehohäviöille. Lisäksi selvitettiin Suomen kantaverkon muuntajat, joissa esiintyy suurimmat GI-virrat sekä analysoitiin näiden muuntajien lämpenemistä.

Diplomityössä tuloksena saatiin, että Fingridin GIC-ohjelma sisältää sisäänrakennetun virhetekijän, joka aiheutuu tasokoordinaatiston käytöstä. PSS/E:n GIC-moduulilla selvitettiin, että verkko-komponenttien resistanssiarvojen määrittämistavalla ei ole suurta merkitystä tuloksiin. GI-virtojen loistehohäviöiden laskentaa varten diplomityössä määritettiin loistehohäviökerroin, jota käytettiin loistehohäviöiden laskennassa aikaisemmin määritettyjen loistehohäviökertoimien kanssa. Jännitestabiiliutta tarkasteltaessa tuloksena saatiin, että Suomen kantaverkko kestää hyvin GI-virtojen aiheuttamat loistehohäviöt. Fingridin muuntajista selvitettiin, että Tuovilan, Alajärven ja Seinäjoen muuntajissa esiintyy suurimmat GI-virrat. Testitapahtumaa käyttäen näiden muuntajien GI-virrat eivät ylittäneet lämpenemisen kannalta riskipitoisia arvoja kovin kauaa, mutta tarkempia analyyseja tarvitaan muuntajan kuumien pisteiden lämpötilojen selvittämiseen. Tehtyjen selvitysten perusteella PSS/E:n GIC-moduuli soveltuisi Fingridin käyttöön.

Avainsanat: geomagneettisesti indusoituneet virrat, PSS/E, simulointi, loistehohäviöt

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck –ohjelmalla.

# ABSTRACT

Lauri Ala-Mutka: Calculation of geomagnetically induced currents in Finnish transmission grid  
Master of Science Thesis  
Tampere University  
Master's Degree Programme in Electrical Engineering  
September 2019

---

Charged solar wind particles in the near-Earth globe cause low-frequency electrical currents to travel in conductors. These electric currents are called geomagnetically induced currents (GIC). GIC are especially dangerous in high-voltage power networks, where GIC can cause half-cycle saturation. This increases the reactive power consumption and harmonic content of the transformers, and may cause hotspots in the transformers. In the past, GIC have caused disturbances in power grids. It is therefore meaningful to investigate the hazards of GIC in power grids by computational methods so that the organization managing the electrical system is aware of the durability of its electrical system in the event of interference caused by GIC.

This thesis developed the GIC calculation for the Finnish transmission system operator Fingrid Oyj. Fingrid has a long history of calculating and investigating GIC. So far, Fingrid has calculated GIC with in-house software, which development began before the 2000s. The latest update to the program was made in 2004. Fingrid's own computing software brings challenges in terms of usability and interoperability. Therefore, Fingrid wanted to explore alternative methods for computing GIC. Fingrid has used the Siemens PTI computing software PSS/E. This thesis tested the suitability of the recent GIC module of the PSS/E. The applicability of the PSS/E GIC module to Fingrid was investigated by comparing GIC calculations between the Fingrid's in-house GIC program and the PSS/E GIC module. The thesis also investigated the significance of the initial values of the GIC calculation and how the Finnish transmission grid can withstand reactive power losses caused by GIC. In addition, PSS/E GIC module was used to find which transformers of the Finnish transmission grid have the highest GIC. Also the heating of these transformers was analyzed.

The results indicated that the Fingrid's GIC program contains a built-in error factor caused by using plane coordinates. The PSS/E GIC module was used to examine that the way in which the resistance values of the network components are determined has a little effect on the results. For the purpose of calculating the reactive power losses caused by GIC, the thesis developed a reactive power loss coefficient for transformers. Voltage stability studies indicated that the Finnish transmission system is well resistant to reactive power losses caused by GIC. The highest GIC in Fingrid's transformers were found in transformers located in Tuovila, Alajärvi and Seinäjoki. Concerning the heating of these transformers, GIC values did not exceed high-risk values for a long time when using the test event, but more accurate analyses are needed to determine hotspot temperatures. Based on the findings, the PSS/E GIC module would be suitable for Fingrid's use.

Keywords: geomagnetically induced currents, PSS/E, simulation, reactive power losses

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

# ALKUSANAT

Tämä diplomityö tehtiin Fingrid Oyj:lle vuoden 2019 helmikuun ja lokakuun välisenä aikana. Työn ohjaajana toimi Fingridin johtava asiantuntija Liisa Haarla, jota haluan kiittää asiantuntevasta palautteesta sekä tuesta diplomityön aikana. Haluan myös kiittää diplomityöni ohjausryhmän jäseniä sekä muita fingridiläisiä, joiden avulla diplomityön tekeminen oli mahdollista.

Työn tarkastajina toimivat Tampereen yliopistolta tekniikan tohtori Ari Nikander ja professori Seppo Valkealahti. Heille osoitan kiitokset arvokkaista kommentteista diplomityöhön liittyen.

Lopuksi osoitan kiitokset myös vanhemmilleni tuesta opintojeni aikana.

Helsingissä, 6.9.2019

Lauri Ala-Mutka

# SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO .....	1
2. GEOMAGNEETTISESTI INDUSOITUNEIDEN VIRTOJEN SYNTYMEKANISMI JA VAIKUTUKSET .....	3
2.1 Aurinko.....	3
2.2 Maan magneettikenttä.....	5
2.3 Geomagneettisesti indusoituneiden virtojen muodostuminen .....	6
2.3.1 Maaperän johtavuuden merkitys .....	7
2.3.2 Geosähkökentän voimakkuudet .....	9
2.3.3 Geomagneettiset myrskyt ja niiden ennustaminen .....	10
2.3.4 Kriittiset johdinrakenteet.....	11
2.4 Geomagneettisesti indusoituneet virrat sähköverkoissa .....	12
2.5 Vaikutukset muuntajissa.....	14
2.5.1 Puolijaksottainen kyllästyminen.....	14
2.5.2 Kasvaneet loistehohäviöt .....	17
2.5.3 Lisääntyneet yliaallot.....	18
2.5.4 Muuntajien lämpeneminen .....	19
2.6 Geomagneettisten häiriöiden historia .....	22
3. LASKENNAN LÄHTÖTIETOJEN MÄÄRITYS .....	25
3.1 Sähkökentän ominaisuudet .....	25
3.2 Verkkomallin luominen .....	28
3.2.1 Johtimet .....	28
3.2.2 Sähköaseman komponentit.....	29
3.2.3 Tasavirran kulun estävät laitteet ja kytkennät.....	31
3.2.4 Tasavirtaresistanssien lämpötilariippuvuus .....	31
3.3 Suomen kantaverkon verkkomallin luominen.....	32
3.3.1 Verkkomallin resistanssien määrittäminen .....	34
4. GEOMAGNEETTISESTI INDUSOITUNEIDEN VIRTOJEN LASKENTA.....	36
4.1 Tasavirtapiirianalyysi .....	36
4.2 Fingridin GIC-ohjelma.....	37
4.3 PSS/E:n GIC-moduuli.....	38
4.3.1 Laskennan vaiheet.....	40
4.3.2 Laskenta vakiosähkökentällä .....	41
4.3.3 Muuntajien loistehohäviöt.....	41
4.3.4 Aikasarjan laskenta .....	43
4.3.5 Moduulin muut ominaisuudet .....	43
4.4 Yhteenvedo tarkasteltavista laskentamenetelmistä .....	44
5. LASKENTAOHJELMIEN VERTAILU.....	47
5.1 Laskennan tarkistus .....	47
5.1.1 Testi 1.....	48
5.1.2 Testi 2.....	50
5.1.3 Testi 3.....	51
5.2 Todellisen verkon simulointi.....	54

6. GEOMAGNEETTISESTI	INDUSOITUNEET	VIRRAT	SUOMEN
KANTAVERKOSSA .....			57
6.1 Geomagneettisesti indusoituneiden virtojen suuruudet.....			57
6.1.1 Tarkan ja epätarkan verkkomallin vertailu .....			57
6.1.2 Riskialttiit sähköasemat ja muuntajat .....			59
6.2 Loistehohäviöiden tarkastelu .....			62
6.2.1 Loistehohäviökertoimen määrittäminen .....			62
6.2.2 Suomen kantaverkon loistehohäviöt .....			62
6.2.3 Jännitestabiilius Suomen kantaverkossa.....			65
6.3 Aikasarjan laskenta .....			66
7. LASKENNAN KEHITTÄMINEN .....			72
7.1 Laskennan tarve Fingridillä.....			72
7.2 Laskennan lähtötietojen epätarkkuustekijät .....			72
7.2.1 Sähkökenttädata todellisille tilanteille .....			72
7.2.2 Verkkomalli .....			73
7.3 Tarkasteltujen laskentaohjelmien vertailu ja kehittäminen .....			74
7.3.1 Laskentaohjelmien vertailu.....			74
7.3.2 Fingridin GIC-ohjelman kehittäminen .....			76
7.3.3 PSS/E:n GIC-moduulin kehittäminen .....			77
7.4 Vaihtoehtoisia laskentaohjelmistoja.....			78
7.5 Suositus laskennan tekotavasta .....			78
7.6 Jatkotutkimukset.....			79
7.6.1 Laskettujen tulosten validointi .....			79
7.6.2 Jatkoanalyysit .....			79
8. YHTEENVETO.....			81
LÄHTEET .....			83
LIITE A: TARKAN JA EPÄTARKAN VERKKOMALLIN EROT .....			87

# LYHENTEET JA MERKINNÄT

csv	comma-separated values, tiedostomuoto tekstitiedostolle
GIC	geomagnetically induced currents, geomagneettisesti indusoituneet virrat
GI-virta	geomagneettisesti indusoitunut virta
G-luokitus	geomagneettisen myrskyn taso
K <sub>p</sub> -indeksi	geomagneettisen myrskyn kokoluokka
NERC	North American Electric Reliability Corporation, Pohjois-Amerikkalainen viranomaisstaho
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration, yhdysvaltalainen kansallisen meri- ja ilmakehähallinto
P1-leikkaus	leikkaus, joka jakaa Suomen kantaverkon pohjoiseen ja eteläiseen osaan
PSCAD	Power Systems Computer-Aided Design, sähköjärjestelmien suunnitteluohjelmisto
PSS/E	Power System Simulator for Engineering, sähköjärjestelmän suunnittelu- ja analysointiohjelmisto
Siemens PTI	Siemens Power Technologies International, Siemensin yksikkö, joka on erikoistunut sähköverkkojen suunnitteluohjelmistoihin
TPL-007	standardi liittyen sähkönsiirtojärjestelmien geomagneettisiin häiriöihin
WGS84	World Geodetic System, viimeisin versio maailman geodeettisesta koordinaattijärjestelmästä
YKJ	Yhtenäiskoordinaatisto
Y <sub>n</sub>	tähteen kytketyn muuntajan tunnus
$\theta$	vakiosähkökentän suunta
$\mu_0$	tyhjiön permeabiliteetti
$\mu$	magneettinen permeabiliteetti
$\sigma_n$	johtavuus maakerroksessa $n$
$\Phi_{AC}$	muuntajan magneettivuo normaalissa tilanteessa
$\Phi_{GIC}$	muuntajan magneettivuo geomagneettisesti indusoituneen virran seurauksena
$\omega$	kulmanopeus
$\vec{B}$	vaakatason maaperän magneettikentän tiheys
$B(\omega)$	geomagneettisen kentän tiheys
$d\vec{l}$	johtimen pituuden differenssi
$d_n$	maakerroksen paksuus
$e$	Neperin luku
$\vec{E}$	vaakatason geosähkökentän voimakkuus
$E_1$	vakio, jonka arvo on 1 V/km
$E_E$	vakiosähkökentän itäsuuntainen komponentti
$E_N$	vakiosähkökentän pohjoissuuntainen komponentti
$E_{uf}$	vakiosähkökentän voimakkuus
$E_x(\omega)$	pohjoissuuntainen geosähkökentän voimakkuus
$E_y(\omega)$	itäsuuntainen geosähkökentän voimakkuus
$H(\omega)$	geomagneettisen kentän voimakkuus
$H_x(\omega)$	pohjoissuuntainen geomagneettisen kentän voimakkuus
$H_y(\omega)$	itäsuuntainen geomagneettisen kentän voimakkuus
$I_1$	ensiökäämin virta
$I_2$	toisiokäämin virta

$I_3$	tertiäärikäämin virta
$I_E$	geomagneettisesti indusoitunut virta tietyssä komponentissa itäsuuntaisen vakiosähkökentän seurauksena
$I_{\text{eff}}$	vaikuttava geomagneettisesti indusoitunut virta muuntajassa
$I_{\text{GIC}}$	geomagneettisesti indusoitunut virta tietyssä komponentissa
$I_N$	geomagneettisesti indusoitunut virta tietyssä komponentissa pohjoissuuntaisen vakiosähkökentän seurauksena
$I_{m\text{GIC}}$	muuntajan magnetointivirta geomagneettisesti indusoituneen virran seurauksena
$I_{m\text{AC}}$	muuntajan magnetointivirta normaalissa tilanteessa
$I(t)$	sähkövirta ajan funktiona
$j$	imaginaariyksikkö
$K_{\text{factor}}$	muuntajaspesifinen kerroin loistehohäviön määrittämiseen
$k_n$	etenemiskerroin maakerroksessa $n$
$L_E$	johtimen itäsuuntainen pituus
$L_N$	johtimen pohjoissuuntainen pituus
$n$	maaperän kerros
$N_{12}$	muuntajan ensiön ja toision välinen muuntosuhde
$N_{13}$	muuntajan ensiön ja tertiäärin välinen muuntosuhde
$Q$	loisteho
$R_{ab}$	johtimen resistanssi sähköasemalta a sähköasemalle b
$R_{\text{dc}}$	johtimen tasavirtaresistanssi
$R_e$	sähköaseman maadoitusresistanssi
$R_{ea}$	sähköaseman maadoitusresistanssi sähköasemalla a
$R_k$	muuntajan tähtipistekuristimen resistanssi
$r_n$	maakerroksen $n$ heijastuskerroin
$R_{ka}$	muuntajan tähtipistekuristimen resistanssi muuntajassa a
$R_w$	muuntajan käämitysresistanssi
$R_{wa}$	muuntajan käämitysresistanssi muuntajassa a
$V_{\text{dc}}$	johdolla olevan jännitelähteen suuruus
$V_H$	muuntajan nimellisjännite
$V_{\text{uf}}$	vakiosähkökentän indusoima jännite johtimelle
$X$	x-koordinaatti
$Y$	y-koordinaatti
$Z_n$	maakerroksen impedanssi kerroksessa $n$
$Z_{xx}$	maanpinnan impedanssitensorin xx-komponentti
$Z_{xy}$	maanpinnan impedanssitensorin xy-komponentti
$Z_{yx}$	maanpinnan impedanssitensorin yx-komponentti
$Z_{yy}$	maanpinnan impedanssitensorin yy-komponentti

# 1. JOHDANTO

Aurinkotuulen varauksellisten hiukkasten vaikutus maapalloon on monimutkainen prosessi, joka lopulta saa suljetuissa johdinjärjestelmissä kulkemaan sähkövirtoja. Näitä pientaajuuksisia virtoja kutsutaan geomagneettisesti indusoituneiksi virroiksi (GIC, geomagnetically induced currents) eli GI-virroiksi. Geomagneettisten myrskyjen vaikuttaessa GI-virrat ovat tavallisesti suurimmillaan ja aiheuttavat erilaisia haittoja johdinjärjestelmissä. Suurimmat haitat kohdistuvat suurjännitteisiin sähköverkkoihin, joissa ne voivat saada aikaan muuntajien puolijaksottaista kyllästymistä, jonka myötä muuntajien loistehohäviöt kasvavat, yliaaltopitoisuus lisääntyy ja muuntajat voivat ylikuumentua.

Historian saatossa GI-virrat ovat saaneet maailmalla aikaan useita häiriöitä sähköverkkoihin. Tämän myötä voimajärjestelmiä hallinnoivien organisaatioiden on tarpeellista tiedostaa oman voimajärjestelmänsä haavoittuvuus GI-virtojen aiheuttamilla seurauksille. GI-virtoja voidaan tutkia voimajärjestelmän empiirisillä mittauksilla sekä myös laskennallisin menetelmin, jolloin voidaan simuloida todellista tapahtunutta tilannetta tai vaihtoehtoisesti keinotekoisista tilannetta, jolla voidaan esimerkiksi määrittää pahin mahdollinen tilanne tutkittavalle voimajärjestelmälle.

Tässä diplomityössä tutkitaan voimajärjestelmään vaikuttavien GI-virtojen laskennan kehittämistä Suomen kantaverkkoyhtiössä Fingrid Oyj:ssä. Tällä hetkellä GI-virtojen laskenta Fingridillä on tehty lähinnä yhden henkilön voimin Fingridin omalla GI-virtojen laskentaohjelmalla, jota on kehitetty viimeksi vuonna 2004. Fingridin GIC-ohjelman käyttö vaatii paljon käsin tehtävää työtä ja haasteita on tämän lisäksi myös ylläpidon ja yhteensopivuuden suhteen. Näiden syiden vuoksi Fingridillä on halu selvittää vaihtoehtoisen GI-virtojen laskentaohjelman toimivuutta.

Fingridillä on käytössä Siemens PTI:n PSS/E -laskentaohjelmisto, joka on kohdeyrityksessä laajassa käytössä. Tällä ohjelmistolla lasketaan muun muassa tehonjakoa ja dynamiikkaa Suomen kantaverkolle. PSS/E:lle on saatavilla lisämoduulina GI-virtojen laskentaa varten GIC-moduuli. Tämän työn tavoitteena on selvittää, soveltuuko PSS/E:n GIC-moduuli Fingridin tarpeisiin ja voidaanko mahdollisesti Fingridin oman GIC-ohjelman käytöstä luopua. Työssä myös tutkitaan yleisesti GI-virtojen laskentaan liittyviä asioita ja tavoitteena on kasvattaa kohdeyrityksen ymmärrystä GI-virroista ja niiden laskentaan liittyvistä asioista.

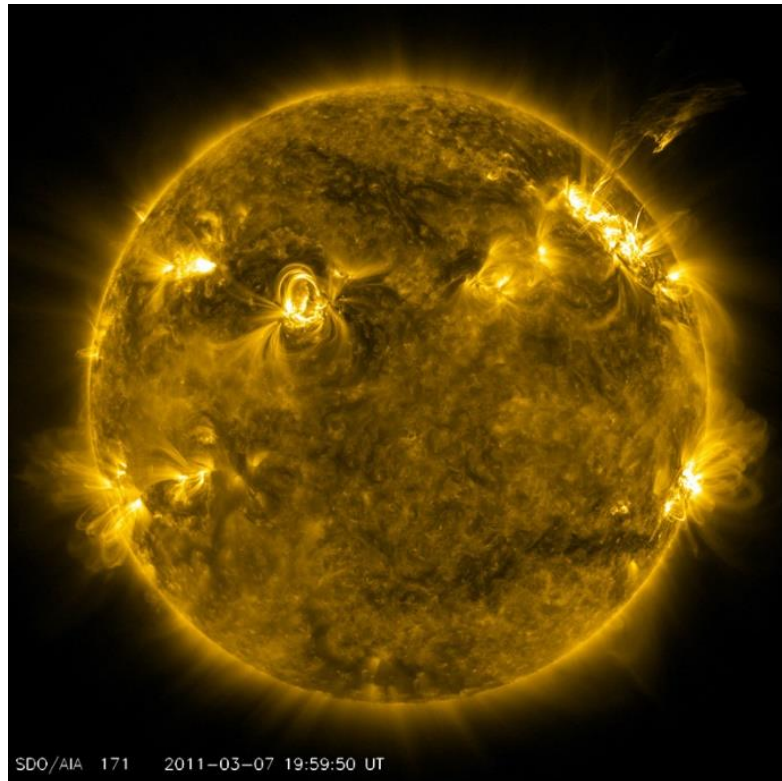
Työssä luvussa 2 selvitetään aluksi GI-virtojen taustalla oleva fysikaalinen ilmiö, jonka jälkeen selvitetään GI-virtojen vaikutuksia sähköverkoissa. Luvussa 3 selvitetään GI-virtojen laskentaa varten tarvittavat lähtötiedot ja niiden muodostaminen. Luvussa 4 käydään läpi Fingridin nykyisen GI-virtojen laskentaohjelman sekä Siemens PTI:n PSS/E -laskentaohjelman GIC-moduulin ominaisuudet. Näiden kahden laskentaohjelman tulosten vertailu tehdään luvussa 5. Luvussa 6 tutkitaan tarkemmin PSS/E:n GIC-moduulin ominaisuuksia ja toimintaa sekä samalla tehdään riskianalyysi Suomen kantaverkon GI-virtojen vaikutuksille. Luvussa 7 käydään läpi GI-virtojen laskennan kehittäminen, jossa esitetään suositus GI-virtojen laskentatavasta Fingridille ja selvitetään muita GI-virtojen laskentaan liittyviä kehityksen kohteita. Diplomityön tulosten yhteenveto on luvussa 8.

## 2. GEOMAGNEETTISESTI INDUSOITUNEIDEN VIRTOJEN SYNTYMEKANISMI JA VAIKUTUKSET

Geomagneettisesti indusoituneiden virtojen synty on monimutkainen prosessi johon vaikuttavat muun muassa auringon aktiivisuus, maan magneettikenttä ja maaperä sekä johdinjärjestelmä, johon on mahdollista indusoitua sähkövirtoja. Tässä luvussa käydään ensiksi läpi GI-virtojen syntymekanismi, jonka jälkeen tarkastellaan GI-virtojen aiheuttamia seurauksia sähköverkoissa. Lopuksi käydään läpi raportoituja GI-virtojen seurauksena tapahtuneita häiriöitä.

### 2.1 Aurinko

Aurinko on noin viiden miljardin vuoden ikäinen vedystä ja heliumista koostuva aktiivinen tähti. Auringon ytimessä on käynnissä jatkuva ydinreaktio, jossa vetyä fuusioituu heliumiksi. Tässä fuusioreaktiossa vapautuu energiaa, joka matkaa kohti auringon pintaa, jossa lämpötila on noin 6000 °C. Auringon näkyvän pinnan yläpuolella olevaa kaasukehää kutsutaan koronaksi, jossa lämpötila on miljoonia asteita. Koronan lämpötilan syy on avoin kysymys, mutta epäillään, että auringon magneettikenttä välittäisi tarvittavan energian koronan korkeaan lämpötilaan. [1] Korona on havainnollistettu kuvassa 2.1.



**Kuva 2.1.** Auringon korona kuvattuna ultraviolettisäteilyn aallonpituudella [2].

Koronassa oleva plasma on niin kuumaa, että auringon painovoima ei riitä estämään sitä kulkeutumasta poispäin auringosta. Koronan plasma kiertää aurinkoa vielä noin 12 auringon säteen etäisyydellä, jonka jälkeen plasma alkaa loitota säteittäisesti poispain auringosta. Tästä säteittäin loittonevasta melkein täysin ionisoituneesta kaasusta käytetään nimitystä aurinkotuuli. [1]

Aurinkotuuli on jatkuvaa hiukkasvirtaa ja se koostuu lähinnä protoneista ja elektroneista. Aurinkotuulen tiheys on noin muutama hiukkanen kuutiosenttimetrissä, mikä kuitenkin pienenee mitä kauemmaksi aurinkotuuli kulkeutuu auringosta. Aurinkotuulen vaikutus-alueita kutsutaan heliosfääriksi, joka ulottuu etäisyydelle, joka vastaa noin 100 kertaa maan kiertoradan sädettä. Aurinkotuuli vaikuttaa täten kaikkialla aurinkokunnassa. [1]

Aurinkotuulen ominaisuudet vaihtelevat merkittävästi riippuen auringon aktiivisuudesta. Koronassa auringon magneettikentän vaihteluista syntyvät roihu- ja massapurkaukset syöksevät aurinkotuuleen mukaan paljon suurenergisiä hiukkasia. Isoimmat massapurkaukset voivatkin voimistaa merkittävästi aurinkotuulen virtausta ja sen aiheuttamaa magneettikenttää. [3] Kuvassa 2.1 näkyy useita koronassa tapahtuvia roihu- ja massapurkauksia.

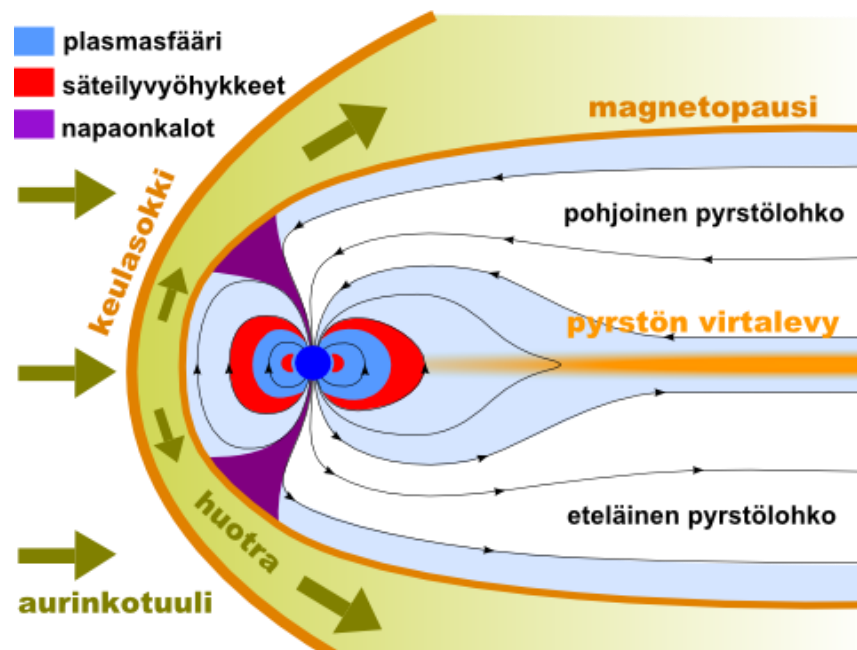
Auringonpilkku on auringon pinnalla oleva tumma kohta, joka on muuta pintaa kylmempi. Auringonpilkkuja syntyy kohtiin, jossa voimakas magneettikenttä läpäisee auringon pinnan. Auringonpilkkujen määrä vaihtelee jaksoittain ja havaittujen mittausten perusteella

pilkkujen määrä seuraa noin 11 vuoden jaksoa. Havaintojen perusteella auringonpilkkujen määrä korreloi roihu- ja massapurkausten kanssa. Noin 11 vuoden välein olevan pilkkumaksimin aikaan roihu- ja massapurkauksia tapahtuu enemmän, jonka vuoksi aurinkotuuli on tällöin voimakkaimmillaan. [4] Viimeisin pilkkumaksimi tapahtui huhtikuussa 2014 [5], joten seuraava pilkkumaksimi todennäköisesti tapahtuu 2020-luvun puolivälissä.

## 2.2 Maan magneettikenttä

Maan magneettikenttä on sauvamagneetin tapaan rakenteeltaan dipoli, eli sillä on magneettinen pohjois- ja etelänapa. Maapallon magneettikentän saavat aikaan miljardien ampeerien suuruiset sähkövirrat maan nestemäisessä ulkoytimessä. [6]

Aurinkotuulen saavuttaessa maapallon sen kuljettamat sähköisesti varautuneet hiukkaset törmäävät maan magneettikenttään. Kuvasta 2.2 nähdään miten aurinkotuuli vaikuttaa maan magneettikentän kanssa.



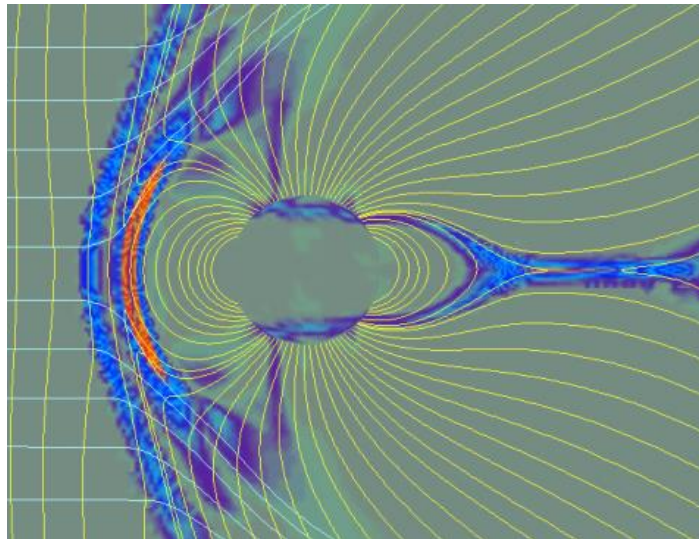
**Kuva 2.2.** Aurinkotuulen vaikutus maan magneettikenttään. Mustat viivat kuvaavat maan magneettikentän kenttäviivoja [7].

Aurinkotuulen osuessa maapallon magneettikenttään se litistyy aurinkotuulen hiukkaspaineen vuoksi ja magneettikenttä muotoutuu pyrstömäiseksi magneettikehäksi eli magnetosfääriksi. Maan magneettikentän ja aurinkotuulen kohtaamispaikkaa kutsutaan nimellä keulasokki. [7]

Maan magneettikehä suojaa maapalloa aurinkotuulen varautuneilta hiukkasilta ja kuvan 2 mukaisesti varautuneita hiukkasia kulkeutuu huotrassa maapallon ohitse. Magnetopausi on maan ja auringon magneettikenttien rajavyöhyke ja välillä nämä magneettikentät yhtyvät, jolloin aurinkotuulen varautuneita hiukkasia pääsee maapallon magneettikehään magnetopausin lävitse. Helpoiten aurinkotuuli pääsee magnetopausista lävitse kuvaan 2.2 merkityiltä napaonkaloilta maan magneettikentän muodon vuoksi. [7]

### 2.3 Geomagneettisesti indusoituneiden virtojen muodostuminen

Aurinkotuulen varautuneet hiukkaset saavat aikaan hyvin monimutkaisen sähkövirtojen systeemin maan magneettikehässä. Kuvassa 2.3 on havainnollistettu missä kohdissa ja miten voimakkaita sähkövirtoja maan magneettikehässä kulkee.



**Kuva 2.3.** Simuloituja sähkövirtoja maan magneettikehässä, sinisellä on kuvattu sähkövirrat ja keltaisilla viivoilla maan magneettikentän kenttäviivat [7].

Kuvasta 2.3 nähdään, että sähkövirtoja kulkee laajalla alueella magneettikehässä. Virrankuljettajina toimivat lähinnä elektronit ja protonit, jotka kulkeutuvat magneettikentän kenttäviivojen suuntaisesti kohti maapalloa. Virran kuitenkin täytyy päästä myös kenttäviivojen poikki, jotta virtapiiri sulkeutuisi ja tällöin se etsii itselleen helpoimman reitin. Maan uloimmassa ilmakehän kerroksessa ionosfäärissä kaasu on ionisoitunutta ja varauksen kuljettajia on paljon. Tämän myötä kuvan 2.3 mukaisesti sähkövirrat pääsevät myös vaikuttamaan maan ilmakehän kanssa. [7] Aurinkotuulen elektronien kulkeutuessa ionosfääriin, ne törmäävät ionosfäärin happiatomeihin ja typpimolekyyleihin, jotka törmäysten myötä virittyvät korkeampaan energiatilaan. Viritystilat kestävät hetken ja niiden purkautuessa vapautuu fotoneita, jotka havaitaan maanpinnalla revontulina [8].

Magnetosfäärissä ja ionosfäärissä virtojen kuljettajina toimivien varauksellisten hiukkasten määrä vaihtelee jatkuvasti. Varauksellisten hiukkasten aikaan saama muuttuva geomagneettinen kenttä indusoi maan pinnalle muuttuvan geosähkökentän, jonka suuruuteen vaikuttavat magnetosfäärin ja ionosfäärin sähkövirtojen suuruudet ja suunnat sekä maaperän johtavuus [9]. Indusoitunut sähkökenttä saa suljetuissa johtimissa kulkemaan sähkövirtoja, joiden taajuus on tyypillisesti 0,0001–1 Hz [10]. Näitä sähkövirtoja kutsutaan geomagneettisesti indusoituneiksi virroiksi eli GI-virroiksi.

### 2.3.1 Maaperän johtavuuden merkitys

Maanpinnan yläpuolen magneettikentän vaihtelut läpäisevät maaperän satojen kilometrien syvyydeltä ja indusoivat sähkövirtoja maan sisälle. Maan sisäiset virrat saavat aikaan magneettikentän, joka vastustaa maanpinnan ulkopuolista magneettikenttää. Tämän myötä maaperän johtavuus vaikuttaa magneettisten häiriöiden suuruuteen maan pinnalla. Maaperän johtavuus tulee ottaa huomioon noin 1000 kilometrin syvyyteen asti, eli laskentaa varten tulee tietää maankuoren sekä maan vaipan johtavuudet. [10]

Geomagneettisen kentän, maanpinnan impedanssin ja geosähkökentän väliset yhteydet ovat: [10]

$$E_x(\omega) = Z(\omega)H_y(\omega) \quad (1)$$

$$E_y(\omega) = -Z(\omega)H_x(\omega). \quad (2)$$

Yhtälöissä (1) ja (2)  $\omega$  on kulmanopeus,  $E_x(\omega)$  on pohjoissuuntainen geosähkökentän voimakkuuden komponentti ja  $E_y(\omega)$  itäsuuntainen geosähkökentän voimakkuuden komponentti.  $H_x(\omega)$  on pohjoissuuntainen geomagneettisen kentän voimakkuus ja  $H_y(\omega)$  itäsuuntainen geomagneettisen kentän voimakkuus.  $Z(\omega)$  on maanpinnan impedanssi.

Geomagneettisen kentän voimakkuudella  $H(\omega)$  ja geomagneettisen kentän tiheydellä  $B(\omega)$  on seuraava yhteys: [10]

$$B(\omega) = -\mu_0 H(\omega), \quad (3)$$

jossa  $\mu_0$  on tyhjiön permeabiliteetti.

Maaperän kerroksien paksuus ja ominaisuudet vaihtelevat sijainnin mukaan, joten myös maanpinnan impedanssi on sijainnista riippuvainen. Tämän vuoksi on työlästä luoda yksityiskohtaista mallia maaperän johtavuudesta. Todellisesta tilanteesta voidaan kuitenkin luoda approksimaatioita. Maaperän johtavuudesta voidaan luoda yksiulotteinen malli, jossa maaperän kerroksien paksuus ja ominaisuudet ovat vakioita sijainnista riippumatta [10]. Kolmiulotteisessa mallissa otetaan huomioon maaperän kerroksien paksuuden ja ominaisuuksien riippuvuus sijaintiin nähden. Yksiulotteisia malleja käyttämällä voidaan

päästä myös riittävään tarkkuuteen, jolloin tietty yksiulotteinen malli kuvaa vain osaa koko tutkittavasta alueesta. Esimerkiksi koko Suomea tutkittaessa voidaan käyttää Pohjois- ja Etelä-Suomelle eri yksiulotteisia malleja maaperän johtavuuksista.

Haastavuutta geosähkökentän määrittämiseen tuovat myös maan ja meren johtavuuksien suuret erot [11]. Tämän myötä geosähkökenttään muodostuu selkeä epäjatkuuskohta rannikolla (coast effect), jossa maan puolen geosähkökenttä rannikkoalueilla kasvaa meren suuren johtavuuseron vuoksi.

Seuraavaksi esitellään laskentamenetelmä maanpinnan impedanssille, kun käytetään yksiulotteista maanjohtavuusmallia [10]. Maanpinnan impedanssi voidaan laskea rekursiivisesti. Laskennassa huomioidaan jokaisen eri maakerroksen paksuus ja johtavuus. Maakerroksien heijastus toisiinsa nähden otetaan myös huomioon ja laskentamalli perustuu siirtolinjateoriaan. Laskentamenetelmässä lasketaan aluksi alimman maakerroksen impedanssi ja tämän avulla lasketaan ylempien kerroksien impedanssit, kunnes saavutetaan ylin kerros.

Jokaiselle maaperän kerrokselle  $n$  voidaan määrittää etenemiskerroin:

$$k_n = \sqrt{j\omega\mu_0\sigma_n}, \quad (4)$$

jossa  $j$  on imaginaariyksikkö,  $k_n$  on etenemiskerroin kerroksessa  $n$ ,  $\sigma_n$  on maakerroksen johtavuus kerroksessa  $n$  ja  $\omega$  on kulmanopeus. Alimmassa maakerroksessa ei ole heijastumia ja tämän kerroksen pinnan impedanssi on:

$$Z_n = \frac{j\omega\mu_0}{k_n}, \quad (5)$$

jossa  $Z_n$  on maakerroksen  $n$  pinnan impedanssi. Kerroksen  $n$  heijastuskeroin saadaan:

$$r_n = \frac{1 - k_n \frac{Z_{n+1}}{j\omega\mu_0}}{1 + k_n \frac{Z_{n+1}}{j\omega\mu_0}}, \quad (6)$$

jossa  $r_n$  on heijastuskero in maakerroksessa  $n$ . Heijastuskertoimen avulla voidaan laskea maakerroksen pinnan impedanssi kerroksessa  $n$ :

$$Z_n = j\omega\mu_0 \left( \frac{1 - r_n e^{-2k_n d_n}}{k_n (1 + r_n e^{-2k_n d_n})} \right), \quad (7)$$

jossa  $e$  on Neperin luku ja  $d_n$  on kerroksen  $n$  paksuus. Yllä olevat laskuvaiheet toistetaan kaikille maakerroksille maanpinnan impedanssiin asti.

Maanpinnan impedanssin arvo on myös taajuudesta riippuvainen [10]. GI-virtojen taajuuksien ollessa noin 0,0001–1 Hz maaperän impedanssi eri taajuuksilla tulee ottaa huomioon. Tämä tarkastelu voidaan tehdä taajuustasossa, jossa aluksi geomagneettisen kentän tiheys ajan funktiona  $B(t)$ , muutetaan nopealla Fourier'n muunnoksella taajuustasoon  $B(\omega)$ . Tämän jälkeen määritetään maaperän impedanssi kaikilla geomagneettisen kentän tiheyden taajuuksilla. Seuraavaksi kerrotaan samojen taajuuksien maaperän impedanssit ja geomagneettisen kentän tiheydet keskenään ja jaetaan yhtälön (3) mukaisesti geomagneettisen kentän tiheys  $\mu_0$ :lla, jotta voidaan laskea geosähkökentän voimakkuus taajuuden funktiona  $E(\omega)$  yhtälöiden (1) ja (2) avulla. Geosähkökentän voimakkuus  $E(\omega)$  saadaan laskentaa varten aikatasoon  $E(t)$  käyttämällä käänteistä nopeaa Fourier'n muunnosta.

Maaperän johtavuus voidaan ottaa myös huomioon ilman edellä selitettyjä maakerrosmalleja [12]. Paikallinen maanpinnan impedanssi voidaan kuvata tensorien avulla, jolloin magneettikentän, maanpinnan impedanssin ja geosähkökentän väliset yhteydet ovat:

$$\vec{E}(\omega) = \frac{1}{\mu} \begin{bmatrix} Z_{xx} & Z_{xy} \\ Z_{yx} & Z_{yy} \end{bmatrix} \vec{B}(\omega), \quad (8)$$

jossa  $\vec{E}$  on vaakatason geosähkökentän voimakkuus,  $\vec{B}$  on vaakatason maaperän magneettikentän tiheys,  $Z_{xx}$ ,  $Z_{xy}$ ,  $Z_{yx}$  ja  $Z_{yy}$  ovat maanpinnan impedanssin tensorin komponentit ja  $\mu$  on magneettinen permeabiliteetti. Magnetotelluurisella menetelmällä on mahdollista määrittää paikalliset  $\vec{E}$ :n ja  $\vec{B}$ :n arvot, jolloin voidaan määrittää tensori maanpinnan impedanssille [12]. Määritettyä maanpinnan impedanssientensoria voidaan tämän jälkeen käyttää laskennassa yhtälön (8) mukaisesti.

### 2.3.2 Geosähkökentän voimakkuudet

Geosähkökentän suuruudella on suora yhteys syntyvän GI-virran suuruuteen, joten on mielekästä tutkia geosähkökentän mahdollisia voimakkuuksia. Tutkimuksen [13] mukaan 5 V/km ja 20 V/km ovat sellaisia sähkökentän voimakkuuksien amplitudeja, joiden on arvioitu olevan 10 sekunnin maksimiarvoja, kun tarkasteluväli on 100 vuotta. Sähkökentän voimakkuuden 5 V/km on arvioitu tapahtuvan alueilla, joissa maaperä on hyvin johtavaa ja 20 V/km alueilla, joissa maaperä on huonosti johtavaa.

Pohjois-Amerikassa NERC on määrittänyt valvontansa alaisena oleville sähköverkkoyhtiöille standardin TPL-007, joka sisältää määritelmät, miten sähköverkkoyhtiöiden tulee ottaa GI-virtojen aiheuttamat riskit huomioon verkoissaan. Tässä standardissa on määriteltä kerran sadassa vuodessa tapahtuva mittapuutapahtuma sähkökentälle (Benchmark event), jonka avulla sähköverkkoyhtiöt laskevat GI-virtojen vaikutuksia

omissa verkoissaan. Mittapuutapahtumassa sähkökentän maksimivoimakkuus on 8 V/km. Voimakkuutta skaalataan vielä tarkasteltavalle ympäristölle sopivaksi kertoimilla, joista toinen ottaa huomioon maaperän johtavuuden ja toinen geomagneettisen leveyspiirin. Kumpikin näistä kertoimista voi olla enintään 1, joten mittapuutapahtuman vakiosähkökentän voimakkuus on maksimissaan 8 V/km. [14]

NERC on myös määrittänyt standardia TPL-007 varten täydentävän mittapuutapahtuman (Supplemental benchmark event), jota on tarkoitus käyttää aikaisemman mittapuutapahtuman kanssa. Täydentävällä mittapuutapahtumalla on tarkoitus tutkia paikallisesti tapahtuvia suurempia sähkökentän arvoja. Täydentävälle mittapuutapahtumalle on määritetty sähkökentän maksimivoimakkuudeksi 12 V/km, jota on myös standardin mukaisesti tarkoitus skaalata kertoimilla samalla tapaa kuin pääasiallista mittapuutapahtumaa. [15]

### 2.3.3 Geomagneettiset myrskyt ja niiden ennustaminen

Kuten luvussa 2.1 todettiin, auringonpilkkujen määrä seuraa noin 11 vuoden sykliä. Syklin aikana saavutetaan pilkkumaksimi, jolloin auringon massapurkaukset ovat tavallisesti voimakkaimmillaan. Suuret massapurkaukset ovat syynä suurimpiin geomagneettisiin myrskyihin, jolloin maapallon magneettikenttä on häiriintynyt useiden tuntien tai jopa useiden päivien ajan [16]. Tämän myötä massapurkaukset ovat suurin vaikuttava tekijä merkittävien GI-virtojen syntymiseen [12].

Massapurkausten ennustaminen ja seuraaminen on täten mielekäästä, kun halutaan varautua suurten GI-virtojen vaikutuksiin. Koronan mallintaminen ei tällä hetkellä kuitenkaan ole vielä riittävällä tasolla, joten massapurkausten syntymisen ajankohtaa ja suuruutta ei voida ennustaa tarkasti [12].

Maan ja auringon välissä olevilla satelliiteilla voidaan kuitenkin havaita auringossa tapahtunut massapurkaus 14–96 tuntia ennen kuin sen seuraukset näkyvät Maassa. Odotettavissa oleva geomagneettinen myrsky voidaan täten ennustaa noin 1–4 päivää etukäteen. Myrskyn tarkemmat ominaisuudet voidaan kuitenkin ennustaa vasta noin 30 minuuttia ennen sen tapahtumista. [17] Geomagneettisen myrskyn voimakkuus voidaan ilmoittaa  $K_p$ -indeksin avulla.  $K_p$ -indeksi saadaan kun määritetään 13 keskileveyspiireillä olevien observatorioiden mittaamien magneettikentän vaakakomponenttien häiriöiden suuruutta 3 tunnin ajalta [18].  $K_p$ -indeksin asteikko on kvasilogaritminen eli  $K_p$ -indeksin kasvu yhdellä numerolla tarkoittaa ilmiön voimakkuuden moninkertaistumista. Yhdysvaltalainen kansallisen meri- ja ilmakehähallinto (National Oceanic and Atmospheric Ad-

ministration, NOAA) on määrittänyt  $K_p$ -indeksiä vastaavan G-luokituksen geomagneettisen myrskyn tason ilmoittamiseen [19]. Nämä arvot ja niiden esiintyvyydet ovat ilmoitettu taulukossa 2.1.

**Taulukko 2.1.**  $K_p$ -indeksien selitteet NOAA:n asteikolla, muokattu lähteestä [19].

$K_p$ -indeksi	Geomagneettisen myrskyn taso	$K_p$ -indeksin täyttävien myrskyjen esiintyvyys yhden auringonpilkkusyklin aikana (11 vuotta)
$K_p = 5$	G1 (Vähäinen)	1700 (900 myrskyistä päivää)
$K_p = 6$	G2 (Kohtalainen)	600 (360 myrskyistä päivää)
$K_p = 7$	G3 (Voimakas)	200 (130 myrskyistä päivää)
$K_p = 8$	G4 (Vakava)	100 (60 myrskyistä päivää)
$K_p = 9$	G5 (Äärimmäinen)	4 (4 myrskyistä päivää)

Taulukon 2.1  $K_p$ -indeksin arvoissa ei ole mukana  $K_p$ -indeksin arvoja väliltä 1-4. Tällöin ei ole kyseessä geomagneettinen myrsky, joten näitä  $K_p$ -indeksin arvoja pidetään G0-tapahtumina [17].

Merkittävä vaikuttava tekijä geomagneettisen myrskyn voimakkuuteen on aurinkotuulen magneettikentän suunta. Jos aurinkotuulen kentän suunta osoittaa etelään, ovat maan ja aurinkotuulen magneettikenttien suunnat vastakkaiset, jolloin aurinkotuulen vaikutus on voimakkaimmillaan. [16]

Geomagneettiset myrskyt ovat yleisesti ottaen voimakkaimpia napa-alueilla maapallon magneettikentän muodon vuoksi kuvan 2.2 mukaisesti. Eurooppaa tarkastellessa myös Pohjois-Euroopassa on alueita, joissa maaperän johtavuus on selkeästi heikompi kuin muualla [20]. Näiden kahden tekijän vuoksi Suomen sijainti on riskialtis merkittävien GI-virtojen syntymiselle.

### 2.3.4 Kriittiset johdinrakenteet

Geosähkökentän myötä GI-virtoja syntyy silmukoituihin johteisiin, mutta induoituneen sähkökentän voimakkuuksien vuoksi merkittäviä GI-virtoja syntyy vain pitkiin johdinrakenteisiin, joissa ne voivat aiheuttaa erilaisia ilmiöitä. Rakenteisiin syntyneillä GI-virroilla on lähtökohtaisesti vain huonoja puolia ja tässä luvussa on lueteltu rakenteet, joissa on havaittu GI-virtojen aiheuttamia haittoja.

Siirtoverkko muodostuu monesti pitkistä johdoista, jotka ovat otollisia kohteita suurien GI-virtojen muodostumiselle. Suuret GI-virrat saattavat tällöin kyllästää muuntajia, joka

voi saada aikaan verkon käyttövarmuutta vaarantavia tilanteita. GI-virtojen vuoksi maailmalla on tapahtunut useita sähkökatkoja, releiden virhetoimintoja sekä verkon käyttövarmuutta vaarantaneita tilanteita, joista on kerrottu lisää luvussa 2.6. [9]

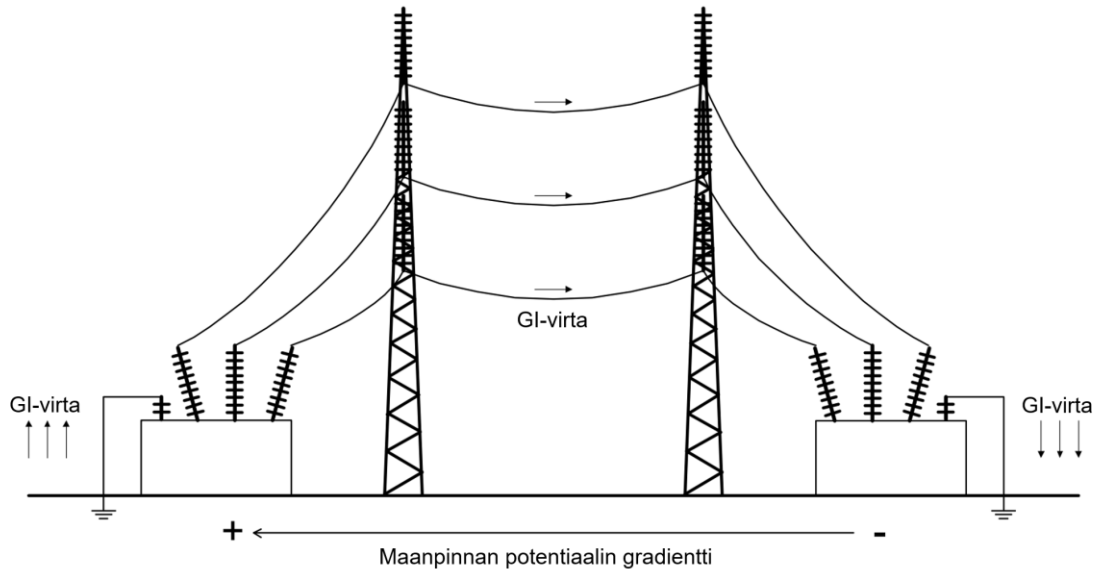
Putkijärjestelmissä esimerkiksi kaasuputkissa vaikuttavat GI-virrat voivat aiheuttaa korroosiota, jos GI-virrat pääsevät vaikuttamaan putkiston ja ympäröivän maan välillä [9]. GI-virroista on näin myös haittaa putkijärjestelmien korroosion hallintaan ja seurantaan [20].

Rautatiejärjestelmät koostuvat myös pitkistä johdinrakenteista, joihin voi muodostua GI-virtoja. Tiedossa on kuitenkin vain yksi rautatieverkoston virhetoiminto GI-virtojen vuoksi, kun Ruotsissa 1982 opastinvalo muuttui virheellisesti punaiseksi. [9] Televerkot ovat myös otollisia kohteita haitallisten GI-virtojen muodostumiselle ja tämän vuoksi on raportoitu kommunikaatiohäiriöistä, jotka on voitu osoittaa johtuvan GI-virroista [9].

## **2.4 Geomagneettisesti indusoituneet virrat sähköverkoissa**

GI-virrat voivat saada aikaan selkeästi suurimmat haitat sähköverkoissa [9] ja erityisesti suurjännitteisissä kantaverkoissa. Pinta-alaltaan isoissa maissa kantaverkoissa voimajohtot ovat tavallisesti pitkiä. Lisäksi vaihejohtimien osajohtimia on tyypillisesti 2 tai 3 rinnan, jonka vuoksi voimajohtojen resistanssit ovat pienemmät verrattuna siihen, että jokaiselle vaiheelle olisi vain yksi johdin.

Yksinkertaistuksen vuoksi GI-virtojen voi ajatella käyttäytyvän tasavirran tavoin [9], sillä GI-virtojen taajuus (0,0001–1 Hz) on huomattavasti pienempi kuin Suomen sähköjärjestelmän taajuus (50 Hz). Kuvassa 2.4 on havainnollistettu GI-virtojen kulkua sähköverkoissa.



**Kuva 2.4.** Havainnollistava kuva GI-virtojen kulusta sähköverkossa, muokattu lähteestä [21].

Kuvasta 2.4 nähdään, miten geomagneettisesti indusoitunut sähkökenttä saa sähköjohtoilla kulkemaan GI-virtoja, jotka pääsevät kulkemaan maahan muuntajien läpi tähtipistemäadoitusten kautta.

Sähkökentän voimakkuus ja suunta GI-virtojen laskentaa varten määritetään yleensä maanpinnan suuntaisesti maanpinnan korkeudella. Voimajohtot sijaitsevat useiden metrien korkeudessa, mutta Geomagneettisen sähkökentän taustalla olevat magnetos- ja ionosfääriset sähkövirrat kulkevat yli 100 km korkeudessa, joten voimajohtojen etäisyydellä maanpinnasta ei ole tässä mittakaavassa merkitystä. [10]

Sähköasemat ja johdot muodostavat pitkiä silmukoita, joissa sähköasemien maadoitetut muuntajat muodostavat suljettuja silmukoita, joissa GI-virrat pääsevät kulkemaan. Sähköasemilla suurimmat GI-virrat syntyvät tavallisesti verkon reunakohtiin ja johdoilla verkon keskiosiin. [22] Tämän vuoksi GI-virtojen kannalta on tärkeää ottaa tarkasteluun niin laaja verkko kuin mahdollista.

Johtimen pituudella ja siihen muodostuvan GI-virran suuruudella on yhteys. Lyhemmillä johtimilla muuntajien käämitysresistanssit ja sähköasemien maadoitusresistanssit ovat kokonaisresistanssin kannalta merkittävämpiä kuin johtimen resistanssi. Tämän vuoksi johdinta pidentämällä siinä kulkevan GI-virran suurus kasvaa kutakuinkin lineaarisesti johtimen pituuden kasvaessa. Sähköjärjestelmän jännitteestä ja resistanssiarvoista riippuen tietyllä johdon pituudella johtimen resistanssi aiheuttaa suurimman osan koko systeemin resistanssista. Tällöin tietyn sähkökentän aiheuttaman GI-virran kasvu johdinta pidentämällä käytännössä pysähtyy, sillä johtimen pituuden kasvaessa myös sen resistanssi kasvaa, jolloin GI-virta ei pääse enää kasvamaan. [22]

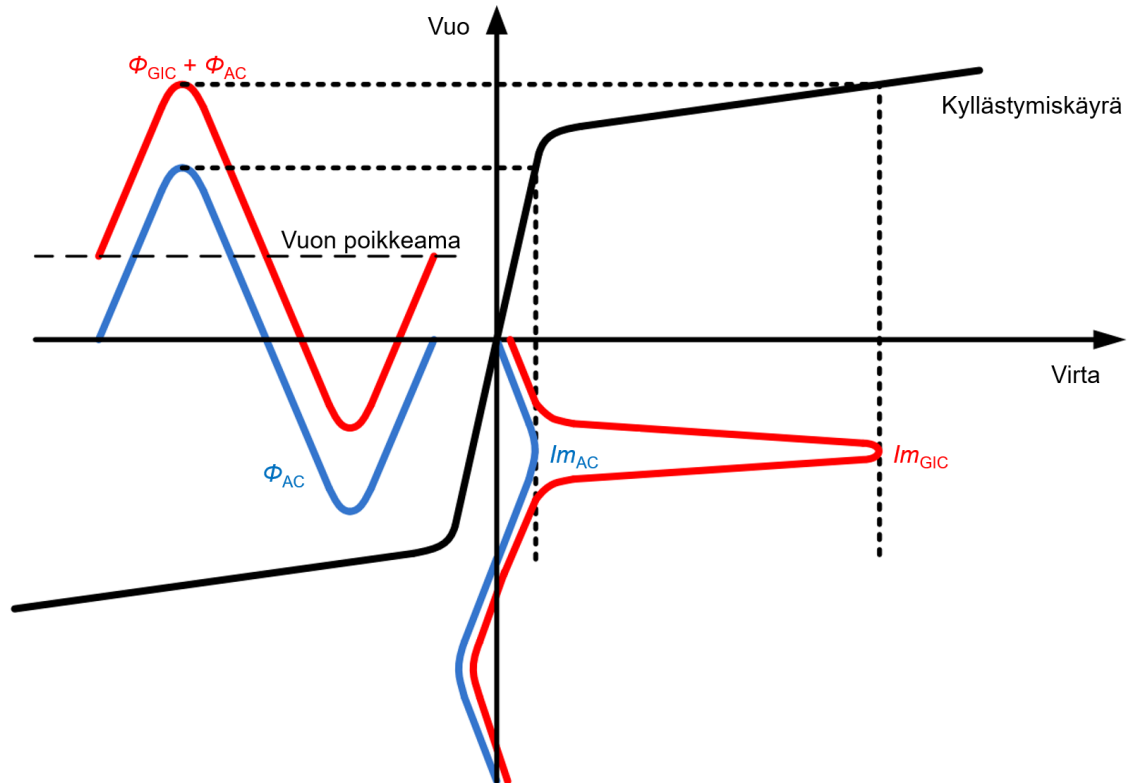
## 2.5 Vaikutukset muuntajissa

Sähköverkoissa merkittävimmät vaikutukset GI-virroilla on muuntajissa. GI-virtojen vaikutuksia muuntajassa voidaan tutkia tarkastelemalla mitä vaikutuksia muuntajan käämityksen läpikulkeva tasavirta saa aikaan. Nykyisissä muuntajissa tarvitaan vain pieni magnetointivirta, jolla saadaan tarvittava magneettivuo aikaseksi jännitteenmuutosta varten [23]. Tämän vuoksi GI-virrat saattavat aiheuttaa ongelmia, sillä niiden suuruudet voivat olla useita kertoja magnetointivirtaa suurempia.

### 2.5.1 Puolijaksottainen kyllästyminen

Kun muuntaja on toiminnassa, sen käämitysten läpi kulkee 50 Hz:n virta ja muuntajan rautasydämessä kulkee saman taajuisen magneettivuo. Muuntajan käämityksen läpi kulkeva tasavirta aiheuttaa yhdensuuntaisen vuon kulkemaan muuntajan rautasydämessä ja tämä vuo vuorotellen vahvistaa ja heikentää vaihtovirran luoman vuon puolijaksoja, eli aiheuttaa vuohon poikkeaman (offset). Tasavirran kasvattaman vuon voimakkuuteen vaikuttavat tasavirran suuruus, käämityskierrosten lukumäärä ja tasavirran luoman vuon kokema reluktanssi. [24]

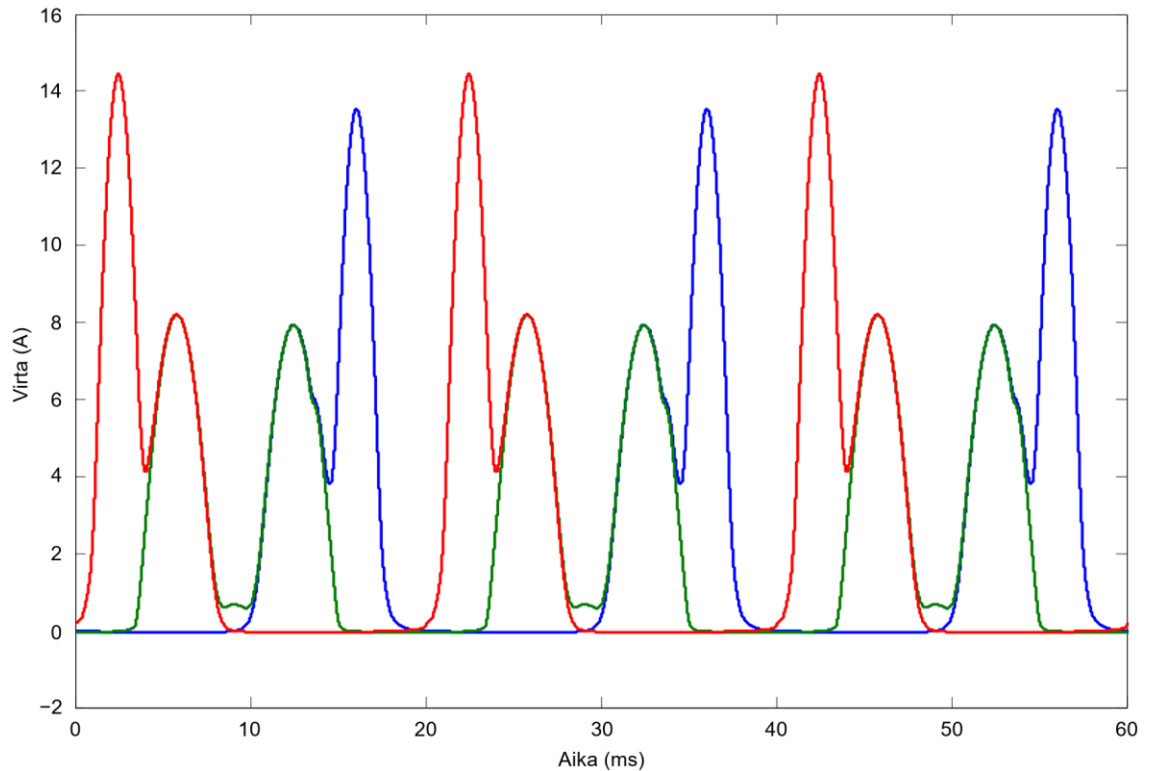
Muuntajissa sydän on tehty usein raudasta, jotta magneettivuo pystyisi kulkemaan mahdollisimman pienessä reluktanssissa. Raudan magnetoituminen on epälineaarista, mutta muuntajan normaalikäytössä rautasydän toimii lineaarisella alueella. Koska GI-virta saa aikaan vuohon siirtymän, voi tarpeeksi suuri GI-virta aikaansaada muuntajan toimivaan epälineaariseen alueeseen, jolloin siihen aiheutuu puolijaksottaista kyllästymistä kuvan 2.5 mukaisesti.



**Kuva 2.5.** Muuntajasydämen kyllästyminen GI-virtojen seurauksena. Sininen vuokäyrä  $\Phi_{AC}$  kuvaa magneettivuota normaalissa muuntajan toimintatilanteessa ja punainen käyrä on magneettivoiden summa  $\Phi_{AC} + \Phi_{GIC}$ , kun GI-virta vaikuttaa muuntajassa. Muuntajan magnetointivirta normaalissa toimintatilanteessa  $I_{mAC}$  on kuvattu sinisellä ja magnetointivirta GI-virtojen vaikutuksesta  $I_{mGIC}$  on kuvattu punaisella. Muokattu lähteestä [25].

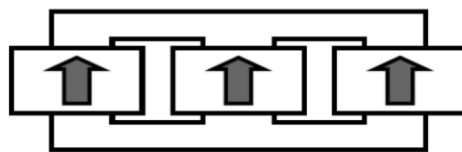
Kuvassa 2.5  $\Phi_{AC}$  ja  $I_{mAC}$  kuvaavat muuntajan normaalia toimintaa ilman GI-virran vaikutusta. Nähdään, että normaalissa tilanteessa muuntaja toimii kyllästymiskäyrän lineaarisella alueella. Kun muuntaja toimii kyllästymiskäyrän lineaarisella alueella kuvan 2.5 mukaisesti magnetointivirta ei pääse kasvamaan kovin suureksi. Punaiset viivat kuvaavat muuntajan toimintaa, kun sen käämitysten läpi kulkee GI-virta. Nähdään, että GI-virta vuorotellen vahvistaa ja heikentää magneettivuota verrattuna normaaliin toimintatilanteeseen. Joka toisella puolijaksolla magneettivuoto kasvaa normaalitilanteeseen nähden ja tällöin muuntaja toimii hetken aikaa kyllästymiskäyrän epälineaarilla alueella. Epälineaarilla alueella toimiessaan muuntajan magnetointivirta kasvaa hetkellisesti hyvin suureksi ja aiheuttaa virtapulsseja, joiden kesto on 1/6:sta 1/10:nteen osaan koko jakson pituudesta [24].

Kuvassa 2.6 on esitetty 3-vaiheisen ja 5-pylväisen muuntajan kolmen vaiheen magnetointivirrat, kun muuntajan läpi vaikuttaa GI-virta.

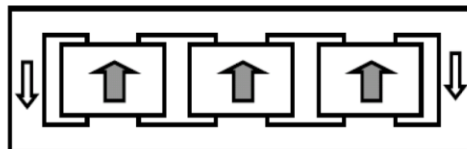


**Kuva 2.6.** 3-vaiheisen 5-pylväisen muuntajan magnetointivirrat, kun muuntajan läpi kulkee GI-virtaa. Pystyakselilla esitetty magnetointivirran suuruus ja vaaka-akselilla aika. Värit kuvaavat eri vaiheiden magnetointivirtoja. Muokattu lähteestä [23].

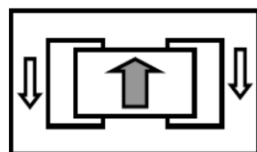
Kuvasta 2.6 nähdään, että jokaisen vaiheen magnetointivirta on hyvin epäsymmetristä. Muuntajatyypillä on selkeä merkitys GI-virtojen vaikutusten kannalta [24]. Eri muuntajatyypeillä tasavirran aiheuttaman magneettivuon kokema reluktanssi vaihtelee ja täten GI-virran aiheuttama magnetointivirran kasvu riippuu muuntajan tyypistä. Kuvassa 2.7 on esitetty magneettivuon kulku yleisesti käytössä olevien muuntajien sydänrakenteissa.



3-vaihe, 3-pylvästä, sydänrakenne



3-vaihe, 5-pylvästä, sydänrakenne



1-vaihe, vaippa-/sydänrakenne

**Kuva 2.7.** Tasavirran aiheuttaman magneettivuon kulkureitti nuolilla merkittynä eri muuntajatyypeissä, muokattu lähteestä [24].

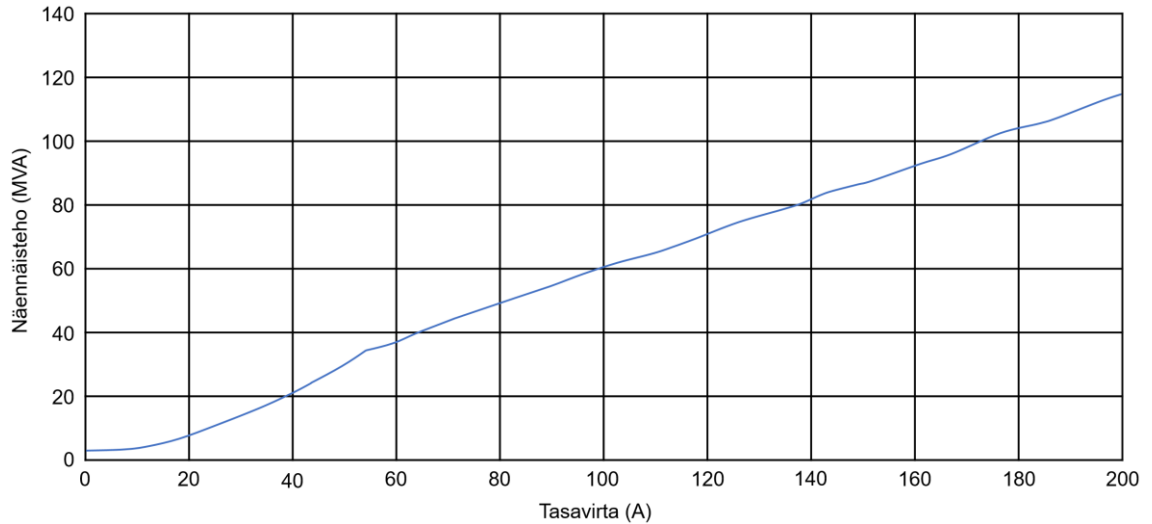
Kuvassa 2.7 on merkitty tasavirran muokkaaman magneettivuon kulkureitti muuntajan sydämissä. Kuvan 2.7 muuntajatyypit on järjestetty ylhäältä lähtien järjestykseen sen mukaan, miten epäherkkä tietty muuntajatyypin on GI-virtojen aiheuttamalle puolijaksottaiselle kyllästymiselle [26]. Nähdään, että 3-vaiheinen ja 3-pylväinen sydänmuuntaja on epäherkin GI-virran aiheuttamalle puolijaksottaiselle kyllästymiselle. Tässä rakenteessa magneettivuot kompensoivat toisiaan sydämen ikeissä. Koska magneettivuon tulee muodostaa suljettu silmukka joutuu se etsimään reitin muuntajan sydämen ulkopuolelta, jossa on korkea reluktanssi [24]. Myös muissakin muuntajatyypeissä magneettivuot kompensoivat toisiaan sydämen ikeissä, mutta magneettivuot pääsevät vahvistamaan toisiaan käämittömissä pylväissä [23].

Puolijaksottainen kyllästyminen aiheuttaa muuntajissa seurauksia, jotka voidaan jakaa kolmeen osaan: loistehohäviöt, yliaallot ja lämpeneminen [24]. Seuraavissa luvuissa käydään nämä seuraukset tarkemmin lävitse.

### **2.5.2 Kasvaneet loistehohäviöt**

Magnetoimisvirran ollessa täysin reaktiivista nostaa GI-virran aiheuttama rautasydämen kyllästyminen muuntajan loistehon kulutusta. Muuntajien lisääntyneet loistehon kulutukset eli kasvaneet loistehohäviöt alentavat verkon jännitettä ja pahimmassa tapauksessa kasvaneet loistehohäviöt voivat romahduttaa järjestelmän jännitteen. Jännitestabiiliuden vuoksi loistehohäviöt tulisi kompensoida kapasitiivisen loistehon tuotannolla. Loistehohäviöt voivat kuitenkin kasvaa merkittävän suuriksi ison geomagneettisen myrskyn aikana, jolloin loistehon kompensointireservi ei välttämättä enää riitä kasvaneiden loistehohäviöiden kompensointiin. Tällöin jännitestabiilius voi vaarantua.

Kahdelle Fingridin 400 kV:n päämuuntajalle tehtiin 2000-luvun alussa GI-virtatestit [27]. Testissä päämuuntajat olivat kytketty rinnan ja ominaisuuksiltaan muuntajat olivat lähes identtiset. Testissä käytetyt muuntajat ovat molemmat tyypiltään 3-vaiheisia ja 5-pylväisiä muuntajia. Kuvassa 2.8 on esitetty kahden muuntajan mitatut näennäistehtojen summat eri tasavirran arvoilla.

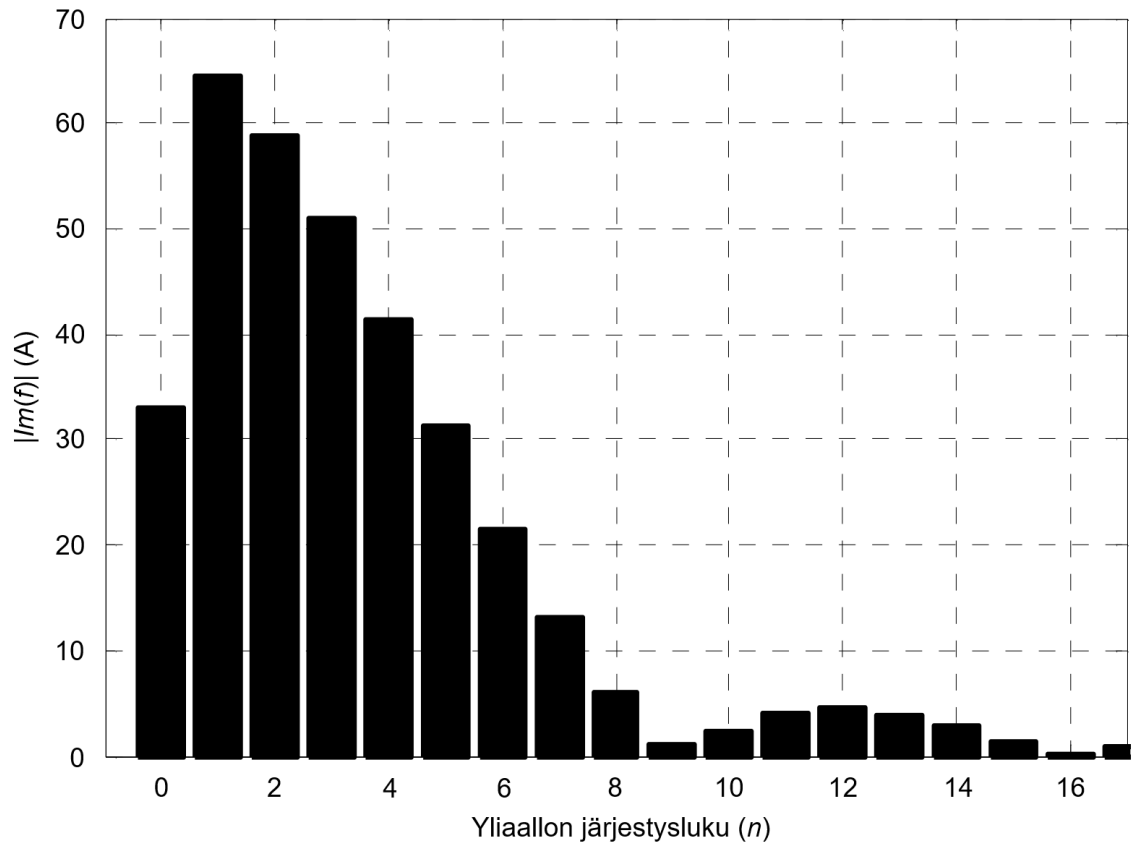


**Kuva 2.8.** Kahden muuntajan näennäistehohäviöiden ja tasavirran yhteys. Pystyakselilla on kuvattu kahden muuntajan näennäistehohäviöiden summa ja vaaka-akselilla tasavirran suuruus muuntajien tähtipisteissä. Muokattu lähteestä [27].

Kuvasta 2.8 nähdään näennäistehon ja tasavirran lineaarinen yhteys. Tutkimuksen [27] mukaan mitattu näennäistehohäviö koostuu käytännössä pelkästään loistehohäviöstä, joka koostuu kahdesta pääkomponentista: muuntajan normaalista loistehohäviöstä ja tasavirran aiheuttamasta lisääntyneestä loistehohäviöstä. Tämän perusteella voidaan todeta, että GI-virran aiheuttama muuntajan kasvanut loistehohäviön suuruus on suoraan verrannollinen saman muuntajan läpi kulkevan GI-virran suuruuteen.

### 2.5.3 Lisääntyneet yliaallot

GI-virran aiheuttama pulssi muuntajan magnetointivirtaan tekee siitä hyvin epäsymmetristä, joka sisältää paljon harmonisia komponentteja. Kuvassa 2.9 on esitetty GI-virtojen muokkaaman magnetointivirran yliaaltokomponentit.



**Kuva 2.9.** 3-vaiheisen muuntajan magnetointivirran yliaaltokomponentit, kun 100 A:n GI-virta vaikuttaa muuntajan tähtipisteessä. Pystyakseli  $|Im(f)|$  kuvaa yliaaltokomponentin virran suuruutta ja vaaka-akselilla on kuvattu yliaallon järjestysluvut. Muokattu lähteestä [25].

Kuvasta 2.9 nähdään, että GI-virtojen muokkaama magnetointivirta sisältää paljon parillisia yliaaltoja, mihin on syynä magnetointivirran epäsymmetrisyys y-akselin suhteen kuvan 2.6 mukaisesti. Normaalisissa käyttötilanteissa syntyy vain parittomia yliaaltoja ja suuri määrä parillisia yliaaltoja yleensä viestii verkon vikatilanteesta [28]. Tämän vuoksi GI-virtojen aiheuttamat parilliset yliaallot voivat olla erityisen vaarallisia verkon suojalaitteiden kannalta. Tällöin suojalaitteet saattavat päätellä virheellisesti vikatilanteen ja kytkeä komponentteja irti verkosta. Parittomat yliaallot voivat myös aiheuttaa releiden virheteroimintoja, jos GI-virtojen kasvattamat parittomat yliaallot kasvavat riittävän suuriksi [17]. Yliaallot voivat myös aiheuttaa resonanssia voimajärjestelmään tai ne voivat ylikuormittaa kondensaattoriparistoja [25].

#### 2.5.4 Muuntajien lämpeneminen

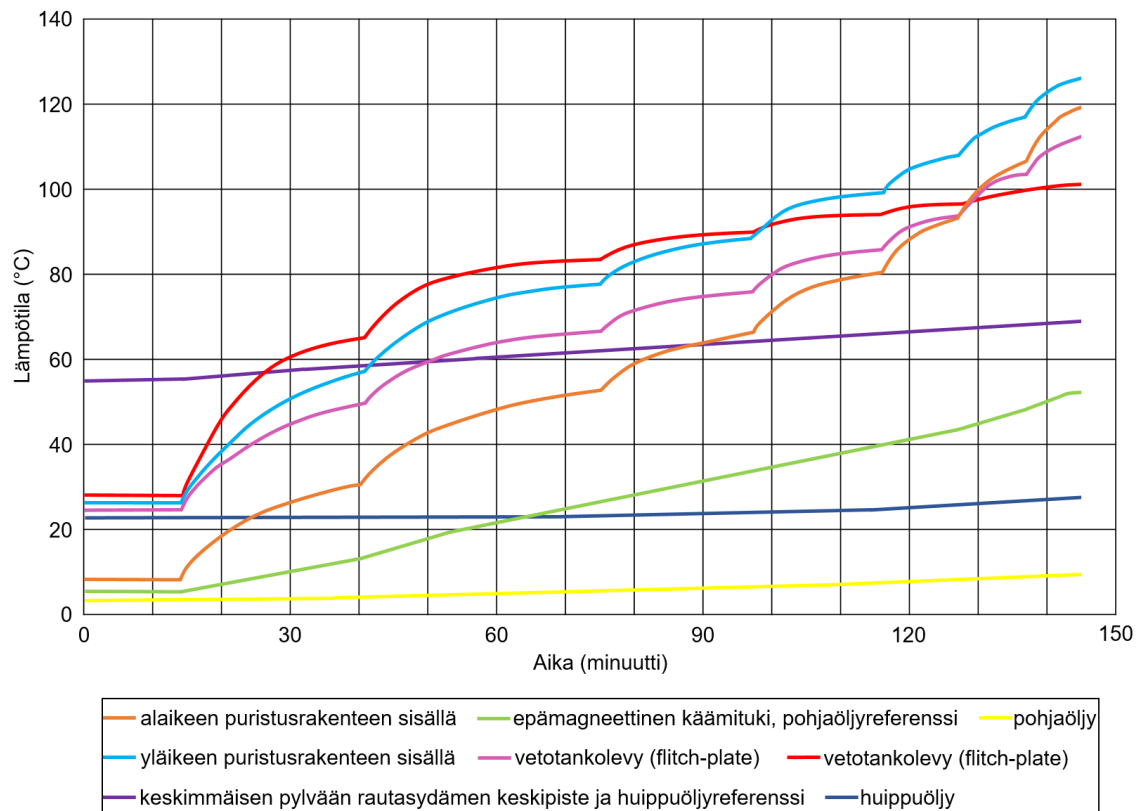
GI-virran aiheuttama kasvanut ja hyvin yliaalltopitoinen muuntajan magnetointivirta aiheuttaa muuntajaan hajavoita, jotka sisältävät myös paljon yliaaltoja. Nämä hajavuot liisäävät myös pyörrevirtoja muuntajan käämityksissä ja rakenteellisissa osissa. Kun GI-

virta saa muuntajan sydämen kyllästymään, magneettivuo ei enää pysy muuntajasydämen sisällä vaan se vuotaa sydämen ulkopuolelle ja etsii itselleen reitin muuntajan muiden osien kautta. Nämä hajavuot summautuvat magnetointivirran ja kuormitusvirran aiheuttamiin hajavoihin. [24]

Muuntajan tukiosissa kulkevien hajavoiden aiheuttamat pyörrevirrat lämmittävät muuntajia. Muuntajan lämpiäminen ei kuitenkaan ole tasaista vaan muuntajaan syntyy kuumia pisteitä (hot-spot heating) [24]. Kuumat pisteet voivat saada aikaan muun muassa eristyksien kaasuuntumista ja kulumista. Muuntaja-astian sisäpuolen maalipinta voi myös kuoriutua irti, jolloin öljyn sekaan pääsee epäpuhtauksia. Eristeet saattavat näiden vuoksi pettää, jolloin muuntaja vikaantuu. [29]

Muuntajan lämpenemisen tarkastelussa GI-virtoja tulee tutkia aikatasossa, sillä lämpeneminen ei tapahdu hetkessä. Tämän vuoksi hyvin lyhytkestoiset GI-virrat eivät aiheuta merkittävää riskiä muuntajien lämpenemisen kannalta [24].

Fingridin kahden päämuuntajan GI-virtatestissä [27] muuntajien käämityksiin syötettiin tasavirtaa ja kuvassa 2.10 on testin tulokset muuntajan eri osien lämpenemisestä tasavirran seurauksena.



**Kuva 2.10.** Muuntajan eri osien ja kohtien lämpötilan muutos ajan suhteen kun tasavirtaa kasvatetaan portaittain 2,5 tunnin aikana 50 A:sta 200 A:n. Muokattu lähteestä [27].

Kuvasta 2.10 nähdään, että testi kesti yhteensä noin 2,5 tuntia. Tämän aikana muuntajan läpi kulkevaa tasavirtaa nostettiin portaittain 50 A:sta 200 ampeeriin. Testin loppuhetkillä tasavirran ollessa 200 A huippulämpötila mitattiin yläikeen puristusrakenteen sisällä, jossa lämpötila oli noin 130 °C. Testihetkellä ympäristön lämpötila oli noin -2 °C [27].

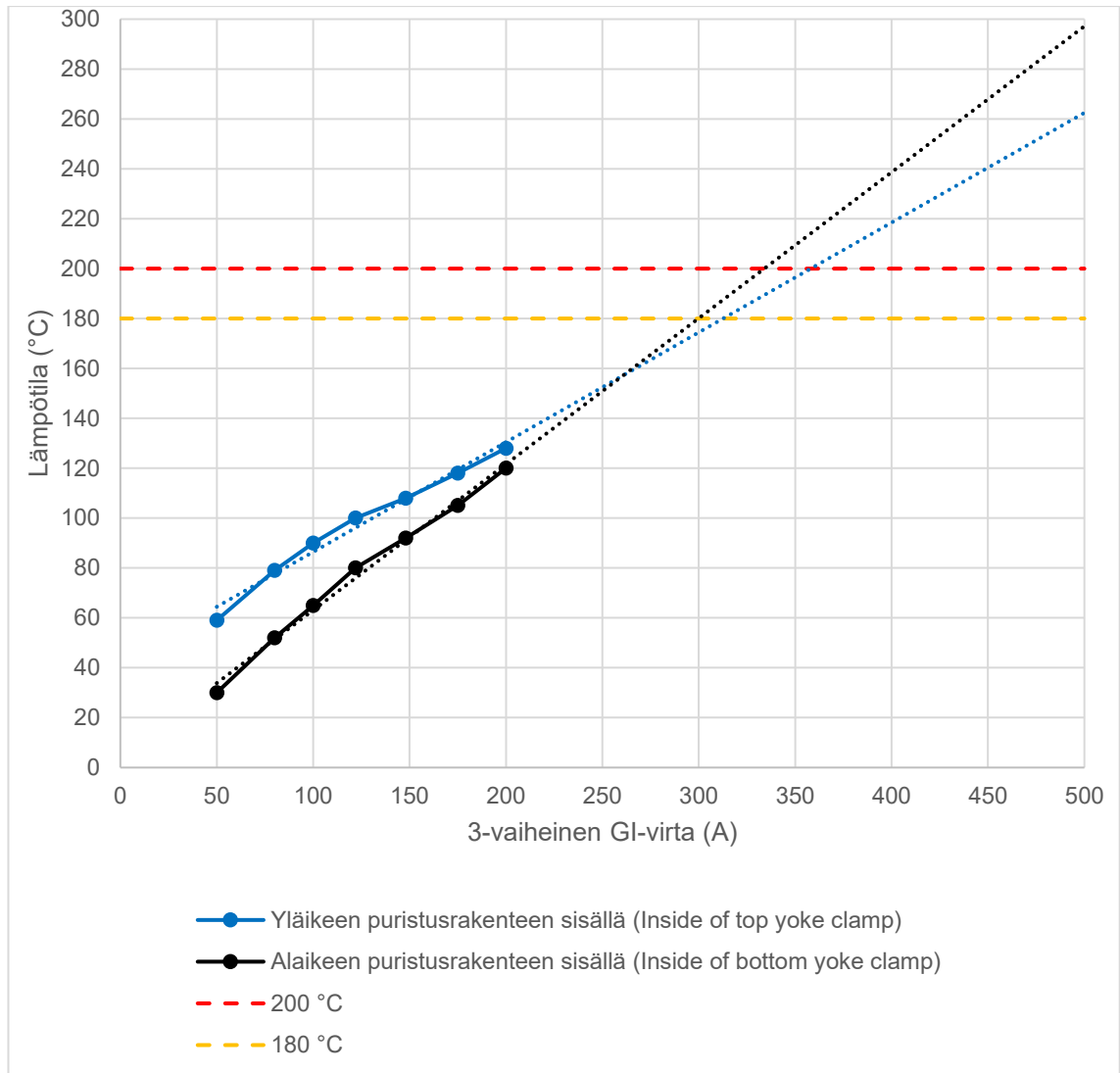
Standardissa IEEE C57.91-2011 on määritetty lämpötilarajat mineraaliöljyupotteisen muuntajan eri kohtiin. Tässä diplomityössä käytetään tämän standardin lämpötilarajoja riskipitoisten GI-virtojen tarkasteluun. Kyseinen standardi ei kuitenkaan ole Fingridillä käytössä. Ote lämpötilarajoista on ilmoitettu taulukossa 2.2.

**Taulukko 2.2.** *Lämpötilarajat muuntajan eri kohdissa, suomennettu lähteestä [30].*

	Normaalin eliniän kuormitus	Suunniteltu kuormitus, joka ylittää kilpiarvojen suosituksen	Pitkäaikainen kuormitus hätätilanteessa	Lyhytaikainen kuormitus hätätilanteessa
Eristetyn johtimen kuumimman pisteen lämpötila °C	120	130	140	180
Muun metalliosan kuumien pisteen lämpötila (kosketuksissa ja ei kosketuksissa eristyksen kanssa) °C	140	150	160	200
Huippuöljyn lämpötila °C	105	110	110	110

GI-virtojen aiheuttama lämpeneminen voidaan ajatella olevan lyhytaikaista, joten taulukon 2.2 lämpötilarajoista on mielekkäintä katsoa lyhytaikaisen kuormituksen hätätilanteessa lämpötilarajoja. Nähdään, että kuvan 2.10 mukaan minkään muuntajan osan lämpötila ei ylittänyt sallittua rajaa, kun tasavirtaa kulki muuntajassa 200 A. On kuitenkin huomattava, että testihetkellä ympäristön lämpötila oli vain -2 °C ja muuntaja ei ollut huippukuormituksella. Lämpimällä säällä tapahtuvan huippukuormituksen aikaan muuntajan osien lämpötila olisi jo valmiiksi suurempi, joten tasavirran aiheuttama lämpeneminen saisi aikaan suuremmat loppulämpötilat. Suomessa kuitenkin huippukuormitukset muuntajilla tapahtuvat tavallisesti talven pakkasilla, joten huippukuormitus muuntajalla kesähelteellä ei ole yleinen tilanne.

Kuvan 2.10 lämpötiloja voidaan extrapoloida, jotta saadaan selville millä GI-virran suuruudella saavutetaan taulukon 2.2 lämpötilarajat. Kuvassa 2.11 on extrapoloitu tutkimuksen [27] lämpötilatuloksista alaikeeseen ja yläikeeseen puristusrakenteen lämpötilat.



**Kuva 2.11.** Tutkimuksen [27] lämpötilakuvaajasta extrapolointi muuntajan osille, jotka lämpenivät tutkimuksessa eniten.

Kuvan 2.11 muuntajan osien extrapoloinnissa on oletettu lineaarinen riippuvuus lämpötilan kasvulle. Kuvasta 2.11 nähdään, että alaikeen puristusrakenteessa saavutetaan 200 °C lämpötila noin 335 ampeerin 3-vaiheisella GI-virralla. Kuvaan 2.11 on piirretty myös 180 °C lämpötila kuvaamaan varmuusmarginaalia. Alaikeen puristusrakenteessa 180 °C lämpötila saavutetaan noin 300 ampeerin 3-vaiheisella GI-virralla.

## 2.6 Geomagneettisten häiriöiden historia

Maailmalla on tapahtunut useampia sähköverkon toimintaa häirinneitä geomagneettisia myrskyjä, joiden aiheuttamat GI-virrat ovat saaneet aikaan sähkökatkoja ja laitteiden vi-  
kaantumisia. Vakavin GI-virtojen aiheuttama häiriö tapahtui Kanadassa Quebecin osavaltiossa 13. maaliskuuta 1989, jolloin yli kuusi miljoona ihmistä jäi ilman sähköä yhdeksän tunnin ajaksi. Suuri geomagneettinen myrsky vaikutti tuolloin Pohjois-Amerikassa,

jonka seurauksena GI-virrat aiheuttivat muuntajissa puolijaksottaista kyllästymistä. Nämä saivat alueen 735 kV kantaverkossa kulkemaan suuria yliaaltovirtoja. Yliaaltovirtojen vuoksi 59 sekunnin aikana seitsemän loistehon kompensointilaitetta irtosi verkosta. 25 sekuntia tämän jälkeen koko järjestelmän jännite romahti aiheuttaen sähkökatkon koko alueen siirtoverkkoon. [17]

Maaliskuun 1989 geomagneettinen myrsky vaikutti myös muuallakin Pohjois-Amerikassa. Yhdysvalloissa New Jersey'n osavaltiossa Salemin ydinvoimalan 1000 MVA:n päämuuntaja tuhoutui GI-virtojen aiheuttaman lämpenemisen vuoksi. Kuvassa 11 on valokuva kyseisen muuntajan käämityksestä tuhon jälkeen. [31]



**Kuva 2.12.** GI-virtojen tuhoama muuntajan käämitys [31].

Kuvasta 2.12 näkyy, että muuntajan ylikuumentuminen oli niin merkittävää, että käämistysten paperieristeet paloivat ja itse käämitykset sulivat.

Vuonna 2003 tapahtui geomagneettinen myrsky, joka nimettiin vuoden 2003 Halloweenin aurinkomyrskyiksi. Suurimmat myrskyn vaikutukset olivat Pohjois-Euroopassa, ja Etelä-Ruotsissa rele laukaisi virheellisesti 130 kV johdon. Tästä aiheutui noin 20–50 minuuttia kestävä sähkökatko. Syynä sähkökatkoon olivat muuntajan puolijaksottaisen kylästyksen aiheuttamat yliaallot ja on arvioitu, että myrskyn aikana erään Etelä-Ruotsissa olevan muuntajan läpi kulki 330 A GI-virta. [17] Luultavasti suurin koskaan havaittu GI-virta mitattiin Ruotsissa vuonna 2000, jolloin muuntajan tähtipisteessä mitattiin 320 A suuruinen tasavirta. Mahdollisesti kuitenkin tätäkin suurempia GI-virtoja on maailmalla esiintynyt, mutta näitä ei ole raportoitu tai mitattu. [32]

Suomessa ainoa havaittu häiriö GI-virtojen vuoksi tapahtui Lapissa 2013, kun suojarale laukesi virheellisesti yliaaltojen vuoksi. Suomessa GI-virtojen ei ole osoitettu täten olevan

osallisena missään tapahtuneessa merkittävässä häiriötilanteessa ja laitteiden hajoamisia ei GI-virtojen vuoksi ole Suomessa tapahtunut. Korkein Suomessa mitattu GI-virta on ollut 200 A Raumalla 1991. Muuntajissa ei ole havaittu ylikuumentumista havaittujen GI-virtojen vuoksi. [33]

Suurin raportoitu geomagneettinen myrsky tapahtui vuonna 1859. Tapahtuman nimeksi on annettu Carrington Event brittiläisen astronomin Richard Carringtonin mukaan, joka havainoi ilmiön aikaan revontulia päiväntasaajan lähistöllä Panamalla. Teleyhteyksiin aiheutui häiriötä, mutta suuremmilta vaikutuksilta vältyttiin, koska laajoja sähkönsiirtojärjestelmiä ei vielä tuolloin ollut. [17] Yhdysvalloissa kansallinen tieteen akatemia (National Academy of Sciences) on arvioinut, että jos Carrington Event -tyyppinen geomagneettinen myrsky tapahtuisi nykypäivänä voisivat kokonaiskustannukset nousta yli kahden tuhanteen miljardiin ja korjaukset kestäisivät vuosia [34]. Vuonna 2012 auringossa tapahtui massiivinen purkaus, joka syöksi auringosta ulospäin 4 kertaa normaalia nopeamman plasmopilven. Plasmopilvi kuitenkin kulkeutui maapallon ohitse. Jos purkaus olisi tapahtunut auringossa viikkoa aikaisemmin se olisi osunut Maapalloon. Arvion mukaan tästä olisi voinut aiheutua Carrington Event -kokoinen geomagneettinen myrsky. [34]

### 3. LASKENNAN LÄHTÖTIETOJEN MÄÄRITYS

Siirtoverkkoyhtiöiden on tärkeää ymmärtää oman sähköverkkonsa mahdolliset riskit GI-virtojen aiheuttamille haitoille. Tämän myötä GI-virtojen aiheuttamaa haittaa on järkevää tutkia laskennallisilla menetelmin ja tehdä riskianalyysejä eri suuruksilla lähtöarvoilla avaruussään ilmiöille.

Sähköverkon GI-virtojen laskenta koostuu käytännössä kolmesta vaiheesta:

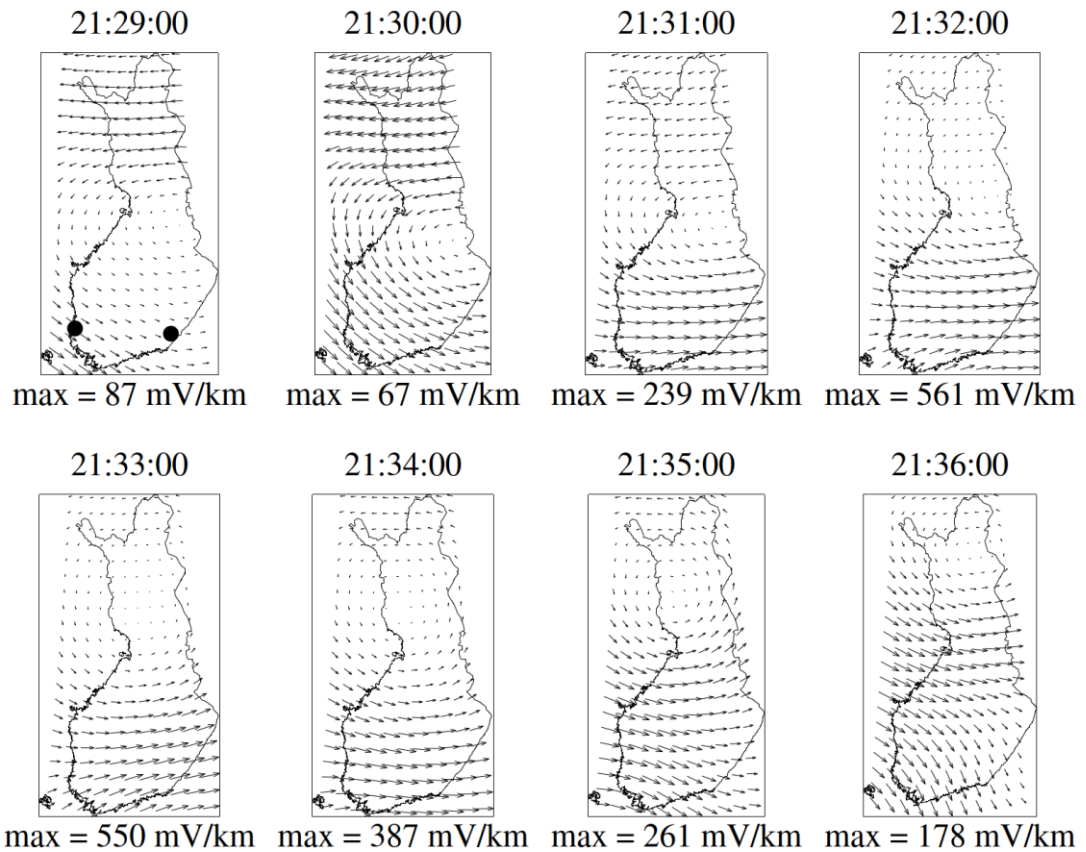
1. Määritetään maansuuntaisen sähkökentän ominaisuudet.
2. Luodaan tarkasteltavasta sähköverkosta tasavirtamalli.
3. Kohtien 1. ja 2. lähtötietojen avulla lasketaan induoituneet jännitteet johtimissa ja tämän jälkeen lasketaan GI-virrat verkon eri osissa virtapiirianalyysejä avulla.

Tässä luvussa käydään läpi yllä olevista vaiheista kohdat 1 ja 2 ja GI-virtojen laskenta käydään läpi luvussa 4.

#### 3.1 Sähkökentän ominaisuudet

GI-virtojen laskentaa varten lähtötietona tarvitaan ominaisuudet tarkasteltavan sähköverkon alueella vaikuttavasta maaperän pinnan suuntaisesta sähkökentästä. Sähkökentädata voi kuvastaa todellista tilannetta, jolloin sähkökentän voimakkuus ja suunta ovat paikasta riippuvaisia eli sähkökenttä on epäsäännöllinen (non-uniform electric field). Todellisen sähkökentän voimakkuus ja suunta muuttuvat myös ajan suhteen. Tällaisen datan tuottaminen vaatii magneettikentän voimakkuuden ja maaperän johtavuuden tuntemista. Ilmatieteen laitokselta on saatavissa IMAGE-verkon (International Monitor for Auroral Geomagnetic Effects) tuottama magneettikenttädata, josta on saatavilla halutun ajanhetken tai aikavälin magneettikentän voimakkuudet ja suunnat eri kohdissa Suomea [35]. IMAGE-verkko koostuu noin 40:stä magnetometriasemasta, joita ylläpitävät instituutit sijaitsevat Suomessa, Saksassa, Norjassa, Puolassa, Venäjällä ja Ruotsissa.

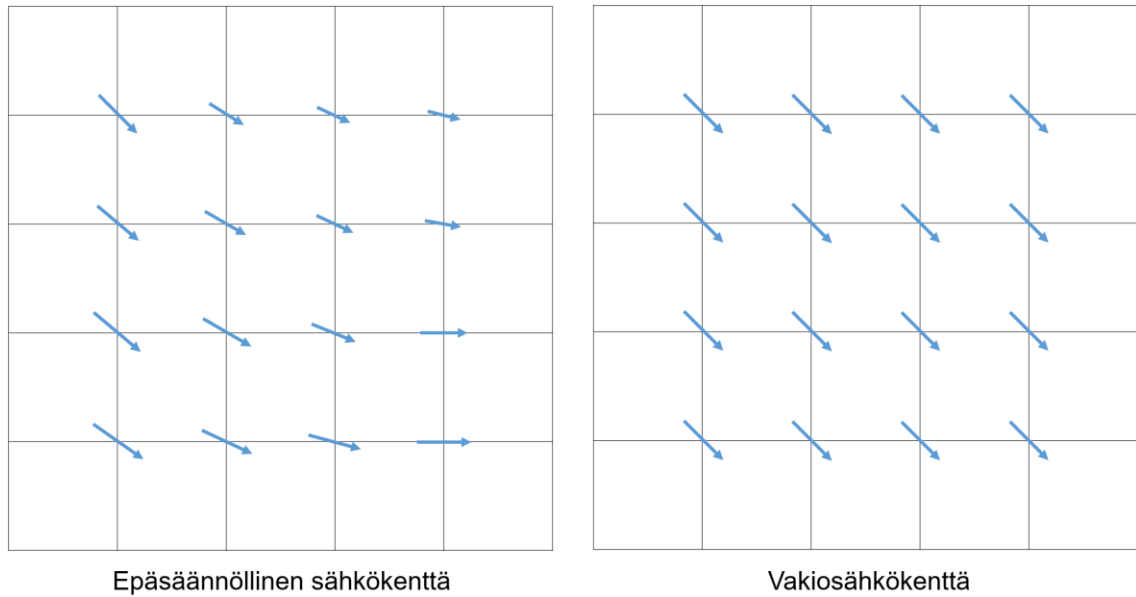
Magneettikenttädatan ja maaperän johtavuusmallin avulla Ilmatieteen laitos pystyy laskemaan sähkökentän voimakkuudet ja suunnat eri puolilla Suomea halutulla aikavälillä. Kuvassa 3.1 on esitetty Ilmatieteen laitoksen laskema Suomessa vaikuttava maansuuntainen sähkökenttä eri ajanhetkillä.



**Kuva 3.1.** Suomessa vaikuttava maansuuntainen sähkökenttä kahdeksalla perättäisellä ajanhetkellä [36].

Kuvan 3.1 sähkökentän voimakkuudet eri pisteissä on laskettu käyttämällä samaa yksiuotteista maanjohtavuusmallia kaikkialla Suomessa. Ilmatieteen laitoksella on myös käytössä malli, jossa Suomi on jaettu 2–3 osaan eri yksiuotteisten maanjohtavuusmallien avulla [37].

Sähkökenttädata voidaan luoda myös keinotekoisesti ja helpoin vaihtoehto on luoda sähkökenttädata, jossa sähkökentän voimakkuus ja suunta ovat vakioita jokaisessa pisteessä. Tällaista sähkökenttää kutsutaan vakiosähkökentäksi (uniform electric field). Sähkökenttädatasta voidaan luoda keinotekoisesti myös realistinen, jolloin sähkökentän suunta ja voimakkuus eri pisteissä voi vaihdella ja näin mukailla todellista tilannetta. Kuvassa 3.2 on havainnollistettu epäsäännöllinen sähkökenttä ja vakiosähkökenttää.



**Kuva 3.2.** Sähkökentän tyypit, siniset nuolet kuvaavat maansuuntaisen sähkökentän suuntia ja nuolen pituus kertoo sähkökentän voimakkuuden tietyssä pisteessä.

Kuvasta 3.1 nähdään, että Suomessa voi laajoilla alueilla olla lähes yhtä voimakas ja saman suuntainen geosähkökenttä. Täten tilanteesta riippuen vakiosähkökentällä laskeminen voi kuvastaa hyvinkin paljon todellista tilannetta. Sähkökenttädatalta vaadittavat ominaisuudet riippuvat siitä, mitä asiaa halutaan tarkastella. Taulukossa 3.1 on esitetty eri vaihtoehdot sähkökenttädatalle ja mitä analyysia eri vaihtoehdoilla on mielekästä tehdä.

**Taulukko 3.1.** Sähkökenttädatan ominaisuudet ja käyttökohteet.

Sähkökenttä	Aikataso	
	Yksi ajanhetki	Useita ajanhetkiä
Epäsäännöllinen	Realistisen/todellisen tilanteen loistehohäviöiden ja yliaaltojen tarkastelu	Realistisen/todellisen tilanteen muuntajien terminen analyysi
Vakio	Ääritilanteiden riskianalyysi loistehohäviöille ja yliaalloille	Ääritilanteen muuntajan terminen analyysi

Taulukosta 3.1 nähdään, että yhden ajanhetken tarkastelu soveltuu loistehohäviöiden ja yliaaltojen tarkasteluun. Tähän on syynä se, että näissä molemmissa tarkasteluissa GI-virtojen maksimiarvot ovat kiinnostavia. Yhden ajanhetken sähkökentäksi täten kannattaa valita esimerkiksi tietyn tarkasteltavan ajanhetken sähkökentän arvo, joka tuottaa suurimmat GI-virrat sähköverkkoon. Muuntajien terminen analyysi vaatii GI-virtojen laskentaa aikatasossa, sillä lämpeneminen ei tapahdu hetkessä. Tämän vuoksi myös sähkökenttädatan tulee sisältää useamman peräkkäisen ajanhetken tiedot sähkökentän voimakkuuksista ja suunnista.

## 3.2 Verkkomallin luominen

GI-virtojen oletetaan olevan tasavirtaa, joten laskentaa varten tarkasteltavasta sähköverkosta tulee muodostaa tasavirtamalli. Tämän myötä sähköverkkoon jää pelkästään mukaan resistanssit. Tasavirtapiiriä muodostaessa tulee ottaa huomioon johtimien, muuntajien käämitysten, tähtipistekuristimien ja sähköasemien maadoitusten resistanssit. Seuraavissa luvuissa on kerrottu tarkemmin näiden komponenttien tasavirtapiirisijaiskytkennän muodostamisesta.

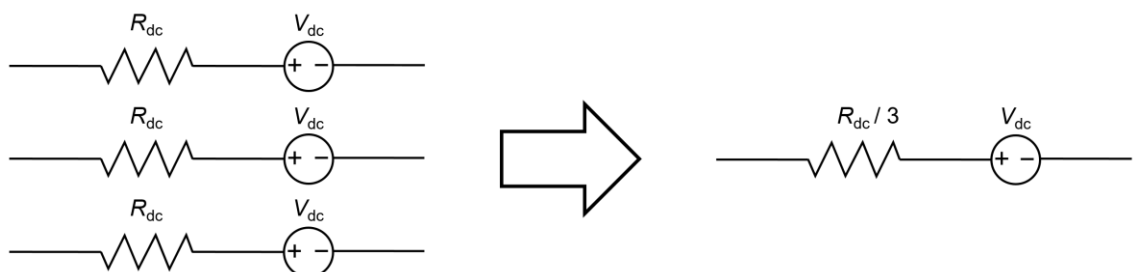
### 3.2.1 Johtimet

Tasavirran laskentaa varten johtimista luodaan tavallisesti yksivaiheinen sijaiskytkentä. Kolmen vaiheen johtimien resistanssit voidaan olettaa olevan samat, joten johdot yksivaiheisen sijaiskytkennän resistanssi saadaan jakamalla johdon resistanssi kolmella. Saatu resistanssi jaetaan vielä vaiheiden osajohtimien lukumäärällä.

Geomagneettisesti indusoituneen sähkökentän vaikutuksesta johtimet voidaan kuvata kuvitteellisena jännitelähteenä. Jännitelähteen suuruuteen vaikuttavat geosähkökentän lisäksi johtimen pituus: [10]

$$V_{dc} = \oint \vec{E} \cdot d\vec{l}. \quad (9)$$

Yhtälössä (9)  $V_{dc}$  on johdolla olevan jännitelähteen suuruus ja  $d\vec{l}$  on johdon pituuden differenssi. Epäsäännöllisen sähkökentän suunta ja voimakkuus voivat vaihdella tietyn johtimen eri osissa. Tämän myötä johtojen mutkat tulee myös ottaa huomioon jännitettä laskiessa. Jos kuitenkin käytetään vakiosähkökenttää, vain johtimen loppu- ja alkupään sijainneilla on merkitystä johtimelle indusoituvan jännitteen suuruuden kannalta. Tällöin johtimien mutkia ei tarvitse ottaa huomioon. [10] Kuvassa 3.3 on esitetty johdon yksivaiheisen sijaiskytkennän muodostaminen.



**Kuva 3.3.** Kolmivaihejohdon yksivaiheinen sijaiskytkentä, jossa  $R_{dc}$  on johtimen tasavirtaresistanssi ja  $V_{dc}$  johtimeen indusoitunut jännite yhtälön (9) mukaisesti.

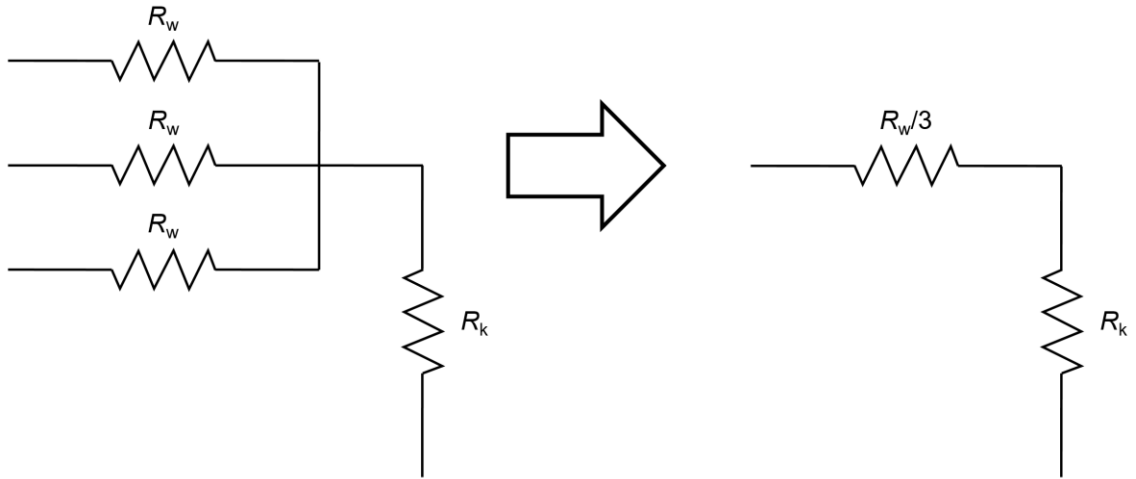
Johtimille on tavallisesti helposti saatavilla verkkotietojärjestelmistä vaihtovirtaresistanssit, joita käytetään muun muassa tehonlaskennassa. Tarkasteltavan johtimen resistanssin arvo on kuitenkin riippuvainen siitä, että kulkeeko sen läpi vaihto- vai tasavirtaa. Johtimilla vaihtovirtaresistanssi on noin 1,5–8 % suurempi kuin tasavirtaresistanssi ja tähän ovat syynä virranahdo, läheisyysvaikutus ja käämivaikutus [38]. Virranahdon myötä vaihtovirran taajuuden kasvaessa sähkövirta pyrkii kulkemaan yhä enemmän johtimen pintaa pitkin, kun taas tasavirran oletetaan kulkevan johtimessa tasaisesti. Läheisyysvaikutuksessa johtimien luomat magneettikentät vaikuttavat toisien lähellä olevien johtimien poikkipintojen virrantiheyksien jakaumiin. Tämän myötä vaihtovirralla johtimien virrantiheys ei pysy tasaisena kuten tasavirralla oletetaan pysyvän. Läheisyysvaikutusta voidaan kuitenkin minimoida jättämällä johtimien välille tarpeeksi suuri väli. Käämivaikutus syntyy teräksisen kannatusköyden sisältävillä johtimilla, jolloin virralliset johdot kannatusköyden ympärillä aiheuttavat lisähäviöitä.

### 3.2.2 Sähköaseman komponentit

Sähköasemalla tasavirtapiirimallia varten mallinnettavat komponentit ovat muuntajien käämitykset, kuristimet ja sähköaseman maadoitusjärjestelmä. GI-virran kulkeminen muuntajan käämitysten läpi riippuu siitä mitä kytkentäryhmää on käytetty. Virtapiirin tulee olla suljettu maadoituksen kautta, jotta GI-virta pääsee kulkemaan muuntajan käämitysten läpi. Yleisesti käytössä olevat käämien kytkennät ovat tähtikytkentä, kolmiokytkentä ja hakatähtikytkentä. Näistä ainoastaan maadoitettu tähtikytkentä mahdollistaa GI-virran kulkeutumisen maahan, sillä tähtikytkennässä kolmen vaiheen käämit ovat kytketty yhteen ja tämä nollapiste voidaan halutessaan maadoittaa. Tähtipisteen voi tarpeen vaatiessa maadoittaa kuristimen kautta.

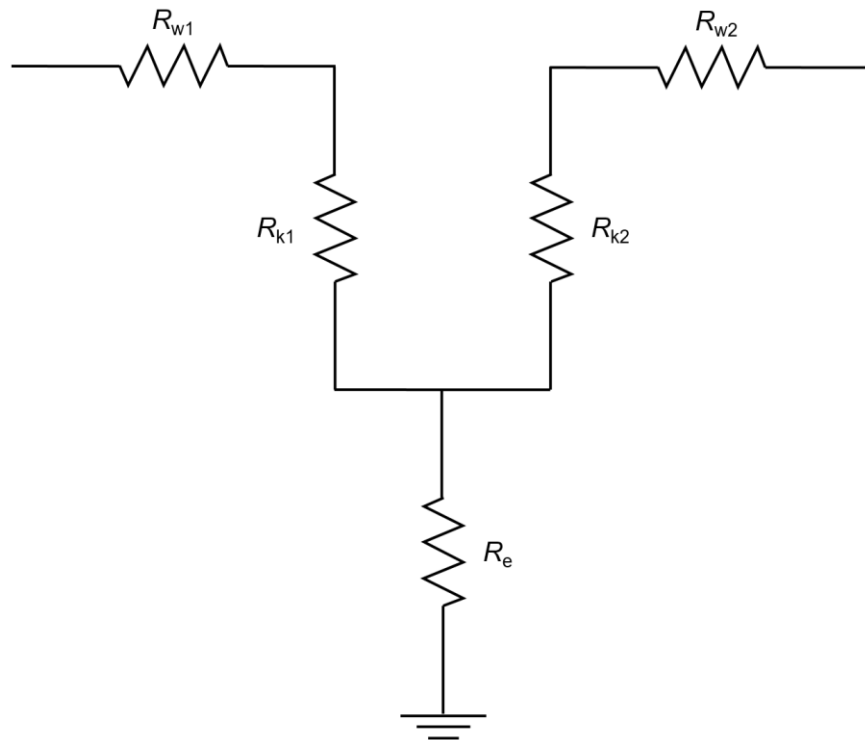
Muuntajan eri jännitetasojen käämityksillä ei ole galvaanista reittiä, joten GI-virta ei pääse kulkemaan eri jännitetasojen väleillä käämitysten kautta. Säästökytketyillä muuntajilla kuitenkin GI-virta pääsee kulkemaan eri jännitetasojen välillä, joten säästökytkettyjen muuntajien GI-virtoja tarkastellessa olisi hyvä ottaa tarkasteluun myös alemman jännitteen GI-virrat. Fingridillä kuitenkin ei ole enää käytössä säästökytkettyjä muuntajia, joten tässä diplomityössä ei tarkastella tätä kytkentätyyppiä tarkemmin.

Kuvassa 3.4 on esitetty miten maadoitetun kolmivaiheisen tähtikytkentäisen eli Yn-tyyppisen täysmuuntajan käämityksen, jonka tähtipisteeseen on kytketty kuristin, voidaan muuttaa yksivaiheiseksi virtapiiriksi.



**Kuva 3.4.** Muuntajan käämityksen kolmivaiheisen kytkennän muuntaminen yksivaiheiseksi.  $R_w$  on muuntajan käämitysresistanssi ja  $R_k$  on maadoituskuristimen resistanssi.

Sähköasemalla on maadoitusjärjestelmä, johon on kytketty kaikki sähköaseman maadoitettavat komponentit. Samalla sähköasemalla tähtipisteistään maadoitetut muuntajien käämitykset kulkevat täten maahan saman resistanssin kautta. Tämä on havainnollistettu kuvassa 3.5.



**Kuva 3.5.** Sähköaseman sijaiskytkentä tasavirralla. Kuvassa  $R_{w1}$  ja  $R_{w2}$  kuvaavat käämitysresistansseja,  $R_{k1}$  ja  $R_{k2}$  maadoituskuristimien resistansseja ja  $R_e$  sähköaseman maadoitusresistanssia.

### 3.2.3 Tasavirran kulun estävät laitteet ja kytkennät

Sähköverkossa on komponentteja, jotka estävät GI-virtojen kulkemisen. GI-virta muodostuu suljettuun johdinsilmukkaan ja koska GI-virtojen voidaan ajatella olevan tasavirtaa se ei pääse kulkemaan kondensaattorin läpi. Voimajohdoille voidaan asentaa sarjakondensaattoreita, joilla pystytään lisäämään siirtokapasiteettia [39]. Sarjakondensaattorit ovat kytketty sarjaan vaihejohtimien kanssa, joten GI-virta ei pääse kulkemaan sarjakompensoituilla johdoilla.

Kuten luvussa 3.2.2 todettiin, GI-virta pääsee kulkeutumaan muuntajan läpi ainoastaan, jos muuntaja on tähtikytkentäinen, jonka tähtipiste on maadoitettu. Tämän vuoksi esimerkiksi kolmioon kytketty käämitys estää GI-virtojen kulkemista kyseisen käämityksen läpi.

GI-virtojen kulun estyminen ei välttämättä kuitenkaan aiheuta toivottua tilannetta, sillä tasavirtapiiri sulkeutuu joka tapauksessa jonkin tähtipisteestä maadoitetun muuntajan läpi. GI-virtojen kulun estävät laitteet ja kytkennät voivat pahimmassa tapauksessa ohjata GI-virtojen kulun valmiiksi riskialttiin tähtipisteestä maadoitetun muuntajan käämityksiin.

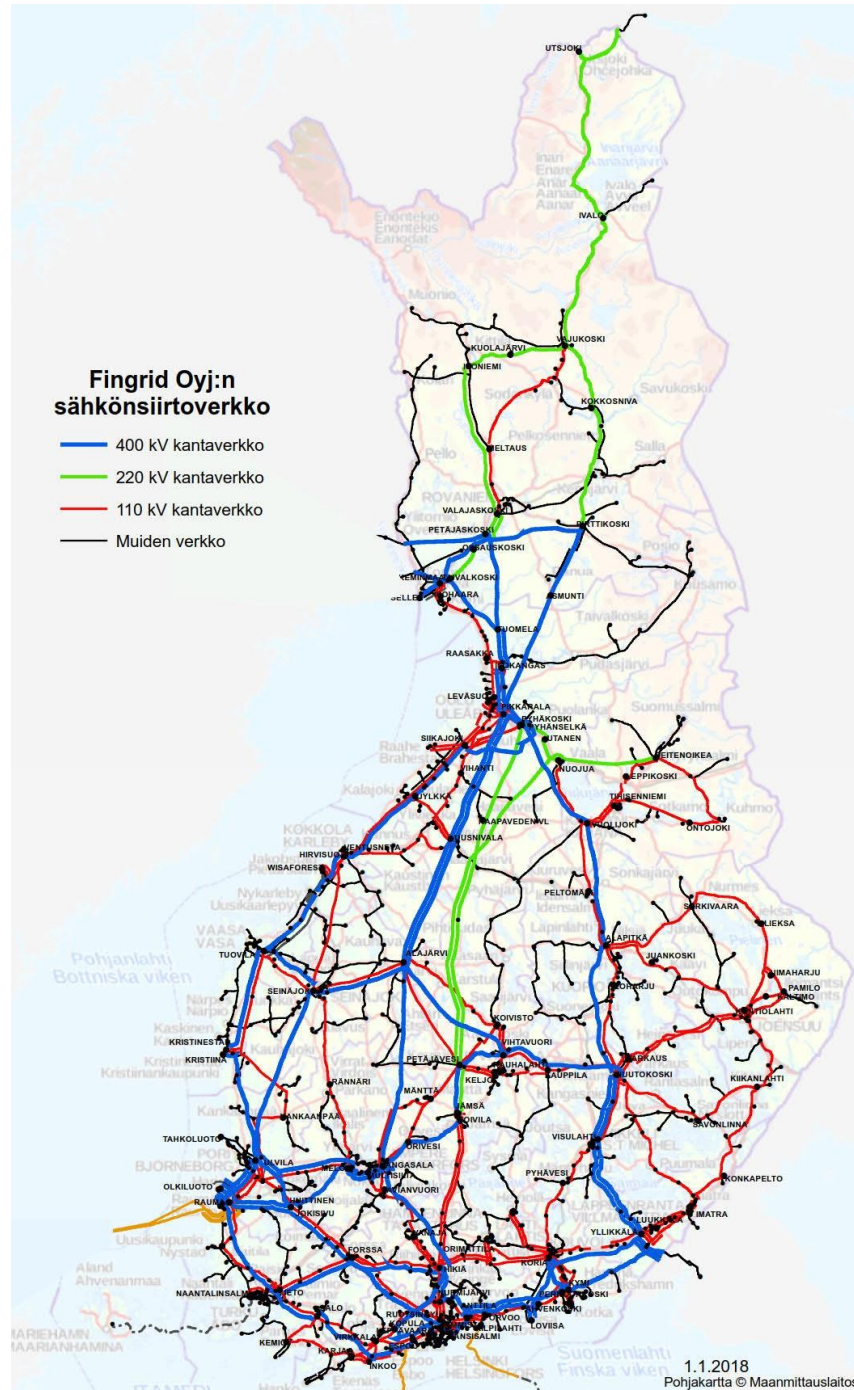
### 3.2.4 Tasavirtaresistanssien lämpötilariippuvuus

Monien johteiden resistanssi muuttuu lämpötilan mukaan [40], joten GI-virtojen laskentaa varten komponenttien resistanssiarvot tulisi määrittää lämpötilassa, joka on todennäköinen lämpötila tarkasteltavalle komponentille. North American Electric Reliability Corporation (NERC) on määrittänyt suositukset eri komponenttien lämpötiloista lähteessä [10]. Johtimille suositellaan 50 °C lämpötilassa määritettyjä tasavirtaresistansseja ja muuntajien käämityksille vastaava lämpötila on 75 °C. Nämä lämpötila-arvot on valittu kuvaamaan kuormitettua johdinta ja muuntajaa. Näissä komponenteissa johteena toimii yleensä alumiini ja kupari, joiden resistanssien lämpötilakertoimet ovat positiivisia [40]. Tämän myötä näiden materiaalien resistanssi kasvaa lämpötilan kasvaessa.

GI-virtojen tarkastelun kannalta pienemmillä resistansseilla saadaan aikaan suuremmat GI-virrat verkossa, joten riskianalyysin kannalta voi olla järkevää käyttää mahdollisimman alhaisissa lämpötiloissa määritettyjä tasavirtaresistanssiarvoja eri komponenteille. Tähtipistekuristimissa ja sähköasemien maadoituksissa ei normaalissa tilanteessa kulje suuri virta, joten näiden komponenttien voidaan ajatella olevan ympäristön lämpötilassa.

### 3.3 Suomen kantaverkon verkkomallin luominen

Tässä diplomityössä tarkastellaan GI-virtojen laskentaa Suomen kantaverkossa, joka on esitetty kuvassa 3.6.



**Kuva 3.6.** Fingrid Oyj:n sähkösiirtoverkko vuodelta 2018 [41].

Fingridin hallitseman Suomen kantaverkon 400 kV:n, 220 kV:n ja 110 kV:n voimajohtojen pituudet ovat noin 5100 km, 1600 km ja 7600 km. [42] GI-virtojen laskentaa on tavallisesti suositeltu tehtävän yli 200 kV:n jännitetasojen voimajärjestelmille, mutta järjestelmästä

riippuen voi olla tarpeellista myös mallintaa tätä alemmat jännitetasot [43]. Tässä diplomityössä rajataan GI-virtojen laskenta Suomen 400 kV:n ja 220 kV:n voimajärjestelmille. Tavallisesti 400 kV:n ja 220 kV:n verkoissa johtimien resistanssit ovat pienempiä kuin 110 kV:n verkon johtimien resistanssit. Tähän on syynä 400 kV:n ja 220 kV:n verkoissa käytetyt johdintyypit sekä se, että johtimilla on useasti osajohtimia mitä ei niin usein 110 kV:n johtimilla ole. Osajohtimet jakavat koko johtimen resistanssin siinä suhteessa montako osajohdinta yhdellä vaiheella on.

Toinen syy GI-virtojen laskennan rajaamiseen 400 kV:n ja 220 kV:n jännitetasoihin on, että näillä jännitetasoilla sähköasemia ja kytkinasemia on huomattavasti vähemmän kuin mitä 110 kV:n jännitetasolla on. 110 kV:n jännitetasolla on paljon muiden kuin Fingridin omistamia voimajohtoja, jotka kuitenkin tulisi ottaa laskentaan mukaan, sillä nämä voimajohtodot saattavat sulkea virtapiirin GI-virtojen kulkeutumista varten. Verkkomallin muodostaminen laskentaa varten on täten paljon nopeampaa, kun jätetään 110 kV:n voimajärjestelmä pois mallista.

Fingridin 400 kV:n ja 220 kV:n voimajärjestelmä on tehollisesti maadoitettu, jolloin jokaisen sähköaseman päämuuntajan 400 kV:n ja 220 kV:n tähtipiste on maadoitettu joko suoraan tai kuristimen kautta. Tällä tavoin saadaan aikaan tarpeeksi suuret maasulkuvirrat, jotta maasulkuvirtaan perustuvat suojarieleet toimisivat luotettavasti. Tehollisesti maadoittamalla pienennetään myös terveiden vaiheiden jännitteennousua maasulun aikana. [44] Fingridin kaikki 400 kV:n muuntajat on maadoitettu kuristimen kautta ja 220 kV:n voimajärjestelmästä osa on maadoitettu suoraan ja osa kuristimen kautta.

GI-virtojen laskentaa varten tulisi verkkomallista tehdä niin kattava kuin mahdollista. Suomen kantaverkko on vaihtosähköyhteydessä Ruotsin ja Norjan kantaverkkoihin. Tämän vuoksi näiden maiden sähköverkoissa muodostuneet GI-virrat voivat päästä vaikuttamaan Suomen sähköverkoissa muodostuvien GI-virtojen kanssa. GI-virtojen laskentaa varten naapurimaiden verkkoja tulisi täten mallintaa riittävällä tarkkuudella.

Ruotsin ja Suomen välisillä 400 kV:n vaihtovirtajohdoilla on käytössä sarjakondenssaattorit, joten GI-virrat eivät pääse kulkemaan Ruotsin ja Suomen välillä. Utsjoelta on 220 kV:n yhteys Norjan kantaverkon sähköasemaan Varangerbotnissa. Venäjälle Viipuriin on 400 kV:n yhteydet Yliskälästä ja Kymistä. Viipurissa tasasähköyhteys estää GI-virtojen siirtymisen Suomen ja Venäjän verkkojen välillä. Yliskälästä menee myös yhteys Viipurin lähellä olevaan Luoteislaitokseen, joka on irti Venäjän verkosta silloin kun se syöttää tehoa Suomen verkkoon.

Suomesta on tasavirtayhteydet Viroon Anttilasta ja Espoosta sekä Ruotsiin Raumalta. GI-virrat eivät kuitenkaan pääse kulkeutumaan tasavirtayhteyksien kautta. Ennen tasa-suuntausta olevat muuntajat ovat maasta erotettu tai maadoitettu hyvin korkean resistanssin kautta, joten GI-virrat eivät pääse kulkemaan näiden muuntajien käämitysten läpi. Suomen kantaverkon GI-virtojen laskentaan tulisi taten ottaa mukaan Norjasta ainakin Varangerbotnin sähköaseman muuntaja ja Venäjältä Viipurin ja Luoteislaitoksen muuntajat.

Fingridillä on 400 kV:n johdoilla 11 sarjakondensaattoria, joista eteläisimmät sijaitsevat Hirvisuolla, Uusnivalassa ja Vuolijoella. Näiden kolmen sähköaseman sarjakondensaattorit jakavat käytännössä Suomen 400 kV kantaverkon kahteen osaan. Kun nämä kolmen sähköaseman sarjakondensaattorit ovat käytössä, eivät eteläisessä ja pohjoisessa Suomessa kulkevat GI-virrat pääse vaikuttamaan keskenään.

### 3.3.1 Verkkomallin resistanssien määrittäminen

Suomen kantaverkosta muodostettavasta verkkomallissa on mukana noin 70 sähkö- ja kytkinasemaa sekä noin 100 päämuuntajaa. Verkkomallin luontia varten tarvitaan johdinten, muuntajien käämitysten, tähtipistekuristimien ja sähköasemien maadoitusten resistanssit. Tämän lisäksi tarvitaan sähköasemien sijainnit. Nämä tiedot ovat saatavilla lähtökohtaisesti Fingridin verkkotieto- ja toiminnanohjausjärjestelmästä.

GI-virtojen laskentaa varten luodaan kaksi verkkomallia Fingridin 400 kV:n ja 220 kV:n voimajärjestelmistä, jossa epätarkemmassa mallissa komponenttien resistanssiarvoina käytetään suoraan PSS/E -laskentaohjelmistossa käytettyjä nollaverkon vaihtovirtaresistansseja. Tarkemmassa verkkomallissa käytetään komponenteille tasavirtaresistanssiarvoja, jotka on skaalattu valittuun lämpötilaan. Taulukossa 3.2 on esitetty kahden verkkomallin eroavaisuudet.

**Taulukko 3.2. Kahden verkkomallin eroavaisuudet.**

Epätarkempi verkkomalli		
komponentti	resistanssin tyyppi	lämpötila (°C)
johtimet	vaihtovirta	20
käämiresistanssi	vaihtovirta	75
tähtipistekuristin	ei tiedetä	ei tiedetä
Tarkempi verkkomalli		
komponentti	resistanssin tyyppi	lämpötila (°C)
johtimet	tasavirta	20
käämiresistanssi	tasavirta	20
tähtipistekuristin(uudet)	tasavirta	-20

Tarkemmassa verkkomallissa käytetään kaikille komponenteille tasavirtaresistansseja. Johtimien tasavirtaresistanssit voidaan laskea, kun tiedetään johtimen pituus sekä tyyppi. Johdintyyppin valmistajalta saadaan tasavirtaresistanssin arvo kilometriä kohden ja johtovälin pituus on saatavilla Fingridin tietojärjestelmästä.

Muuntajien käämitysten ja tähtipistekuristimien tasavirtaresistanssit määritetään tavallisesti käyttöönottokokeissa, josta ne voidaan hyödyntää laskennan käyttöön. Fingridin vanhemmista tähtipistekuristimista ei kuitenkaan ole olemassa käyttöönottokokeiden tuloksia tai kilpiarvoja, joista tulisi ilmi kyseisen kuristimen tasavirtaresistanssi. Fingridin GI-virtojen laskennassa on käytetty lähes kaikkien tähtipistekuristimien resistanssiarvona  $2,4 \Omega$ , jonka tausta on epäselvä, mutta se on todennäköisesti saatu jonkin tähtipistekuristimen mittauksista. Uusimmista tähtipistekuristimista on kuitenkin saatavilla mittauspöytäkirjan mukaiset tasavirtaresistanssit.

Johteiden resistanssiarvo kasvaa lämpötilan mukaan, kuten luvussa 3.2.4 on kerrottu. Tämän myötä pienemmillä resistansseissa saadaan sähköverkossa suuremmat GI-virrat, joten riskiarvioinnin kannalta määritetään komponenttien resistanssiarvot niin alhaisessa lämpötilassa, kun on mahdollista ja järkevää olettaa. Tämän myötä laskennan hetkeksi oletetaan talvinen pakkaspäivä.

Johtimien tasavirtaresistanssit ilmoitetaan  $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$  lämpötilassa, jolloin mallinnetaan hieman kuormittunutta johdinta kylmällä säällä. Mitattujen tähtipistekuristimien lämpötilat on skaalattu ympäristön lämpötilaan eli  $-20 \text{ }^{\circ}\text{C}$  asteeseen. Muuntajien käämitykset ilmoitetaan  $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$  asteessa, jolloin muuntajan oletetaan olevan hieman kuormitettu. Sähköasemien maadoitusresistanssit on määritetty mittauksilla, jolloin nämä resistanssiarvot saadaan sen hetkessä ympäristön lämpötilassa.

Tarkemman verkkomallin johtimien resistanssit ovat keskimäärin 5 % pienempiä verrattuna epätarkemaan verkkomalliin. Käämien resistansseille samalla tapaa määritetty ero on keskimäärin 27 %.

## 4. GEOMAGNEETTISESTI INDUSOITUNEIDEN VIRTOJEN LASKENTA

Tässä luvussa käydään läpi GI-virtojen laskemiseen liittyvät asiat. Aluksi käydään läpi GI-virtojen laskenta virtapiirianalyysien avulla, jonka jälkeen esitellään käytössä olevat laskentaohjelmat. Luvussa 4.2 esitellään Fingridin nykyinen GI-virtojen laskenta ja luvussa 4.3 selvitetään Siemens PTI:n PSS/E:n GIC-moduulin ominaisuudet. Lopuksi tehdään vielä vertailu näiden kahden ohjelman ominaisuuksille.

### 4.1 Tasavirtapiirianalyysi

Kun tarkasteltavasta sähköverkosta on luotu tasavirtamalli ja sähkökenttädata on valittu, voidaan verkon eri kohtien GI-virrat laskea. Johtimille indusoituvat jännitelähteet voidaan laskea luvun 3.2.1 yhtälöllä (9). Tämän jälkeen sähköverkon GI-virrat voidaan laskea Kirchhoffin virtapiirilakien avulla. Käytännössä laskenta voidaan tehdä silmukkavirtamenetelmän tai solmupistemenetelmän avulla.

Laskentaa varten tasavirtapiiriin ajatellaan muodostuvan solmupisteistä ja haaroista. Solmupiste on kohta, jossa on yhtenevä jännite. Esimerkkinä solmupisteestä on sähköaseman kisko. Haarat sisältävät resistanssit ja yhdistävät näin solmupisteet toisiinsa.

Silmukkavirtamenetelmässä virtapiiriin muodostetaan suljettuja silmukoita siten, että uusissa silmukoissa on aina uusi haara mukana ja lopulta jokainen haara kuuluu ainakin yhteen silmukkaan. Tämän jälkeen jokaiselle silmukalle kirjoitetaan Kirchhoffin jännitelain mukaiset yhtälöt, jonka mukaan suljetun silmukan potentiaalieron tulee olla nolla. Mukana laskennassa ovat siis johdoille indusoituneet jännitelähteet ja verkkokomponenttien resistanssit. Tämän jälkeen ratkaistaan virrat muodostetuista yhtälöistä.

Solmupistemenetelmässä hyödynnetään Kirchhoffin virtalakia, jonka mukaan mihinkään solmupisteeseen ei tule enempää virtaa kuin sieltä poistuu. Solmupistemenetelmässä muunnetaan aluksi jännitelähteet ekvivalenteiksi virtalähteiksi, jonka jälkeen valitaan referenssisolmu, jonka jännitteeksi asetetaan 0 V. Tämän jälkeen jokaiselle solmupisteelle kirjoitetaan Kirchhoffin virtalain mukaiset yhtälöt, joissa solmuun tulevat virrat merkitään positiivisina ja solmusta lähtevät virrat negatiivisina. Saaduista yhtälöistä voidaan ratkaista solmupisteiden jännitteet. Tämän jälkeen voidaan ratkaista GI-virtojen suuruus eri kohdissa sähköverkkoa.

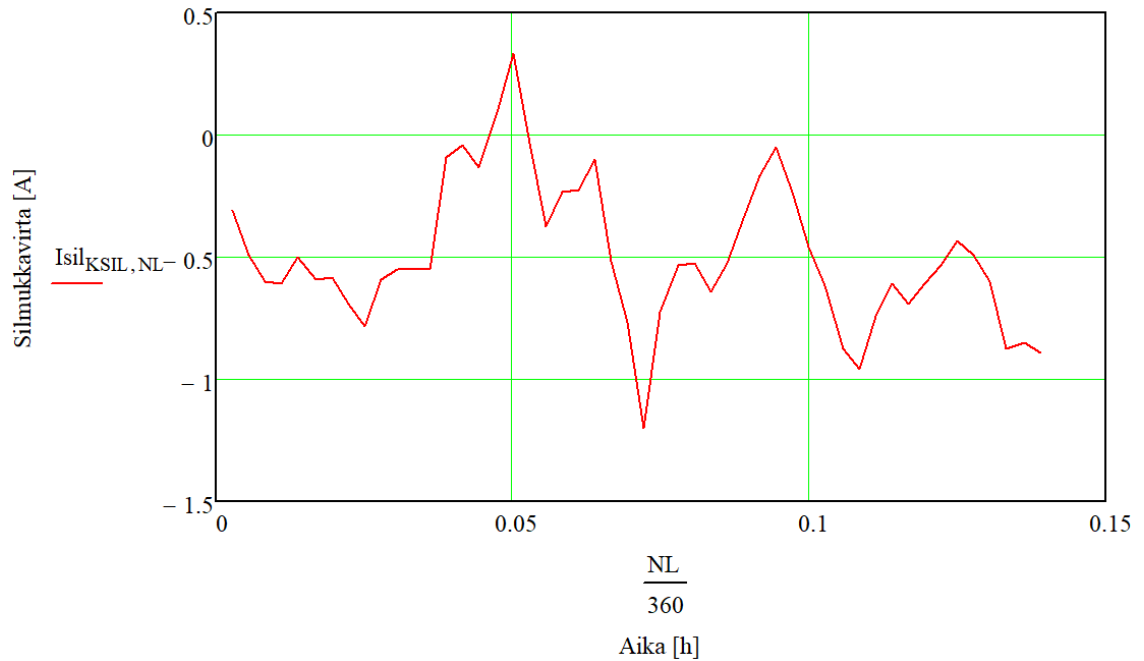
## 4.2 Fingridin GIC-ohjelma

Tähän mennessä GI-virtojen laskenta Fingridillä on toteutettu Mathcad -ohjelmistoon tehdyllä ”GIC-ohjelmalla”. GIC-ohjelman toteutus on tilattu ohjelmistokehittäjältä ja kehitys alkoi ennen 2000-lukua. Viimeisin päivitys ohjelmaan on tehty vuonna 2004. Tähän mennessä ohjelmalla on laskettu GI-virtoja Suomen kantaverkossa Ilmatieteen laitoksen toimittamilla sähkökenttätiedostoilla, jotka ovat sisältäneet tapahtuneen geomagneettisen myrskyn sähkökenttätiedot. Näillä sähkökenttätiedostoilla on tehty muun muassa riskiarviointia Olkiluodon generaattorimuuntajille ja arvioitu GI-virtarasituksia ja soveliaita GI-virtojen mittauspaikkoja Suomen kantaverkossa.

GI-virtojen laskenta Mathcad-ohjelmistolla on toteutettu seuraavien vaiheiden mukaisesti:

1. Sähkökenttädataa varten tarvitaan tekstitiedosto, jossa sähkökentän voimakkuudet on annettu x- ja y-komponenttien avulla, jossa x kuvaa pohjoissuuntainen sähkökentän voimakkuuden komponenttia ja y itäsuuntaisen sähkökentän komponentin voimakkuutta. Ohjelma käyttää tasokoordinaatistoa, jossa annetut x- ja y-komponentit kuvaavat leikkauspisteitä 50 × 50 km ruudukossa, jossa origona on Pello. Tilanteita luodaan tekstitiedostoon yhtä monta kuin on tarkasteltavia aikajaksoja. Sähkökentästä voidaan täten luoda epäsäännöllinen tai vakio, yhdessä tai useammassa aikatasossa.
2. Käyttäjä luo Excelillä verkkomallin, joka sisältää tasavirtapiirimallin mukaisen kytkentätilanteen ja komponenttien resistanssiarvot luvun 3.2 mukaisesti. Sähköasemien sijainnit ilmoitetaan yhtenäiskoordinaatiston YKJ:n mukaisilla koordinaateilla.
3. Käyttäjä antaa Fingridin GIC-ohjelmalle syötteenä tekstitiedoston sähkökenttädatasta ja Excel-verkkomallin.
4. Mathcad laskee sähkökentän arvon ja suunnan tasokoordinaatiston eri pisteissä.
5. Ohjelma asettaa sähkökentän sisältävään tasokoordinaatistoon verkkomallin.
6. Sähkökentän perusteella ohjelma laskee johtoväleille indusoituneet jännitteet. Ohjelma jakaa johtovälit 4 osaan ja laskee näiden avulla keskimääräisen kentänvoimakkuuden koko johdolla.
7. Ohjelma laskee GI-virrat silmukavirtamenetelmällä verkon eri osille
8. GI-virtojen suuruuksia johdoilla ja muuntajilla voidaan tarkastella ohjelman lopuosiossa taulukkojen ja kuvaajien avulla.

Kuvassa 4.1 on kuvakaappaus Fingridin GIC-ohjelman tulososioista, jossa on kuvattuna Rauman sähköaseman päämuuntajan läpi kulkeva GI-virta eri ajanhetkillä. Laskennassa on käytetty Ilmatieteen laitokselta saatua sähkökenttädataa.



Valitun johdon tai komponentin numero       $KSIL \equiv 167$  ja johdon / komponentin nimi:

Alkupää       $ROSILA_{KSIL} = "RA\_PM1"$       Loppupää       $ROSILO_{KSIL} = "RA\_PM1"$

Alkuaika      Päivä<sub>NLA+1</sub> = 20150317      hh<sub>NLA+1</sub> = 17      mm<sub>NLA+1</sub> = 0      ss<sub>NLA+1</sub> = 10

Loppuaika      Päivä<sub>NLL+1</sub> = 20150317      hh<sub>NLL+1</sub> = 17      mm<sub>NLL+1</sub> = 8      ss<sub>NLL+1</sub> = 20

**Kuva 4.1.** Kuvakaappaus Fingridin GIC-ohjelman tulosisiosta.

### 4.3 PSS/E:n GIC-moduuli

Fingridillä on käytössä Siemens PTI:n ohjelmisto PSS/E (Power System Simulator for Engineering), jota käytetään muun muassa tehonjakolaskentaan ja dynamiikan laskentaan. Siemens PTI on kehittänyt PSS/E:lle GI-virtojen laskentaa varten moduulin, jonka toimintoja ja soveltuvuutta Fingridille tarkastellaan tässä diplomityössä. PSS/E:n GIC-moduuli on Fingridillä testikäytössä diplomityön ajan. Tässä luvussa esitellään GIC-moduulin toiminnot. Kuvassa 4.2 on esitetty PSS/E:n GIC-moduulin käyttöliittymä.

The screenshot shows the 'GIC Analysis' dialog box with the following settings:

- GMD Event:** Electric Field Model Type: Uniform; Electric Field: V/km; Voltage: 1.0000; Degrees: 0.00; Supplemental Event: Voltage: 0.0000; Degrees: 0.00.
- Report Output Options:** Induced Branch Voltage, Branch GIC Flows, Substation GIC Flows, Bus Voltages, Transformer GIC Flows, Transformer Losses (all checked).
- Study Subsystem Selection:** Selected bus subsystem (selected).
- Files:** GIC Data Input File, GIC Case Data Output File, GIC to Base Case RDCH Output File, GIC Resistive Network Output Raw File, GIC Results Mapping Output File, Thermal Impact GIC(t) Output File.
- Defaults:** Branch X/R Ratio: 30.00; Transformer X/R Ratio: 30.00; Substation grounding DC resist. (ohms): 0.10; AC to DC resistance conversion factors: Branch: 1.00, Transformer: 1.00, Transformer thermal analysis: No.
- Electrojet:** Current (million amps): 100000.00; Cauchy distribution half-width (km): 20000.00; Period of variation (minutes): 5.00; Height of current (km): 100.00; Latitude of center of electrojet (degrees): 62.00.

**Kuva 4.2.** Kuvakaappaus PSS/E:n GIC-moduulin käyttöliittymästä.

GIC-moduulilla on mahdollisuus mallintaa neljää eri sähkökentän mallia: "Uniform", "Benchmark", "NonUniform" ja "Supplemental." "Uniform"-valinnalla voidaan mallintaa vakiosähkökenttää. "Benchmark"-mallisen sähkökentän avulla sähkökentän arvoiksi määrittetty valmiiksi määritellyt arvot, jotka perustuvat NERC:in määrittämään testitapaukseen, josta on kerrottu enemmän luvussa 2.3.2. "NonUniform"-valinnalla voidaan mallintaa ionosfäärissä kulkevia sähkövirtoja eli elektrojettejä. Sähkökentän mallilla "Supplemental" voidaan simuloida kahden eri suuruisen vakiosähkökentän yhtäaikaista käyttäytymistä.

GIC-moduulista on mahdollista saada ulostulona viisi tiedostoa. "GIC Case Data Output File" muodostaa verkkotilannetiedoston, jossa on mukana muuntajien lisääntyneet loistehohäviöt GI-virtojen seurauksena. "GIC to Base Case RDCH Output File" muodostaa tiedoston GI-virtojen aiheuttamista loistehohäviöistä, jonka voi avata verkkotilanteen päälle. "GIC Resistive Network Output Raw File" muodostaa verkkotilannetiedoston, jossa on pelkästään mukana resistanssit. "GIC Results Mapping Output File" tekee tiedoston, jota voidaan hyödyntää tulosten graafisen esitykseen ja "Thermal Impact GIC(t) Output File" muodostaa tiedoston, jota voidaan hyödyntää muuntajan termisen analyysin tekemiseen.

### 4.3.1 Laskennan vaiheet

PSS/E:n GIC-moduulilla GI-virtojen laskenta tapahtuu käytännössä seuraavien vaiheiden mukaisesti:

1. Käyttäjä avaa PSS/E:lle tarkasteltavan verkkotilanteen, joka sisältää kytkentätilanteen ja tehonjaon.
2. PSS/E:n GIC-moduuli luo valitusta verkkotilanteesta alkutäytetyn lähtötiedosto-Excelin. Tässä samassa yhteydessä käyttäjä määrittää, haluaako hän tutkia koko verkkoa, vai pelkästään osaa siitä.
3. Käyttäjä täyttää lähtötiedosto-Exceliin puuttuvat tiedot:
  - a. Sähköasemille tulee lisätä nimet, maailman geodeettisen järjestelmän mukaiset koordinaatit eli WGS84-koordinaatit ja maadoitusresistanssit.
  - b. Muuntajille lisätään tähtipistekuristimien resistanssiarvot, muuntajatyypin arvot sekä halutessa loistehohäviökertoimet.
  - c. Johtimille ja muuntajien käämityksille voi halutessaan lisätä tasavirtaresistanssiarvot. Jos kohdat jäävät tyhjiksi, GIC-moduuli täyttää automaattisesti puuttuvat tiedot verkkotilanteen tiedoista.
4. Valmis lähtötiedosto-Excel muutetaan GIC-moduulin avulla PSS/E:n GIC-moduulin omaan tiedostomuotoon .gic.
5. Käyttäjä avaa GIC-moduulin käyttöliittymän (kuva 4.2).
  - a. Valitaan haluttu sähkökentän malli ("Uniform", "Benchmark", "NonUniform" tai "Supplemental").
  - b. Raportoitavat suureet valitaan käyttöliittymän kohdasta "Report Output Options" Raportoitavia suureita ovat johtimille indusoituneet jännitteet, kiskojännitteet, johtimien GI-virrat, muuntajien GI-virrat, sähköasemien maadoitusten GI-virrat ja muuntajien loistehohäviöt.
  - c. Osaverkko asetetaan enintään verkkotieto-Excelin kattavaksi kohdasta "Study Subsystem Selection".
  - d. Valitaan verkkotiedoista muodostettu .gic-tiedosto aktiiviseksi ja tehdään valinta ulostulotiedoista kohdassa "Files".
  - e. Käyttäjä käynnistää simuloinnin ja tulokset voidaan lukea PSS/E:n ulostulokentästä.

### 4.3.2 Laskenta vakiosähkökentällä

PSS/E:n GIC-moduuli laskee vakiosähkökentän indusoimat jännitteet johtimille seuraavilla yhtälöillä [45]:

$$V_{uf} = E_N L_N + E_E L_E, \quad (10)$$

jossa  $V_{uf}$  on johtimelle indusoitunut jännite,  $E_N$  ja  $E_E$  ovat vakiosähkökentän pohjois- ja itäsuuntaiset komponentit.  $L_N$  ja  $L_E$  ovat pohjois- ja itäsuuntaiset pituudet johtimelle. Vakiosähkökentän pohjois- ja itäsuuntaiset komponentit määritetään seuraavasti:

$$E_N = E_{uf} \cos \theta, \quad (11)$$

$$E_E = E_{uf} \sin \theta, \quad (12)$$

joissa  $E_{uf}$  on vakiosähkökentän voimakkuus ja  $\theta$  on vakiosähkökentän kulma siten, että  $0^\circ$  osoittaa pohjoiseen ja  $90^\circ$  itään ja niin edelleen. Yhtälöistä (10)–(12) seuraa, että tietyllä vakiosähkökentällä lasketut GI-virrat on mahdollista skaalata helposti toisen vakiosähkökentän tuottamiin lukemiin. Kun tietyn sähköverkon GI-virrat määritetään pohjois- ja itäsuuntaisella vakiosähkökentän voimakkuudella 1 V/km, voidaan tämän jälkeen laskea minkä tahansa vakiosähkökentän voimakkuuden ja suunnan aiheuttamat GI-virrat sähköverkossa yhtälöllä [46]:

$$I_{GIC} = \frac{I_N E_N + I_E E_E}{E_1}, \quad (13)$$

jossa  $I_{GIC}$  on tietyn verkkokomponentin GI-virta mielivaltaisella vakiosähkökentän voimakkuudella ja suunnalla  $E_{uf}$ , jonka pohjois- ja itäsuuntaiset komponentit  $E_N$  ja  $E_E$  voidaan määrittää yhtälöiden (11) ja (12) avulla.  $I_N$  ja  $I_E$  ovat saman verkkokomponentin GI-virrat pohjois- ja itäsuuntaisella vakiosähkökentällä, jonka voimakkuus on 1 V/km.  $E_1$  on vakio, jonka arvo on 1 V/km.

### 4.3.3 Muuntajien loistehohäviöt

PSS/E:n GIC-moduulilla voidaan GI-virtojen laskennan lisäksi tarkastella GI-virtojen aiheuttamia muuntajien loistehohäviöitä. PSS/E:n GIC-moduuli laskee muuntajan loistehohäviön yhtälöllä: [45]

$$Q = I_{eff} K_{factor}. \quad (14)$$

Yhtälössä (14)  $Q$  on loistehohäviö,  $I_{eff}$  on muuntajassa vaikuttava GI-virta ja  $K_{factor}$  on muuntajaspesifinen kerroin, joka kertoo missä suhteessa muuntajan loistehon kulutus kasvaa tasavirtaan nähden.

$I_{\text{eff}}$ -arvoon vaikuttaa muuntajan eri jännitetasojen käämitysten GI-virrat, käämityskierrosten lukumäärä ja jännitetasojen lukumäärä. Muuntajan eri jännitetasojen käämityksissä kulkevat GI-virrat saattavat kasvattaa tai pienentää muuntajassa vaikuttavaa GI-virtaa riippuen siitä mihin suuntaan GI-virrat kulkevat eri jännitetasojen käämityksissä toisiinsa nähden. Kaksikämmimuuntajassa  $I_{\text{eff}}$  lasketaan seuraavasti: [45]

$$I_{\text{eff}} = \left| \frac{N_{12}I_1 + I_2}{N_{12}} \right|, \quad (15)$$

jossa  $N_{12}$  muuntajan ensiön ja toision muuntosuhde.  $I_1$  on ensiökäämissä kulkeva GI-virta ja  $I_2$  on toisiokäämissä kulkeva GI-virta. Kolmikäämmimuuntajassa  $I_{\text{eff}}$  lasketaan seuraavasti: [45]

$$I_{\text{eff}} = \left| \frac{N_{13} \frac{N_{12}I_1 + I_2}{N_{12}} + I_3}{N_{13}} \right|, \quad (16)$$

jossa  $N_{13}$  on ensiön ja tertiäärin muuntosuhde ja  $I_3$  tertiäärissä kulkeva GI-virta.

$K_{\text{factor}}$ :n arvo voidaan määrittää lähtötiedoissa ja sen lukuarvoon vaikuttaa muuntajan rakenne ja jännitetaso. Lähtötiedoissa voidaan myös määrittää muuntajan tyyppi. PSS/E:n GIC-moduulissa on valmiiksi määritelty  $K_{\text{factor}}$ :n arvot eri muuntajatyypeille, jotka perustuvat tutkimukseen [26]. Nämä ovat ilmoitettu taulukossa 4.1.

**Taulukko 4.1.** Muuntajatyypien  $K_{\text{factor}}$ -kertoimet 500 kV:n jännitetasossa [26].

Muuntajatyyppe	$K_{\text{factor}}$
1-vaihemuunta	1,18
3-vaihemuuntaja, vaipparakenne	0,33
3-vaihemuuntaja, 3-pylväs, sydänrakenne	0,29
3-vaihemuuntaja, 5-pylväs, sydänrakenne	0,66

Taulukon 4.1  $K_{\text{factor}}$ -kertoimien määrittäminen ja käyttäminen perustuu kolmeen oletukseen [26]:

1. Muuntajan kilpitiedot tiedetään.
2. GI-virrat jakautuvat tasaisesti kolmen vaiheen kesken.
3. Vaihto- ja tasavirran aiheuttamat magneettivuot kulkevat pelkästään muuntajan sydämässä, joten hajavoita ei oteta huomioon (pois lukien sydänrakenteinen 3-vaihe 3-pylväsmuuntaja, jossa hajavuot on otettu huomioon). Rauta- ja kuparihäviöitä ei myöskään oteta huomioon.

Halutun suuruinen  $K_{\text{factor}}$  voidaan määrittää muuntajille lähtötiedoissa tai vaihtoehtoisesti PSS/E:n GIC-moduuli asettaa muuntajalle  $K_{\text{factor}}$ -arvon muuntajatyypin perusteella käyttäen taulukon 4.1 lukuarvoja, jolloin loistehohäviö lasketaan yhtälöllä: [45].

$$Q = I_{\text{eff}} K_{\text{factor}} \frac{V_H}{500}, \quad (17)$$

jossa  $V_H$  on muuntajan nimellisjännite. GIC-moduulissa valmiina olevat arvot on ilmoitettu 500 kV:n jännitetasossa, joten yhtälöllä (17) voidaan skaalata  $K_{\text{factor}}$ :n arvo toiseen jännitetasoon.

PSS/E:n GIC-moduulilla voidaan laskea loistehohäviöt kaikille muuntajille, jotka ovat tarkasteltavassa järjestelmässä mukana. Loistehohäviöiden avulla voidaan tämän jälkeen ajaa tehonjako, jolloin pystytään tarkastelemaan, miten sähköverkko käyttäytyy kasvaneiden loistehohäviöiden seurauksena.

#### 4.3.4 Aikasarjan laskenta

GI-virtojen seurauksena tapahtuvan muuntajan lämpenemisen tarkastelua varten tarvitaan tieto muuntajan käämityksen läpi menevän GI-virran suuruudesta ajan funktiona. PSS/E:n GIC-moduulilla on mahdollista muodostaa ja piirtää tarvittava  $I(t)$  kuvaaja.

GIC-moduulille voidaan syöttää aikatasossa oleva sähkökenttädata. Käyttäjä luo sähkökenttädatasta .csv -tiedoston, jossa on määritetty pohjois- ja itäsuuntaisen vakiosähkökentän voimakkuus eri ajanhetkillä. Muodostetulla sähkökenttädatalla voidaan suorittaa simulointi, jonka tuloksena saadaan kuvaaja haluttujen muuntajien käämitysten läpi kulkevista GI-virroista eri ajan hetkillä.

Saatu  $I(t)$ -kuvaaja ei itsessään kerro vielä muuntajan lämpötilasta mitään, joten termistä analyysia varten tulisi tietää muuntajan alkulämpötila ja miten tarkastelussa oleva muuntaja lämpenee tietyn suuruisilla GI-virroilla. Tätä ominaisuutta PSS/E:n GIC-moduulissa ei ole, joten terminen analyysi tulisi tehdä toisella ohjelmistolla

#### 4.3.5 Moduulin muut ominaisuudet

PSS/E:n GIC-moduulille on mahdollista antaa lähtötietona maan johtavuusmalli. Ohjelma käyttää laskennassa yksiulotteista maamallia, josta on kerrottu tarkemmin luvussa 2.3.1. Maakerroksia voi mallissa olla syvyys suunnassa enintään 25 ja jokaiselle kerrokselle on mahdollista syöttää ominaisvastus ohmimetreinä ja paksuus kilometreinä. Laskenta eri kerroksille tapahtuu luvun 2.3.1 yhtälöiden (4)–(7) avulla. Maamalleja voi olla samaan aikaan useampia käytössä ja lähtötiedoissa valitaan sähköasemille haluttu maan johtavuusmalli.

Vakiosähkökentän eli valinnan ”Uniform” laskemiseen ei tarvita maan johtavuusmallia, sillä lähtötiedoissa annetaan suoraan sähkökentän voimakkuus. Maan johtavuusmallia käytetään kuitenkin ”Benchmark” ja ”Supplemental” vakiosähkökenttien voimakkuuksien skaalaamiseen. Monimutkaisempi vaikutus maan johtavuusmallilla on, kun sähkökentän malliksi valitaan ”Non-Uniform”, jolla voidaan mallintaa elektrojettejä. Elektrojetin mallinusta varten PSS/E:n GIC-moduuli tarvitsee lähtötiedoiksi elektrojetin ominaisuudet, jotka nähdään kuvan 4.2 käyttöliittymän alavasemmalla. Tämän jälkeen elektrojetin lähtötietojen ja maan johtavuusmallin avulla lasketaan maansuuntainen sähkökentän voimakkuudet ja suunnat, jonka jälkeen on mahdollista laskea GI-virrat sähköverkossa. Sähkökentän laskennassa käytetään matemaattista menetelmää ”complex image method”, jonka laskennasta tarkemmat tiedot löytyvät lähteistä [47] ja [10].

Elektrojetin mallintamista varten tarvitaan lähtöarvot ionosfäärin sähkövirtojen suuruudesta, Cauchyn jakaumasta, kestosta, korkeudesta ja keskikohtana olevasta leveyspiiristä. Käytännössä elektrojetti jakautuu kuuden geomaagneettisen leveyspiirin alueelle ja virran jakautumista on vaikea määrittää tarkasti ilman perusteellisia tutkimuksia. Yksinkertaistuksen vuoksi voidaan kuitenkin ajatella, että elektrojetti jakautuu Cauchyn jakauman mukaisesti. [10]

Elektrojetillä mallinnettava epäsäännöllinen sähkökenttä on kuitenkin yksinkertaistus todellisesta tilanteesta, jossa sähkökentällä saattaa olla pyörteisyyttä. PSS/E:n GIC-moduulilla voidaan mallintaa epäsäännöllistä sähkökenttää asettamalla lähtötietoihin manuaalisesti johtimiin indusoituneet jännitteet. Tämän toiminnon käyttäminen vaatii täten laskentaa käsin tai muulla sovelluksessa kuin PSS/E:llä, jotta voidaan määrittää halutun sähkökentän indusoimat jännitteet johtimille.

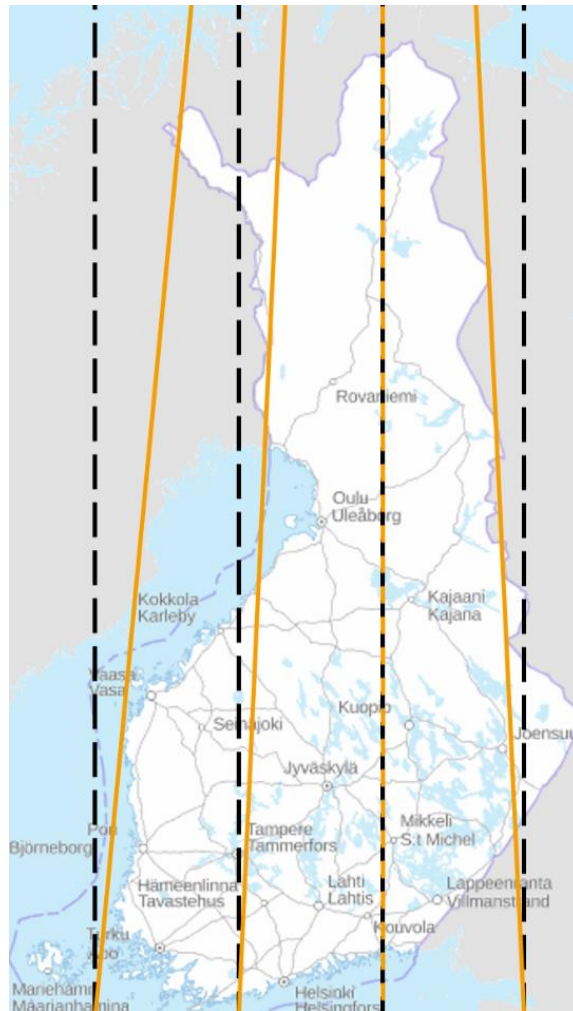
#### **4.4 Yhteenveto tarkasteltavista laskentamenetelmistä**

Fingridin GIC-ohjelman ja PSS/E:n GIC-moduulin ominaisuuksien erojen tarkastelussa käytetään apuna taulukkoa 3.1. Fingridin GIC-ohjelmalla (luku 4.2) on mahdollista toteuttaa GI-virtojen laskenta kaikilla sähkökentän tyypeillä. PSS/E:n GIC-ohjelmalla (luku 4.3) vakiosähkökentällä toteuttava laskenta onnistuu, mutta epäsäännöllisellä todellisella sähkökentällä toteutettava laskenta tuottaa haasteita yhdellä ajan hetkellä sekä aikataulussa.

Fingridin GIC-ohjelmalla jatkoanalyysija GI-virtojen seurauksille ei ole mahdollista toteuttaa, sillä kyseisellä ohjelmalla voidaan laskea pelkästään GI-virtoja. PSS/E:n GIC-moduulilla voidaan laskea GI-virtojen lisäksi GI-virtojen aiheuttamat muuntajien loistehohäviöt ja tämän jälkeen suorittaa tehonjako tilanteelle. Kummallakaan ohjelmalla ei voida

tutkia muuntajien lämpenemistä, mutta molemmat ohjelmat kuitenkin mahdollistavat  $I(t)$ -kuvaajien muodostamisen, joita voidaan käyttää muilla ohjelmistoilla toteutettaviin termisiin analyyseihin. GI-virtojen aiheuttamia yliaaltoja ei voida myöskään tarkastella kummallakaan ohjelmalla, joten tarkastelu pitää tarvittaessa toteuttaa muilla ohjelmilla.

Fingridin GIC-ohjelma ja PSS/E:n GIC-moduuli käyttävät sähköasemien sijaintien määrittämiseen eri koordinaattijärjestelmiä. Fingridin GIC-ohjelman käyttää tasokoordinaatioon perustuvaa YKJ-koordinaattijärjestelmää ja PSS/E:n GIC-moduuli käyttää WGS84-koordinaattijärjestelmää, jossa on otettu huomioon maapallon kaarevuus. Tämän myötä sähköasemien väliset etäisyydet eroavat toisistaan näiden kahden laskentaohjelman välillä. Kuvassa 4.3 on esitetty YKJ ja WGS84 -koordinaattijärjestelmien pohjois–eteläsuuntaisten leikkausten eroavaisuus.



**Kuva 4.3.** YKJ ja WGS84 -koordinaattijärjestelmien pohjois–eteläsuuntaiset erot. Mustat katkoviivat kuvaavat YKJ-koordinaattijärjestelmän pohjoissuuntaisia leikkauksia ja oranssit viivat kuvaavat WGS84-koordinaattijärjestelmän pohjoissuuntaisia leikkauksia. Kuvan taustakartta otettu lähteestä [48].

Kuvasta 4.3 nähdään, että erot YKJ ja WGS84 pohjois–eteläsuuntaisten leikkausten välillä kasvaa, kun mennään Suomen itä- tai länsirajaa kohden. Tämän myötä keskemällä Suomea YKJ ja WGS84 -koordinaattijärjestelmien sijainnit poikkeavat vähemmän toisistaan. Pohjoissuunnan lisäksi myös itä–länsisuuntaiset etäisyydet aiheuttavat eroavaisuutta YKJ:n ja WGS84 -koordinaattijärjestelmien välille. Tämä on havainnollistettu kuvassa 4.4.



**Kuva 4.4.** YKJ ja WGS84 -koordinaattijärjestelmien itä–länsisuuntaiset erot. Mustat katkoviivat kuvaavat YKJ-koordinaattijärjestelmän itä–länsisuuntaisia leikkauksia ja oranssi viiva kuvaa WGS84-koordinaattijärjestelmän leveyspiirin 61° leikkausta. Kuvan taustakartta on otettu lähteestä [48].

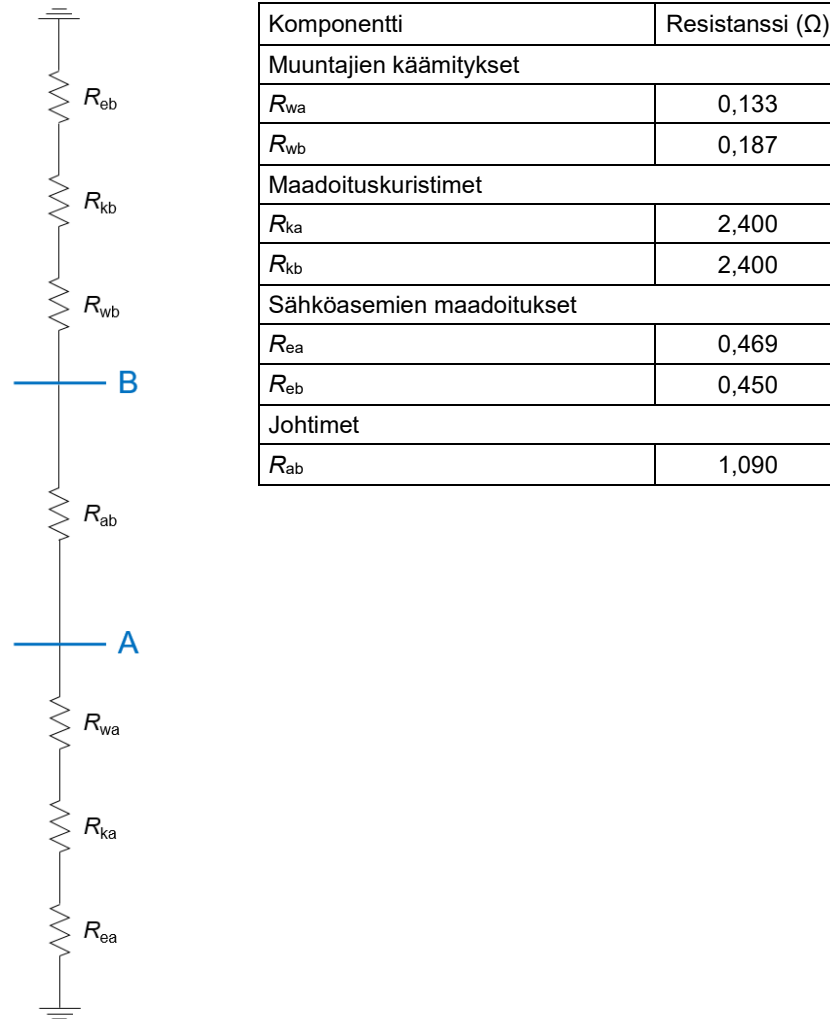
## 5. LASKENTA-OHJELMIEN VERTAILU

Luvuissa 4.2 ja 4.3 läpi käydyille Fingridin GIC-ohjelmalle ja PSS/E:n GIC-moduulille on mielekästä tehdä testit GI-virtojen laskemista varten, jotta voidaan vakuuttua näiden ohjelmien tuloksien oikeellisuudesta. Tässä luvussa suoritetaan aluksi testit GI-virtojen laskennalle yksinkertaisia testiverkkoja hyödyntäen. Tämän jälkeen molemmilla laskentaohjelmilla lasketaan GI-virrat Suomen kantaverkossa ja vertaillaan laskentaohjelmien tuloksia.

### 5.1 Laskennan tarkistus

Tässä luvussa tehdään PSS/E:n GIC-moduulille ja Fingridin GIC-ohjelmalle kolme testiä, joilla arvioidaan näiden ohjelmien laskemien GI-virtojen oikeellisuutta. Kaikissa testeissä käytetään vakiosähkökenttää ja kuvitteellista testiverkkoa. Ensimmäisessä testissä testataan, osaavatko molemmat ohjelmat laskea oikein johtimelle indusoituvan jännitteen ja tätä kautta GI-virran. Toisessa testissä tarkastellaan molempien ohjelmien koordinaattijärjestelmien vaikutusta tuloksiin. Kolmannessa testissä testataan ohjelmien kykyä laskea GI-virrat silmukoidussa testiverkossa.

Kahdessa ensimmäisessä testissä käytetään kuvitteellista sähköverkkoa, joka koostuu kahdesta sähköasemasta A ja B, joiden välillä kulkee kolmivaiheinen johto. Molemmilla sähköasemilla on oma muuntajansa, joka on yhdistetty sähköaseman maadoitukseen ensiön tähtipisteeseen yhdistetyn kuristimen kautta. Testiverkko on esitetty kuvassa 5.1.



**Kuva 5.1.** Testiverkko laskentaohjelmien testaamista varten. Kuvassa  $R_{ab}$  on sähköasemien A ja B välisen johtimen resistanssi,  $R_{wa}$  ja  $R_{wb}$  ovat muuntajien käämitysresistanssit,  $R_{ka}$  ja  $R_{kb}$  ovat maadoituskuristimien resistanssit ja  $R_{ea}$  ja  $R_{eb}$  ovat sähköasemien maadoitusresistanssit.

Kuvan 5.1 mukaisesti verkko koostuu yhteensä seitsemästä resistiivisestä komponentista, jotka ovat kaikki sarjassa keskenään. Resistanssiarvot ovat valittu mielivaltaisesti Fingridin verkosta. Komponenttien resistanssiarvojen suuruuksilla ei käytännössä ole testilaskennan kannalta suurta merkitystä. Tärkeää on, että kaikki laskentamenetelmät käyttävät samoja arvoja ja että saadaan käytännön tarkastelun kannalta järkevän kokoluokan tuloksia.

### 5.1.1 Testi 1

Ensimmäisessä testissä tarkastellaan osaavatko laskentamenetelmät laskea johtimelle indusoituvan jännitteen oikein ja tämän myötä johtimen GI-virran. Testissä sähköasemien etäisyydeksi asetetaan 100 km siten, että sähköasemien sijainti eroaa toisistaan

pelkästään pohjois–eteläsuunnassa ja sähköasema B sijaitsee pohjoisessa sähköasemalta A katsottuna. Vakiosähkökentän suuruus testissä on 1 V/km.

Fingridin GIC-ohjelmalla B-sähköaseman YKJ mukaiset koordinaatit asetetaan samaksi kuin ohjelman origona oleva Pello. Ohjelman lähtötiedoissa tämä on ilmoitettu muodossa  $X = 3368$  ja  $Y = 7413$ . Sähköasema A:n koordinaatit ovat täten  $X = 3368$  ja  $Y = 7313$ , jotta asemien välille saadaan 100 km:n ero pohjois–eteläsuunnassa.

PSS/E:n GIC-moduuli käyttää WGS84 koordinaattijärjestelmää ja sähköaseman B koordinaateiksi valittiin mielivaltaisesti leveyspiiri  $67^\circ$  ja pituuspiiri  $25^\circ$ . Tämän myötä sähköaseman A koordinaatit ovat leveyspiiri  $66,10326^\circ$  ja pituuspiiri  $25^\circ$ , jotta PSS/E:n GIC-moduulia varten saadaan asemien välille 100 km etäisyys pohjois–eteläsuunnassa.

Testiverkon yksinkertaisen muodon vuoksi siinä on vain yksi suljettu silmukka. Tämän myötä testiverkossa vaikuttaa vain yksi GI-virran arvo, jonka suunta on riippuvainen tarkastelu suunnasta sekä sähkökentän suunnasta. Koska testiverkossa on vain pohjois–eteläsuuntaista etäisyys eroa ja tarkastellaan vakiosähkökenttää, voidaan asemien väliselle johdolle indusoituva jännite laskea suoraan kertomalla vakiosähkökentän suuruuden pohjoissuuntainen komponentti johdon pituudella. Tämän jälkeen lasketaan kaikki testiverkon resistanssiarvot yhteen ja lopuksi lasketaan Ohmin lailla GI-virta verkossa. Testin tulokset ovat esitetty taulukossa 5.1.

**Taulukko 5.1.** Testin 1 tulokset.

Sähkökentän suunta	GI-virran suuruus A:sta B:hen (A)		
	PSS/E GIC-moduuli	Fingridin GIC-ohjelma	Käsin laskettu
Pohjoinen $0^\circ$	14,03	14,03	14,03
Koillinen $45^\circ$	9,92	9,92	9,92
Itä $90^\circ$	0,00	0,00	0,00
Kaakko $135^\circ$	-9,92	-9,92	-9,92
Etelä $180^\circ$	-14,03	-14,03	-14,03
Lounas $225^\circ$	-9,92	-9,92	-9,92
Länsi $270^\circ$	0,00	0,00	0,00
Luode $315^\circ$	9,92	9,92	9,92

Taulukosta 5.1 nähdään, että eri laskentamenetelmät antavat samat tulokset testiverkon GI-virroista. Tuloksista voidaan tehdä johtopäätös, että molemmat laskentaohjelmat osaavat laskea oikein indusoituvat jännitteet johtimiin.

### 5.1.2 Testi 2

Toisessa testissä tarkastellaan PSS/E:n GIC-moduulin ja Fingridin GIC-ohjelman käyttämien koordinaattijärjestelmien vaikutusta GI-virtojen laskennassa. Testiverkon sähköasemien koordinaatit valitaan siten, että sähköasema A sijaitsee Lounais-Suomessa WGS84-koordinaateilla leveyspiirillä  $60,43936^\circ$  ja pituuspiirillä  $22,23922^\circ$ . Sama kohta YKJ koordinaateilla ilmoitettuna on  $X = 3238,20172$  ja  $Y = 6712,63262$ , joiden määrittelyyn on käytetty Maanmittauslaitoksen palvelua [48]. Sähköaseman B sijainti määritellään WGS84-koordinaattijärjestelmän avulla siten, että testiä 1 mukaillen sähköasema B sijaitsee 100 km pohjoisessa sähköasemasta A. Pituuspiirin koordinaatti ei täten muutu ja sähköasemalle saadaan WGS84 koordinaateiksi leveyspiiri  $61,33681^\circ$  ja pituuspiiri  $22,23922^\circ$ . Kun nämä koordinaatit muutetaan YKJ-koordinaatiston mukaiseksi, saadaan  $X = 3245,46540$  ja  $Y = 6812,45139$ . Taulukossa 5.2 on esitetty testin 2 tulokset.

**Taulukko 5.2.** Testin 2 tulokset, ero (%) -sarakkeen arvot on laskettu jakamalla PSS/E:n GIC-moduulin tulokset Fingridin GIC-ohjelman tuloksilla.

Sähkökentän suunta	GI-virran suuruus A:sta B:hen (A)		ero (%)
	PSS/E GIC-moduuli	Fingridin GIC-ohjelma	
Pohjoinen $0^\circ$	14,03	14,00	0,2
Koillinen $45^\circ$	9,92	10,62	-6,6
Itä $90^\circ$	0,00	1,02	
Kaakko $135^\circ$	-9,92	-9,18	8,1
Etelä $180^\circ$	-14,03	-14,00	0,2
Lounas $225^\circ$	-9,92	-10,62	-6,6
Länsi $270^\circ$	0,00	-1,02	
Luode $315^\circ$	9,92	9,18	8,1

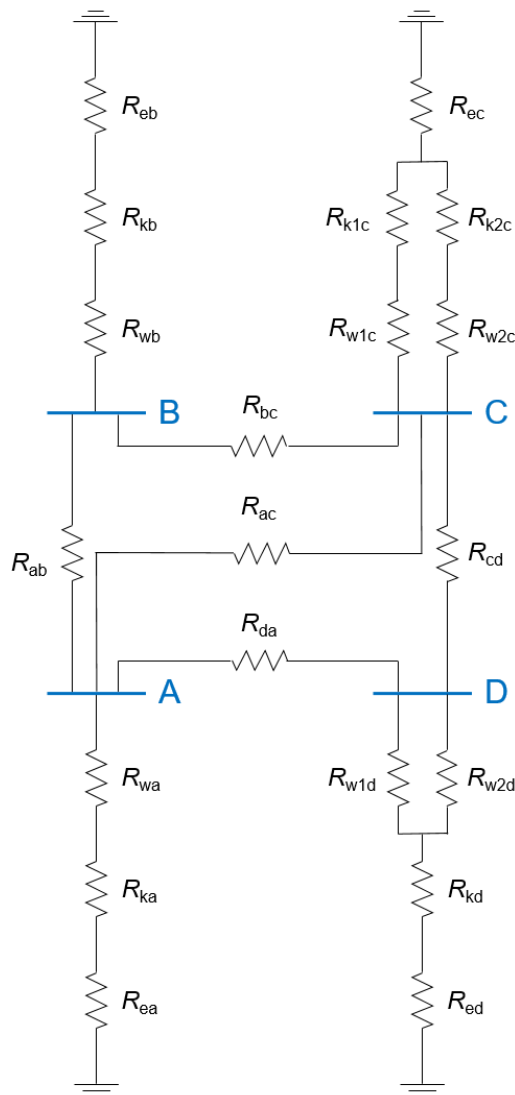
Taulukon 5.2 tuloksista huomataan, että PSS/E:n GIC-moduulin GI-virtojen arvot ovat identtiset testin 1 tulosten kanssa. Fingridin GIC-ohjelman laskemat GI-virrat testissä 2 eroavat kuitenkin selkeästi PSS/E:n laskemista virroista. Tähän on syynä Fingridin GIC-ohjelman käyttämä koordinaattijärjestelmä YKJ, joka ei ota maapallon kaareutumista huomioon kuten PSS/E:n GIC-moduulin käyttämä koordinaattijärjestelmä WGS84. Sähköaseman A ja B YKJ:n X-koordinaatit eroavat toisistaan noin 7 kilometriä. Fingridin GIC-ohjelma täten tulkitsee, että testiverkon sähköasemilla olisi myös länsi–itäsuuntaista etäisyseroa. Tämä huomataan erityisesti taulukon 5.2 itä- ja länsisuuntaisten sähkökenttien GI-arvoilla. GI-virtojen tulisi olla näissä tilanteissa 0 A, mutta YKJ:n koordinaatit antavat sähköasemien sijainneille virheellisen noin 7 kilometrin länsi–itäsuuntaisen etäisyseron, jolloin johtimiin indusoituu näissä tilanteissa jännite.

Testi 2 olisi myös voitu tehdä toisella tapaa siten, että sähköaseman B koordinaatit olisi valittu käyttämällä YKJ-koordinaattijärjestelmää ja muuttamalla pelkästään pohjoissuuntaista koordinaattia siten, että saadaan 100 km etäisyyseroa asemien välille. Tällä tavoin oltaisiin saatu Fingridin GIC-ohjelman laskemien GI-virtojen arvot täsmäävään testien 1 ja 2 välillä. Tällöin PSS/E:n GIC-moduulin tulokset olisivat vastaavasti eronneet tehtyjen testien välillä. Todellisuudessa kuitenkin maapallolla on kaarevuutta, joten voidaan tehdä johtopäätös, että Fingridin GIC-ohjelman käyttämä koordinaattijärjestelmä aiheuttaa virheitä tuloksiin.

Taulukon 5.2 tuloksista nähdään, että kun sähkökentän suuntien ero on 180 astetta, on syntyvien GI-virtojen itseisarvot samat. Vakiosähkökentällä GI-virtojen suuruuden tarkastelussa ei täten tarvitse käydä kaikkia astelukemia läpi vaan ensimmäiset 180 astetta riittävät.

### **5.1.3 Testi 3**

Molemmille laskentaohjelmille tehdään vielä testi, jossa tarkastellaan GI-virtojen laske- mista laajemmassa testiverkossa, jossa on useampi silmukka. Sähköverkossa on mukana aiemman testiverkon sähköasemat A ja B, joiden sijainnit ja sähköiset arvot ovat yhteneväiset edellisen testin arvojen kanssa. Näiden lisäksi laajennetussa testiverkossa on mukana uudet sähköasemat C ja D. Laajennettu testiverkko on esitelty kuvassa 5.2.



Komponentti	Resistanssi ( $\Omega$ )
Muuntajien käämitykset	
$R_{wa}$	0,133
$R_{wb}$	0,187
$R_{w1c}$	0,187
$R_{w2c}$	0,126
$R_{w1d}$	0,180
$R_{w2d}$	0,126
Maadoituskuristimet	
$R_{ka}$	2,400
$R_{kb}$	2,400
$R_{k1c}$	2,400
$R_{k2c}$	2,400
$R_{kd}$	2,400
Sähköasemien maadoitukset	
$R_{ea}$	0,469
$R_{eb}$	0,450
$R_{ec}$	0,330
$R_{ed}$	0,210
Johtimet	
$R_{ab}$	1,090
$R_{bc}$	0,554
$R_{cd}$	0,747
$R_{da}$	1,587
$R_{ac}$	1,267

**Kuva 5.2.** Laajennettu testiverkko.  $R_{wa}$ ,  $R_{wb}$ ,  $R_{w1c}$ ,  $R_{w2c}$ ,  $R_{w1d}$ ,  $R_{w2d}$  kuvaavat muuntajien resistansseja,  $R_{ka}$ ,  $R_{kb}$ ,  $R_{k1c}$ ,  $R_{k2c}$ ,  $R_{kd}$  maadoituskuristimien resistansseja,  $R_{ea}$ ,  $R_{eb}$ ,  $R_{ec}$ ,  $R_{ed}$  sähköasemien maadoitusten resistansseja ja  $R_{ab}$ ,  $R_{bc}$ ,  $R_{cd}$ ,  $R_{da}$ ,  $R_{ac}$  johtimien resistansseja.

Kuvasta 5.2 nähdään sähköasemien yhteydet toisiinsa. Sähköasemilla C ja D on molemmissa kaksi päämuuntajaa. Sähköasemalla C päämuuntajat ovat maadoitettu omilla tähtipistekuristimilla ja sähköasemalla D molemmat päämuuntajat ovat maadoitettu saman tähtipistekuristimen kautta. Tässäkään testissä komponenttien resistanssiarvojen suuruudella ei ole käytännön merkitystä. Pääasia on, että laskentamenetelmät käyttävät samoja arvoja.

Sähköasemat ovat yhteydessä toisiinsa 100 km pituisilla johtimilla siten, että verkko muodostaan neliön. Sähköasemalta lähtevien johtimien kulma on täten  $90^\circ$ . Poikkeuksena on johdinväli A–C, jossa johdin on  $45^\circ$  kulmassa muihin samalta asemalta lähteviin

johtoihin nähden. Johdinvälin A–C pituudeksi saadaan Pythagoraan lauseella 141,42 km.

Kuten luvun 5.1.2 testistä huomattiin, Fingridin GIC-ohjelman koordinaattijärjestelmä aiheuttaa virhettä laskentatuloksiin. Koska halutaan testata pelkästään GI-virtojen laske- mista, laajennetun testiverkon sähköaseman koordinaatit on määritelty molemmille las- kentaohjelmille erikseen siten, että molemmille laskentaohjelmille saadaan sähköver- kosta neliönmuotoinen, jossa yhden sivun (johtimen) pituus olisi 100 km. Laajennettua testiverkkoa luodessa ongelmaksi kuitenkin muodostuu PSS/E:n GIC-moduulin käyt- tämä WGS84-koordinaattijärjestelmä, joka ottaa maapallon kaareutumisen huomioon. Pallopinnalle ei ole mahdollista piirtää kaksiulotteista testiverkkoa ilman, että jokin johti- men pituus tai johtimien välinen  $90^\circ$  kulma pääilmansuuntiin nähden olisi vääristynyt.

PSS/E:n GIC-moduulille on kuitenkin mahdollista syöttää lähtötietona johdolle indusoi- tuva jännite. Tämän myötä molemmille laskentaohjelmille saadaan yhteneväinen alkuti- lanne silmukkavirtojen laskemista varten. Edellisen luvun testien perusteella voidaan olettaa, että PSS/E:n GIC-moduuli laskee oikein johtimille indusoituneet jännitteet. Koska laajennettu testiverkko on muodoltaan neliö, johdinvälin A–C pituuden pysty- ja vaakasuuntaiset komponentit ovat molemmat 100 km. Täten vakiosähkökentän suunnan ollessa pohjoinen tai itä, indusoituu molemmissa tapauksissa johdinvälille A–C 100 V jännite. Myös johdinväleille A–B ja C–D sekä D–A ja B–C indusoituu 100 V:n jännite, kun sähkökenttä on johtimen kanssa samansuuntainen.

GI-virtojen laskemisen testaamista varten laajennetulla testiverkolla tehdään kaksi testiä siten, että ensimmäisessä testissä vakiosähkökentän suunta on pohjoinen ja toisessa itä. Molemmissa testeissä vakiosähkökentän voimakkuus on 1 V/km. Laajennetun testi- verkon GI-virrat voidaan laskea käsin käyttäen luvussa 4.1 läpi käytyä silmukkavirtame- netelmää tai vaihtoehtoisesti solmupistemenetelmää. Taulukossa 5.3 on esitetty testin 3 tulokset.

**Taulukko 5.3. Laajennetun testiverkon GI-virtojen laskennan tulokset.**

sähkökentän suunta pohjoinen 0°		GI-virran suuruus (A)		
GI-virta	komponentti	PSS/E GIC-moduuli	Fingridin GIC-ohjelma	Käsin laskettu
johtovälillä	A–B	10,43	10,43	10,44
	B–C	-1,71	-1,71	-1,71
	C–D	-16,99	-16,99	-17,00
	D–A	1,43	1,43	1,43
	A–C	8,23	8,23	8,23
muuntajan käämityksessä	A PM	-17,24	-17,24	-17,24
	B PM	12,14	12,14	12,14
	C PM1	11,62	11,62	11,62
	C PM2	11,90	11,90	11,90
	D PM1	-7,59	-7,59	-7,59
	D PM2	-10,83	-10,83	-10,84
sähkökentän suunta itä 90°		GI-virran suuruus (A)		
GI-virta	komponentti	PSS/E GIC-moduuli	Fingridin GIC-ohjelma	Käsin laskettu
johtovälillä	A–B	0,58	0,58	0,57
	B–C	18,17	18,17	18,17
	C–D	3,92	3,92	3,92
	D–A	-8,58	-8,58	-8,58
	A–C	8,44	8,44	8,44
muuntajan käämityksessä	A PM	-17,59	-17,59	-17,60
	B PM	-17,60	-17,60	-17,60
	C PM1	11,21	11,21	11,21
	C PM2	11,48	11,48	11,48
	D PM1	5,15	5,15	5,15
	D PM2	7,35	7,35	7,35

Taulukon 5.3 tuloksista nähdään, että molemmat laskentaohjelmat antavat samat tulokset verkon GI-virroille. Ohjelmien ja käsin laskettujen GI-virtojen välillä on muutamassa kohdassa vain marginaalinen ero, joten voidaan olettaa, että molemmat laskentaohjelmat osaavat laskea GI-virrat oikein myös laajemmissa verkoissa kuin mitä lukujen 5.1.1 ja 5.1.2 testeissä käytettiin.

## 5.2 Todellisen verkon simulointi

Todellisen verkon GI-virtojen laskemista varten käytetään Fingridin 400 kV ja 220 kV voimajärjestelmää ja verkkotilanne on tammikuun 2019 mukainen. Testissä käytetään luvun 3.3.1 mukaista epätarkempaa verkkomallia.

Todellisen verkon simulointi tehtiin Fingridin GIC-ohjelmalla ja PSS/E:n GIC-moduulilla. Testissä tehdään kaksi simulointia, joissa molemmissa käytetään vakiosähkökenttää, jonka voimakkuus on 2 V/km. Testit tehdään vakiosähkökentän suunnilla pohjoinen eli 0° ja itä eli 90°. Tulokset ovat ilmoitettu taulukossa 5.4.

**Taulukko 5.4.** Suomen 400 kV ja 220 kV voimajärjestelmien GI-virtojen laskennan tulokset muutamalta sähköaseman muuntajalta. Taulukon prosentuaaliset erot ovat laskettu PSS/E:n GIC-moduulin tuloksien suhde Fingridin GIC-ohjelman (FG) tuloksiin.

Vakiosähkökentän voimakkuus on 2 V/km		Vakiosähkökentän suunta 0°			Vakiosähkökentän suunta 90°		
		GI-virta (A)			GI-virta (A)		
Sähköasema	Päämuuntaja	PSS/E	FG	ero (%)	PSS/E	FG	ero (%)
Alajärvi	PM	85,5	83,9	1,9	7,9	12,0	-34,2
Anttila	PM1	14,8	15,6	-5,1	7,5	7,0	7,1
	PM2	20,9	22,1	-5,4	10,7	10,0	7,0
Alapitkä	PM1	44,9	44,3	1,4	17,6	17,2	2,3
	PM2	46,3	45,7	1,3	18,2	17,8	2,2
Hikiä	PM1	11,6	12,8	-9,4	18,7	18,3	2,2
	PM2	11,7	12,9	-9,3	18,8	18,4	2,2
Inkoo	PM	62,2	62,6	-0,6	8,2	11,1	-26,1
Loviisa	10AT01	18,1	18,9	-4,2	16,7	16,5	1,2
	10AT02	18,1	18,9	-4,2	16,7	16,5	1,2
	20AT01	18,1	18,9	-4,2	16,7	16,5	1,2
	20AT02	18,1	18,9	-4,2	16,7	16,5	1,2
Olkiluoto	OL1 PM	0,9	5,0	-82,0	91,6	92,2	-0,7
	OL2 PM	3,6	9,7	-62,9	94,1	94,4	-0,3
Pirttikoski	ACT2	8,8	8,5	3,5	25,5	25,4	0,4
	ADT2(220 kV)	26,7	26,0	2,7	4,9	5,5	-10,9
	ACT3	8,8	8,5	3,5	25,5	25,4	0,4
	ADT3(220 kV)	26,7	26,0	2,7	4,9	5,5	-10,9
	PM1	3,9	3,8	2,6	11,3	11,3	0,0
	PM2	3,9	3,8	2,6	11,3	11,3	0,0
Pikkarala	PM1	4,6	4,5	2,2	6,2	6,2	0,0
	PM2	3,1	3,0	3,3	4,2	4,2	0,0
Pyhänselkä	ACT1	2,4	2,9	-17,2	15,2	15,2	0,0
	ADT1(220kV)	42,4	41,6	1,9	13,3	12,4	7,3
Petäjäsoski	ACT3	7,6	7,4	2,7	5,2	4,7	10,6
	ADT3(220kV)	19,7	19,5	1,0	2,1	2,2	-4,5
	PM1	6,3	6,1	3,3	4,3	3,9	10,3
	PM2	7,3	7,1	2,8	5,0	4,5	11,1
	PM2(220 kV)	18,6	18,5	0,5	2,0	2,1	-4,8
Rauma	PM1	5,2	2,7	92,6	53,0	53,2	-0,4
	PM2	5,5	2,9	89,7	55,8	56,0	-0,4
	PM3	3,8	2,0	90,0	38,8	39,0	-0,5
Ulvila	PM1 ja PM2	8,1	10,0	-19,0	44,3	43,6	1,6
Taivalkoski	2.PM1	17,9	17,5	2,3	11,4	11,9	-4,2
	2.PM2	17,9	17,5	2,3	11,4	11,9	-4,2
Toivila	PM1	17,5	16,2	8,0	17,7	18,5	-4,3
	PM2	17,9	16,6	7,8	18,1	18,9	-4,2

Taulukossa 5.4 on ilmoitettu GI-virtojen suuruudet muutamien 400 kV:n ja 220 kV:n sähköasemien muuntajien lävitse. Eroja tarkastellessa prosenttiarvojen tarkastelu on mielekkäämpää absoluuttisten virta-arvoerojen sijaan, sillä vakiosähkökentän voimakkuutta kasvattamalla absoluuttisten virta-arvoerojen lukuarvot muuttuvat. Tällöin kuitenkin prosentuaaliset erot pysyvät samoina. Taulukon 5.4 laskentaohjelmien prosentuaalisista eroista huomataan, että monella sähköasemalla ero on alle 10 %, mutta paikoittain erot ovat hyvinkin suuria. Esimerkiksi Rauman päämuuntajilla pohjoissuuntaisella sähkökentällä laskentaohjelmien GI-virtojen arvot eroavat noin 90 % toisistaan. Huomattavaa on myös se, että tietyn muuntajan GI-virtojen prosentuaalinen ero riippuu vakiosähkökentän suunnasta. Raumalla itäsuuntaisella vakiosähkökentällä prosentuaalinen ero on vain enää -0,4 %. Tuloksista nähdäänkin, että molemmat laskentaohjelmat antavat hyvin saman suuriset tulokset suuremmille GI-virroille ja pienemmissä GI-virroissa prosentuaaliset erot voivat olla suuria.

Taulukon 5.4 tuloksista, kun vakiosähkökentän suunta on pohjoinen, niin PSS/E:n GIC-moduulin ja Fingridin GIC-ohjelman tuottamien GI-virtojen erojen keskiarvo on -0,1 A ja GI-virtaerojen keskihajonta on 1,6 A. Vakiosähkökentän suunnan ollessa itä, niin GI-virtaerojen keskiarvo on -0,2 A ja GI-virtaerojen keskihajonta on 0,9 A. Tarkastellaan vielä laskentaohjelmien GI-virtaeroja siten, että lasketaan jokaisen sähköaseman muuntajien GI-virrat yhteen ja tämän jälkeen lasketaan jokaisella sähköasemalla vaikuttavien GI-virtojen erot PSS/E:n GIC-moduulin ja Fingridin GIC-ohjelman välillä. Tällöin pohjoissuuntaisella vakiosähkökentällä sähköasemien GI-virtojen erojen keskiarvoksi saadaan -0,2 A ja erojen keskihajonnaksi 3,7 A. Vakiosähkökentän suunnan ollessa itä, saadaan sähköasemien GI-virtaerojen keskiarvoksi -0,38 A ja erojen keskihajonnaksi 1,6 A.

Luvun 5.1 testien perusteella voidaan tehdä johtopäätös, että taulukon 5.4 laskentaohjelmien GI-virtojen eroavaisuuksien syynä on erot laskentaohjelmien käyttämissä koordinaattijärjestelmissä. PSS/E:n GIC-moduulin käyttämä WGS84-koordinaattijärjestelmä ottaa huomioon maapallon kaarevuuden ja täten Fingridin GIC-ohjelman käyttämä taso-projektioon perustuva YKJ-koordinaattijärjestelmä aiheuttaa koko Suomen GI-virtojen laskennassa paikoittain merkittäviä virheitä GI-virtoihin.

Huomattavaa on myös, että Fingridin GIC-ohjelman verkkomallin sähköasemien koordinaatit on ilmoitettu epätarkemmin kuin PSS/E:n GIC-moduulin. Fingridin GIC-ohjelman sähköasemien koordinaatit on ilmoitettu yhden kilometrin tarkkuudella, jolloin pahimmassa tapauksessa sähköaseman sijainnilla voi olla virhettä noin 707 metriä. PSS/E:n GIC-moduulin verkkomallissa sähköasemien tarkkuudet ovat ilmoitettu kuudella desimaalilla.

## **6. GEOMAGNEETTISESTI INDUSOITUNEET VIR- RAT SUOMEN KANTAVERKOSSA**

Tässä luvussa tutkitaan tarkemmin PSS/E:n GIC-moduulin toiminnallisuuksia ja tehdään riskianalyysi Suomen kantaverkon GI-virtojen vaikutuksille. Luvun päätarkoituksena on osoittaa minkälaisiin tarkasteluihin PSS/E:n GIC-moduuli kykenee. Luvussa 6.1.1 vertaillaan luvussa 3.3.1 määritettyä epätarkkaa ja tarkkaa verkkomallia. Tämän jälkeen lasketaan Suomen kantaverkon GI-virrat eri vakiosähkökentän suunnilla. Luvussa 6.2 selvitetään GI-virtojen aiheuttamat loistehohäviöt Suomen kantaverkossa sekä selvitetään millä sähkökentän voimakkuudella jännitestabiilius vaarantuu. Luvussa 6.3 tarkastellaan GI-virtojen aikasarjan laskemista PSS/E:n GIC-moduulilla.

### **6.1 Geomagneettisesti indusoituneiden virtojen suuruudet**

Suomen kantaverkon GI-virtoja tarkastellaan vakiosähkökentällä, jonka suuntaa muunnellaan. Laskenta tehdään sähkökentän voimakkuudella 1 V/km, sillä tämän sähkökentän voimakkuuden aiheuttamat GI-virrat on helppo skaalata mihinkä tahansa sähkökentän voimakkuuteen kertomalla 1 V/km sähkökentän aiheuttamat GI-virtojen arvot halutun sähkökentän voimakkuudella. Lisäksi tuloksista voidaan määrittää minkä tahansa vakiosähkökentän suunnan aiheuttamat GI-virrat luvun 4.3.2 yhtälön (13) mukaisesti, koska GI-virrat on laskettu pohjois- ja itäsuuntaisilla vakiosähkökentillä.

#### **6.1.1 Tarkan ja epätarkan verkkomallin vertailu**

Luvussa 3.3.1 määritettiin Suomen kantaverkolle epätarkka ja tarkka verkkomalli, joiden eroavaisuudet syntyvät komponenttien resistanssiarvojen suuruuksista. Taulukossa 6.1 on esitetty näitä kahta verkkomallia käyttäen GI-virtojen itseisarvot sähköasemilla.

**Taulukko 6.1.** Sähköasemien maadoitusten läpi menevät GI-virtojen itseisarvot tarkassa ja epätarkassa verkkomallissa, kun vakiosähkökentän voimakkuus on 1 V/km ja suunta pohjoinen eli 0°.

GI-virta (A)			GI-virta (A)		
Sähköasema	Tarkka	Epätarkka	Sähköasema	Tarkka	Epätarkka
ALAJÄRVI	43,43	42,73	OLKILUOTO	1,00	1,37
ALAPITKÄ	47,16	45,60	OSSAUSKOSKI	9,98	9,27
ANTTILA	18,52	17,85	PETAJÄSKOSKI	8,73	8,50
ESPOO	21,84	22,87	PETÄJÄVESI	32,80	31,76
FORSSA	8,20	7,79	PIKKARALA	4,64	3,86
HAAPAVEDEN VL	1,52	1,25	PIRTTIKOSKI	13,08	13,97
HIKIÄ	12,59	11,66	PYHÄKOSKI	15,60	15,33
HUUTOKOSKI	25,47	24,90	PYHÄNSELKA	20,86	19,98
INKOO	32,36	31,12	RAUMA	7,93	7,29
ISOKANGAS	13,63	13,68	SALO	20,52	19,66
ISONIEMI	17,13	16,91	SEINÄJOKI	35,60	35,59
IVALO	9,06	8,43	SEITAKORVA	2,65	2,61
JYLKKÄ	17,56	16,33	SEITENOIKEA	3,11	3,38
JÄMSÄ	41,90	40,02	SELLEE	14,68	14,13
KANGASALA	4,62	4,63	TAIVALKOSKI	18,51	17,92
KEMINMAA	9,48	9,20	TAMMISTO	22,23	21,41
KEULAKKOPÄÄ	12,40	11,91	TOIVILA	18,05	17,68
KOKKOSNIVA	3,29	2,92	TUOVILA	47,50	45,11
KOPULA	18,65	17,69	ULVILA	5,13	4,06
KORIA	4,13	3,68	UTANEN	13,60	12,68
KRISTINESTAD	24,99	22,93	VAJUKOSKI	9,94	9,76
KYMI	12,38	11,74	VALAJASKOSKI	0,45	0,15
LAVIANVUORI	0,78	0,75	VANTTAUSKOSKI	7,48	7,00
LIETO	15,80	16,73	VARANGERBOTN	32,32	32,84
LOVIISA	37,47	36,19	VIHTAVUORI	23,43	22,83
LÄNSISALMI	22,85	22,03	VIIPURI	20,07	19,50
MERI-PORI	9,92	9,79	VISULAHTI	10,58	10,29
NUOJUA	19,30	17,97	YLLIKKÄLÄ	7,10	6,72
NURMIJÄRVI	15,02	14,33	<b>Summa</b>	<b>949,06</b>	<b>918,25</b>

Tarkan ja epätarkan verkkomallin vertailussa voidaan olettaa, että tarkempi verkkomalli aiheuttaa suuremmat GI-virrat sähköverkkoon, sillä tasavirtaresistanssit ovat pienempiä kuin vaihtovirtaresistanssit. Tämän myötä voidaan tarkastella taulukon 6.1 sähköasemien GI-virtojen summia. Taulukon 6.1 tarkan ja epätarkan verkkomallin sähköasemien GI-virtojen summien eroksi saadaan 3,35 %. Sähköasemilla vaikuttavien GI-virtaerojen

keskiarvo on 0,54 ja keskihajonta GI-virtaeroille on 0,65. Tehdään sama testi vielä, kun vakiosähkökentän suuruus on 1 V/km ja suunta itä eli 90°. Tästä testistä saadaan sähköasemien GI-virtojen summien eroksi 4,69 % ja sähköasemien GI-virtaerojen keskiarvo on 0,74 ja keskihajonta näille GI-virtaeroille on 1,01.

Tarkan ja epätarkan verkkomallin GI-virtojen prosentuaalisista eroista voidaan päätellä, että GI-virrat voivat olla keskimäärin noin 5 % suurempia, kun käytetään tarkkaa verkkomallia. Yksittäisillä sähköasemilla erot ovat kuitenkin suurempia. Kun vakiosähkökentän suunta on pohjoinen, niin Tuovilan sähköasemalla havaitaan suurin GI-virtaero tarkan ja epätarkan verkkomallin välillä. Tuovilan sähköasemalla GI-virtaero on 2,39 A ja prosentuaalinen ero on 5,30 %. Suurin prosentuaalinen ero havaitaan kuitenkin Valajaskosken sähköasemalla, jossa tarkan ja epätarkan verkkomallin tuottamilla GI-virroilla on eroa 206,22 %. Valaskoskella GI-virtojen arvot ovat kuitenkin suhteellisen pienet. Kun vakiosähkökentän suunta on itä, niin Ulvilan sähköasemalla havaitaan suurin ero GI-virroissa tarkan ja epätarkan verkkomallin välillä. Ulvilan sähköasemalla GI-virtaero on 4,91 A ja prosentuaalinen ero on 22,18 %. Suurin prosentuaalinen ero GI-virroissa 64,75 % on Nuojuan sähköasemalla, jossa kuitenkin GI-virtojen arvot ovat tällä vakiosähkökentän suunnalla suhteellisen pieniä. Itäsuuntaisen vakiosähkökentän aiheuttamat GI-virrat on ilmoitettu liitteessä A.

Tarkan ja epätarkan verkkomallin tuottamista GI-virroista voidaan myös päätellä, että GI-virtaerot sähköasemilla vaihtelevat paljon tarkan ja epätarkan verkkomallin välillä. Tähän on syynä se, että GI-virtaerojen keskihajonnat ovat suurempia kuin GI-virtaerojen keskiarvot. Vaikka keskimäärin tarkan ja epätarkan verkkomallin tuottamilla GI-virroilla ei ole kovin suurta eroa, niin tämän luvun seuraavissa testeissä käytetään tarkempaa verkkomallia, jotta tulokset olisivat mahdollisimman oikeita.

### **6.1.2 Riskialttiit sähköasemat ja muuntajat**

Kuvassa 6.1 on esitetty Suomen kantaverkon GI-virrat sähköasemilla eri vakiosähkökentän suuruuksilla.

Vakiosähkökentän voimakkuus 1 V/km

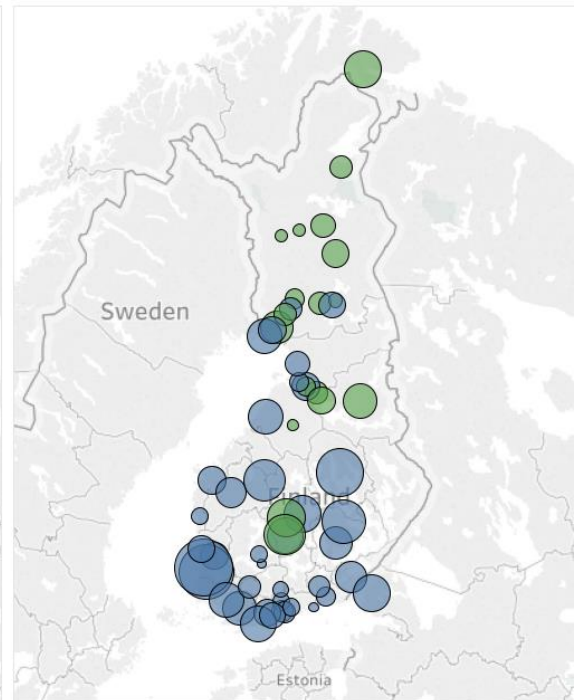
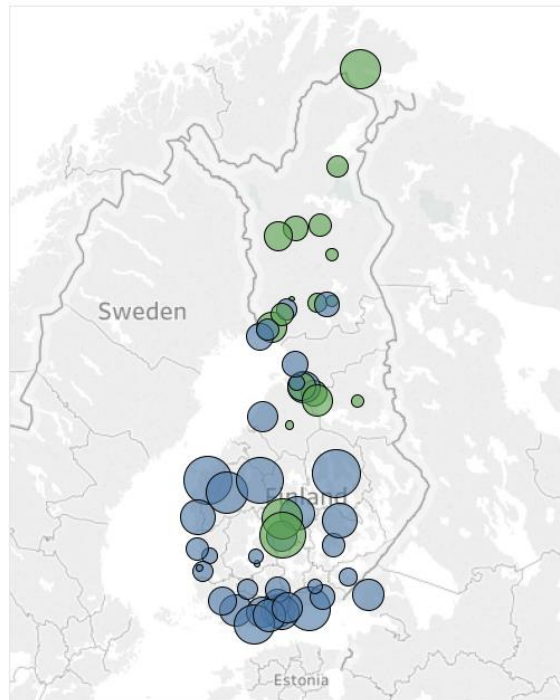
Itseisarvo 3-vaiheisesta GI-virrasta sähköasemalla (A)

Vakiosähkökentän suunta:



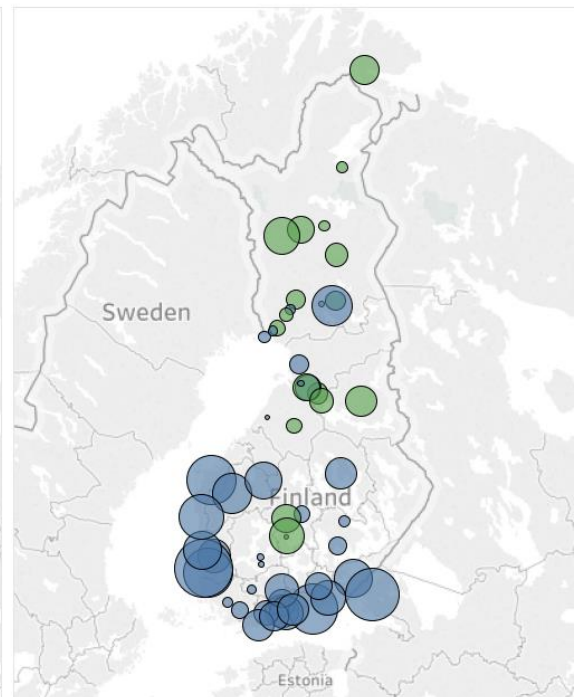
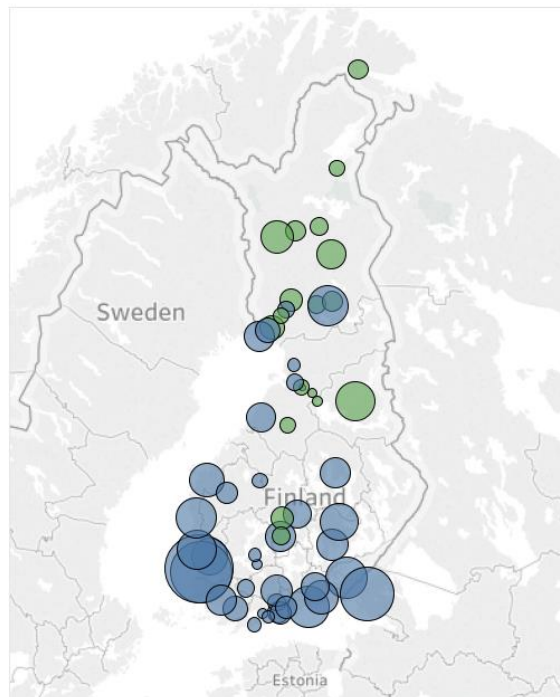
0° tai 180°

45° tai 225°



90° tai 270°

135° tai 315°



**Kuva 6.1.** Suomen kantaverkon GI-virtojen suuruudet sähköasemilla eri suuntaisilla 1 V/km-suuruuisilla vakiosähkökentän arvoilla. Siniset ympyrät kuvaavat 400 kV:n sähköasemia ja vihreät 220 kV:n sähköasemia.

Kuvasta 6.1 huomataan, että vakiosähkökentän suunta vaikuttaa eri alueiden sähköasemien GI-virtoihin. Kuvan 6.1 suurimmat GI-virrat ovat Olkiluodossa, kun vakiosähkökentän suunta on 90°.

Taulukossa 6.2 on ilmoitettu suuruusjärjestyksessä Suomen kantaverkon 25 muuntajan läpi kulkevat GI-virrat, kun vakiosähkökentän voimakkuus on 1 V/km.

**Taulukko 6.2.** Muuntajien GI-virrat suuruusjärjestyksessä Suomen kantaverkon 25 muuntajalle. GI-virrat laskettu vakiosähkökentän voimakkuudella 1 V/km.

Sähköasema	Muuntaja	3-vaiheinen GI-virta (A)	Vakiosähkökentän suunta (°)
TUOVILA	ACT2	-52,86	150
OLKILUOTO 2	PM3	-48,36	90
OLKILUOTO 1	PM2	-47,05	90
ALAJÄRVI	ACT3	43,56	10
SEINÄJOKI	1.PM1	-36,75	160
PETÄJÄVESI	ACT1	-34,23	20
INKOO	ACT1	-32,57	10
SEITENOIKEA	ADT1	30,29	81
RAUMA	1.PM1	-29,86	81
VIHTAVUORI	ACT1	28,33	30
ISONIEMI	ADT1	-27,30	130
RAUMA	1.PM2	-26,84	81
KYMI	ACT1	26,28	120
ALAPITKÄ	1.PM2	25,51	20
ALAPITKÄ	1.PM1	25,30	20
SALO	ACT1	-24,07	30
SELLEE	ACT1	-23,83	50
KRISTINESTAD	ACT2	-23,39	130
VISULAHTI	ACT1	22,55	60
JÄMSÄ	2.PM1	-21,37	10
JÄMSÄ	2.PM3	-21,06	10
RAUMA	1.PM3	-19,91	81
NUOJUA	2.TVM1	19,39	10
HUUTOKOSKI	ACT2	19,34	50
HUUTOKOSKI	ACT1	19,07	50

Taulukon 6.2 oikeinpuoleisin sarake kertoo millä vakiosähkökentän suunnalla saavutettiin tietyn muuntajan suurin GI-virta. Kyseinen vakiosähkökentän suunta vaikuttaa tällöin koko tarkasteltavassa sähköverkossa, joten taulukon 6.2 muuntajien GI-virrat eivät vaikuta samaan aikaan.

## 6.2 Loistehohäviöiden tarkastelu

Tässä luvussa selvitetään Suomen kantaverkon muuntajien loistehohäviöt GI-virtojen seurauksena sekä tutkitaan Suomen kantaverkon jännitestabiiliutta. Simuloinnissa käytetään koko verkossa vaikuttavaa vakiosähkökenttää, jonka voimakkuutta ja suuntaa muunnellaan.

### 6.2.1 Loistehohäviökertoimen määrittäminen

Muuntajan loistehohäviön suuruuteen vaikuttaa  $K_{\text{factor}}$ -kerroin luvun 4.3.3 yhtälön (14) mukaisesti. Tämän myötä  $K_{\text{factor}}$ -kertoimen suuruudella on merkittävä vaikutus muuntajan GI-virran aiheuttamaan loistehohäviöön. PSS/E käyttää vakiona taulukon 4.1 mukaisia  $K_{\text{factor}}$ :n arvoja.  $K_{\text{factor}}$ -kertoimet voidaan myös määrittää manuaalisesti jokaiselle eri muuntajalle. Kuvasta 2.8 pystytään määrittämään  $K_{\text{factor}}$  400 kV:n 3-vaiheiselle ja 5-pylväiselle muuntajalle kulmakertoimen avulla. Tulokseksi saadaan  $K_{\text{factor}} = 0,83$ , joka laskettiin seuraavasti: aluksi on laskettu kuvan 2.8 molempien muuntajien näennäistehohäviön (loistehohäviön) summakäyrän kulmakerroin, joka on jaettu kahdella, jotta saadaan yhden muuntajan kulmakerroin loistehon suhteesta GI-virran suuruuteen (Mvar/A). Saatu arvo kerrotaan vielä kolmella, jotta loistehohäviön laskennassa voidaan käyttää yksivaiheista GI-virtaa kolmivaiheisen sijaan.

PSS/E:n vastaava  $K_{\text{factor}}$  3-vaiheiselle 5-pylväiselle päämuuntajalle on taulukon 4.1 mukaan 0,66, joka on 400 kV:n jännitetasoon skaalattuna luvun 4.3.3 yhtälön (17) mukaisesti 0,528. Kuvasta 2.8 laskettu arvo 0,83 on noin 57 % suurempi kuin PSS/E:n GIC-moduulissa vakiona oleva arvo 0,528.

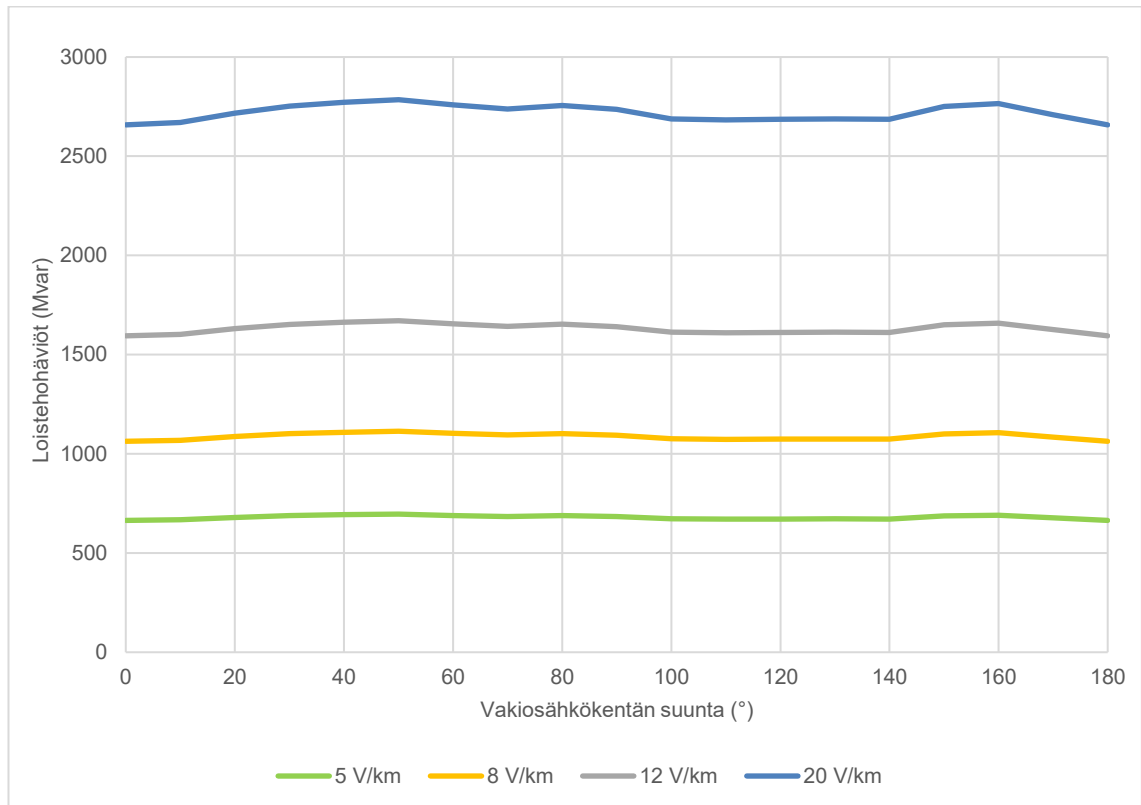
Suomen kantaverkon muuntajille lasketaan loistehohäviöt kolmella eri alkuasetelmalla käyttämällä eri  $K_{\text{factor}}$ -kertoimia. Ensiksi laskenta tehdään PSS/E:n vakiona olevilla  $K_{\text{factor}}$ -kertoimilla. Seuraavaksi itse määritetty  $K_{\text{factor}}$ -kerroin asetetaan pelkästään 400 kV:n 3-vaiheisille 5-pylväsmuuntajille ja muilla muuntajatyypeillä käytetään PSS/E:n vakioarvoja. Kolmas tarkastelu tehdään siten, että itse määritetty  $K_{\text{factor}}$ -kerroin asetetaan kaikille kantaverkon muuntajille.

### 6.2.2 Suomen kantaverkon loistehohäviöt

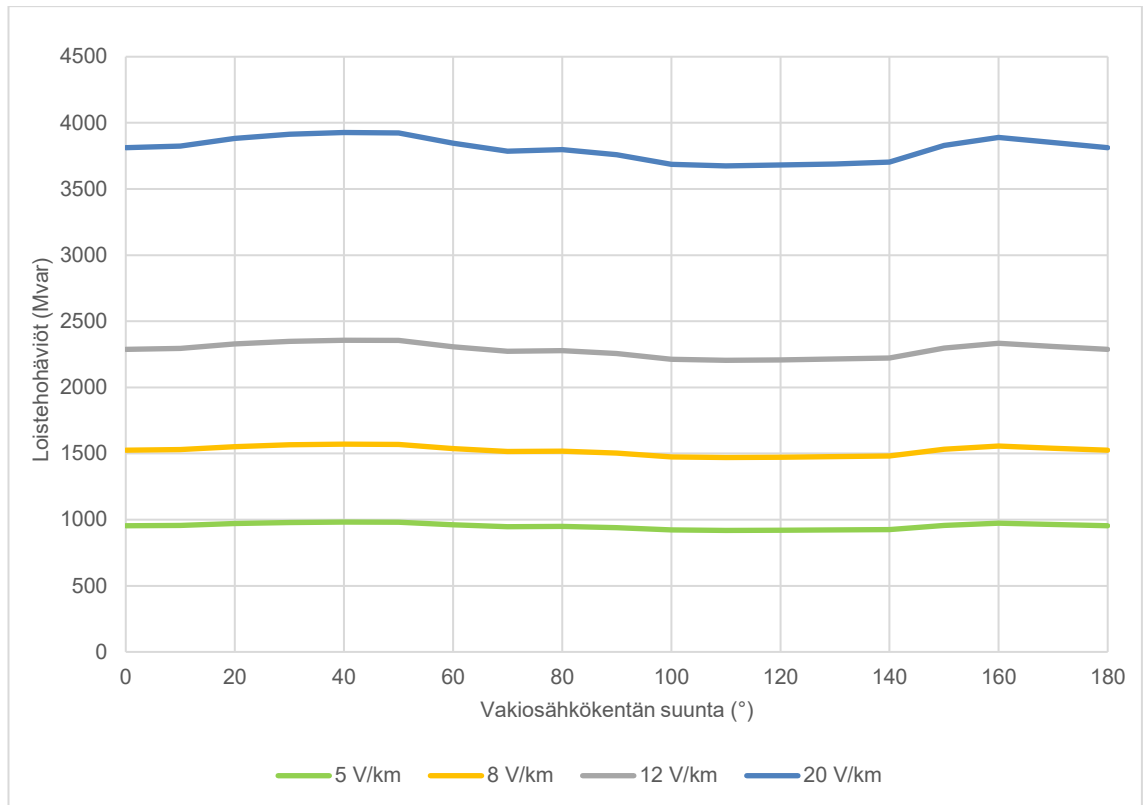
PSS/E:n GIC-moduuli mahdollistaa automatisoidun tarkastelun, jossa ohjelma käy kaikki valitun vakiosähkökentän voimakkuuden suunnat läpi ja etsii vakiosähkökentän suuntaa, joka tuottaa suurimmat GI-virrat eri muuntajille ja koko järjestelmän loistehohäviöt. Koko järjestelmän loistehohäviötä tarkastellaan eri vakiosähkökentän voimakkuuksilla ja jokai-

selle tilanteelle tehdään tehonlaskenta kasvaneiden loistehohäviöiden kanssa. Riskiarvioinnin kannalta vakiosähkökentän voimakkuuksien 5 V/km, 8 V/km, 12 V/km ja 20 V/km aiheuttamia loistehohäviöitä tarkastellaan yksityiskohtaisemmin. Näistä sähkökenttien voimakkuuksista on kerrottu enemmän luvussa 2.3.2.

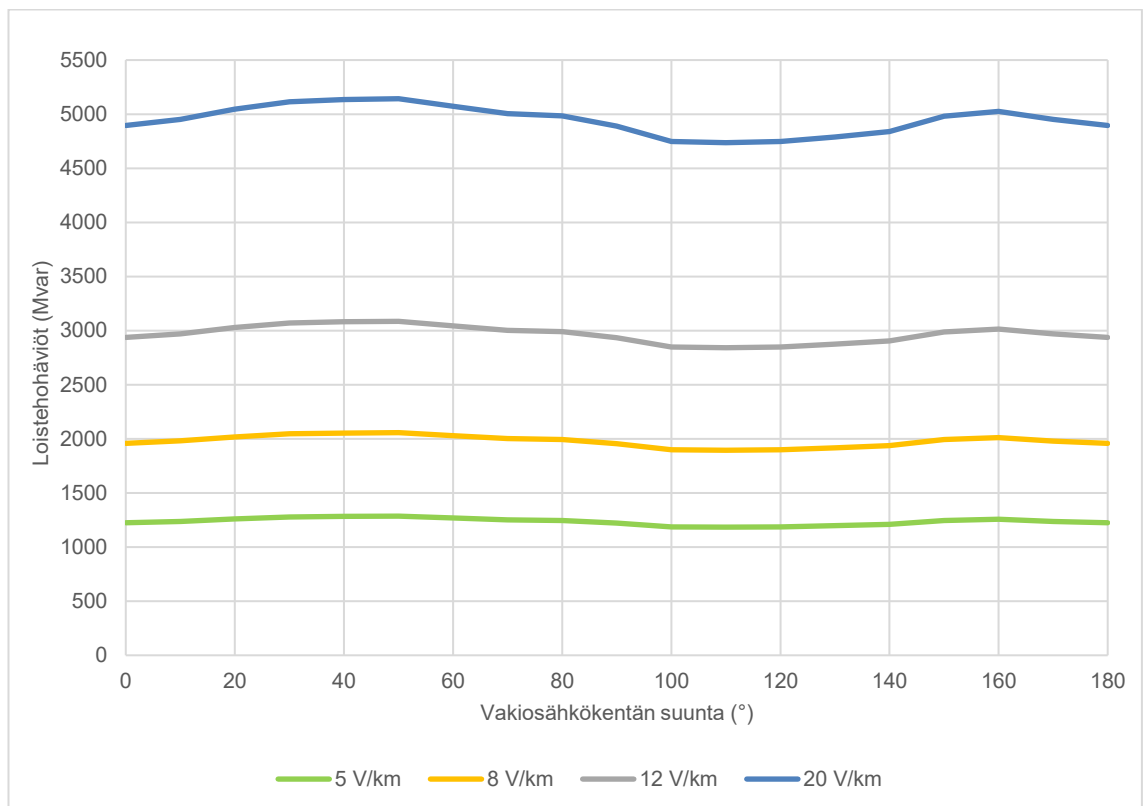
Kuvissa 6.2, 6.3 ja 6.4 on esitetty Suomen kantaverkon muuntajien loistehohäviöt GI-virtojen seurauksena eri vakiosähkökentän voimakkuuksilla ja suunnilla, kun muuntajilla käytetään eri  $K_{factor}$ -kertoimia.



**Kuva 6.2.** GI-virtojen aiheuttamat loistehohäviöt Suomen kantaverkossa, kun kaikilla muuntajilla käytetään PSS/E:n GIC-moduulissa vakiona olevia  $K_{factor}$ -kertoimia.



**Kuva 6.3.** GI-virtojen aiheuttamat loistehohäviöt Suomen kantaverkossa, kun itse määritettyä  $K_{factor}$ -kerrointa käytetään 400 kV:n 3-vaiheisilla 5-pylväsmuuntajilla.



**Kuva 6.4.** GI-virtojen aiheuttamat loistehohäviöt Suomen kantaverkossa, kun itse määritettyä  $K_{factor}$ -kerrointa käytetään kaikilla muuntajilla.

Kuvista 6.2, 6.3 ja 6.4 nähdään, että loistehohäviöiden määrä ei muutu paljoa vakiosähkökentän suunnan muuttuessa. Tietyn vakiosähkökentän voimakkuuden suuntien aiheuttamien suurimman ja pienimmän loistehohäviöiden välinen ero on kuvan 6.2 tuloksista 4,8 %. Sama ero kuvissa 6.3 ja 6.4 on 7,0 % ja 8,6 %.

Kuvien 6.2, 6.3 ja 6.4 saman vakiosähkökentän aiheuttamat loistehohäviöt eroavat kuitenkin paljon toisistaan ja suurimmat loistehohäviöt nähdään kuvassa 6.4 kun kaikilla muuntajilla käytetään itse määritettyä  $K_{\text{factor}}$ -kerrointa ja pienimmät loistehohäviöt nähdään kuvassa 6.2, kun kaikilla muuntajilla käytetään PSS/E:n GIC-moduulissa vakiona olevia  $K_{\text{factor}}$ -kertoimia.

### 6.2.3 Jännitestabiilius Suomen kantaverkossa

Kasvavien loistehohäviöiden tarkastelun kannalta on paljon merkitystä, millainen kulu-tilanne verkossa on tarkasteluhetkellä. Tämän vuoksi jännitestabiiliuden tarkasteluun valitaan pahin mahdollinen tilanne loistehohäviöiden kannalta. Fingridin verkon kannalta tällainen tilanne on silloin, kun Etelä-Suomessa kulutus on suurta, mutta suuri osa tehosta joudutaan siirtämään Pohjois-Suomesta ja Ruotsista. Tässä tilanteessa Etelä-Suomen kiskojännitteet ovat matalalla. Laskennan alkutilanteessa siirto Pohjois-Suomesta Etelä-Suomeen eli P1-leikkauksen siirto on 2980 MW ja Ruotsista vaihtosähköyhteyksillä tuodaan Pohjois-Suomeen tehoa 1572 MW.

Lisääntyneiden loistehohäviöiden vaikutusta kantaverkon toimintavarmuuteen voidaan analysoida tarkastelemalla kantaverkon kiskojännitteitä. PSS/E:n GIC-moduulilla on mahdollista tehdä tarkasteltavalle verkolle tehonjako, kun mukana ovat muuntajien lisääntyneet loistehohäviöt. Suomen jännitestabiiliutta arvioidaan siten, että voimajärjestelmä on vielä kunnossa, kun kiskojännitteet ovat ehjällä verkolla yli 0.9 pu, joka 400 kV:n jännitetasossa tarkoittaa 360 kV:n jännitettä.

Kun kantaverkon GI-virtojen aiheuttamien loistehojen laskennassa käytetään PSS/E:n GIC-moduulissa vakiona olevia  $K_{\text{factor}}$ -kertoimia, niin jännitestabiilius on kantaverkossa vielä kunnossa, kun vakiosähkökentän voimakkuus on 20 V/km. Tällöin suurimmat loistehohäviöt 2786 Mvar saadaan, kun vakiosähkökentän suunta on  $51^\circ$  tai  $231^\circ$ . Tässä tilanteessa matalin 400 kV:n järjestelmän kiskojännite 368,7 kV on Alapitkän sähköasemalla.

Kun loistehohäviöiden laskennassa käytetään itse määritettyä  $K_{\text{factor}}$ -kerrointa 3-vaiheisilla 5-pylväsmuuntajilla, niin Suomen kantaverkon jännitestabiilius vaarantuu, kun vakiosähkökentän voimakkuus on 15 V/km. Tällöin vakiosähkökentän suunnat  $43^\circ$  ja  $223^\circ$

aiheuttavat suurimmat loistehohäviöt 2950 Mvar. Matalin 400 kV:n kiskojännite havaitaan myös tällöin Alapitkän sähköaseman kiskossa, jossa kiskojännite on 360,3 kV.

Kun kaikilla muuntajilla käytetään itse määritettyä  $K_{\text{factor}}$ -kerrointa, niin Suomen kantaverkko kestäisi enintään vakiosähkökentän voimakkuuden 11 V/km. Tällöin vakiosähkökentän suunnat  $50^\circ$  ja  $230^\circ$  aiheuttavat 2829 Mvar loistehohäviöt Suomen kantaverkoon. Alapitkän sähköasemalla havaitaan matalin kiskojännite 368,6 kV. Jos loistehohäviöt lasketaan vakiosähkökentän voimakkuudella 12 V/km ja suunnalla  $50^\circ$  tai  $230^\circ$ , niin loistehohäviöt ovat yhteensä 3086 Mvar ja Alapitkän kiskojännite on 354,8 kV.

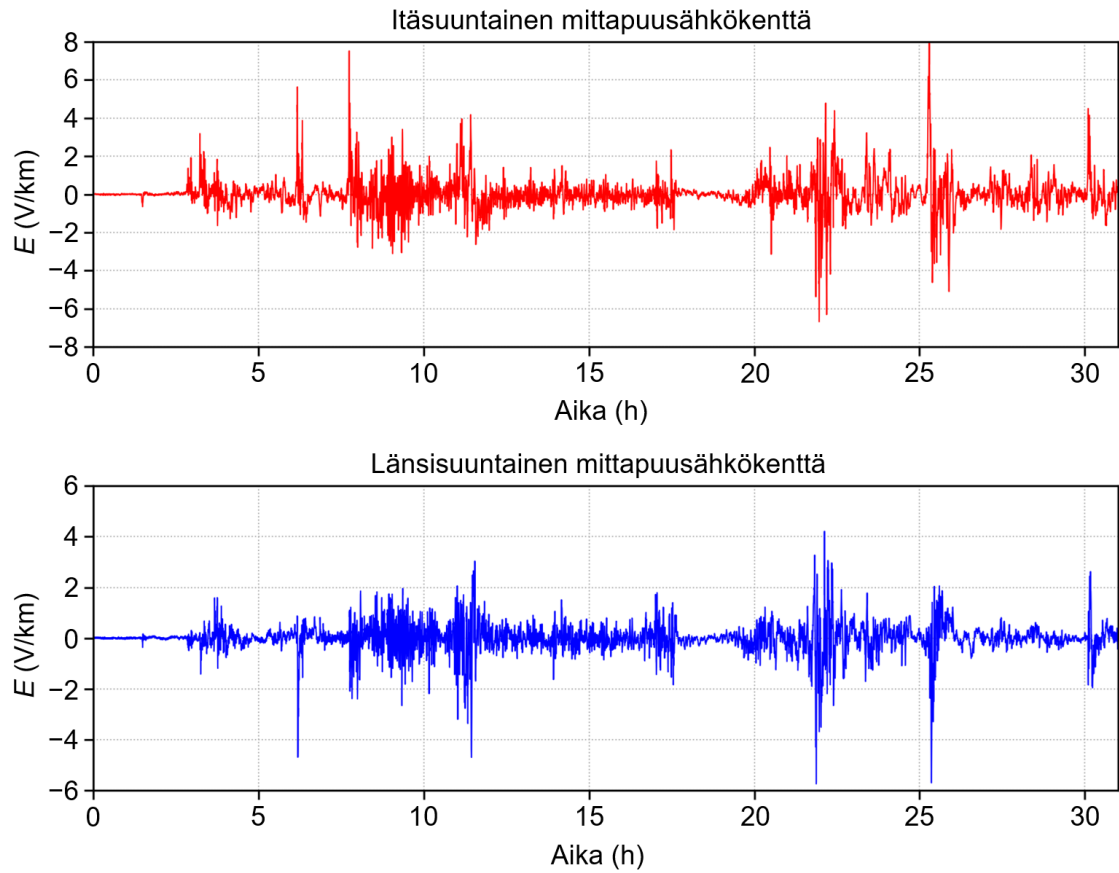
Tuloksista huomataan, että valitulla siirtotilanteella Alapitkän kiskojännite on kriittisin, kun tarkastellaan Suomen kantaverkon jännitestabiiliutta. Alkutilanteessa Alapitkän kiskojännite oli 396,0 kV. Valitulla alkutilanteella voi olla merkitystä kriittisimmän kiskojännitteen sijaintiin, joten toisella siirtotilanteella välttämättä Alapitkässä ei havaittaisi alhaisimpia kiskojännitteitä.

Loistehohäviöiden tarkastelussa ei otettu huomioon sitä, että jos Fingridin verkon alueella vaikuttaisi merkittävä geomagneettinen sähkökenttä, niin se todennäköisesti vaikuttaisi myös naapurimaiden sähköverkoissa. Voidaan kuitenkin olettaa, että naapurimaissa tapahtuvat loistehohäviöt kompensoidaan paikallisesti ja täten esimerkiksi Etelä-Ruotsissa tapahtuvat loistehohäviöt eivät vaikuta Suomen jännitestabiiliuteen.

### 6.3 Aikasarjan laskenta

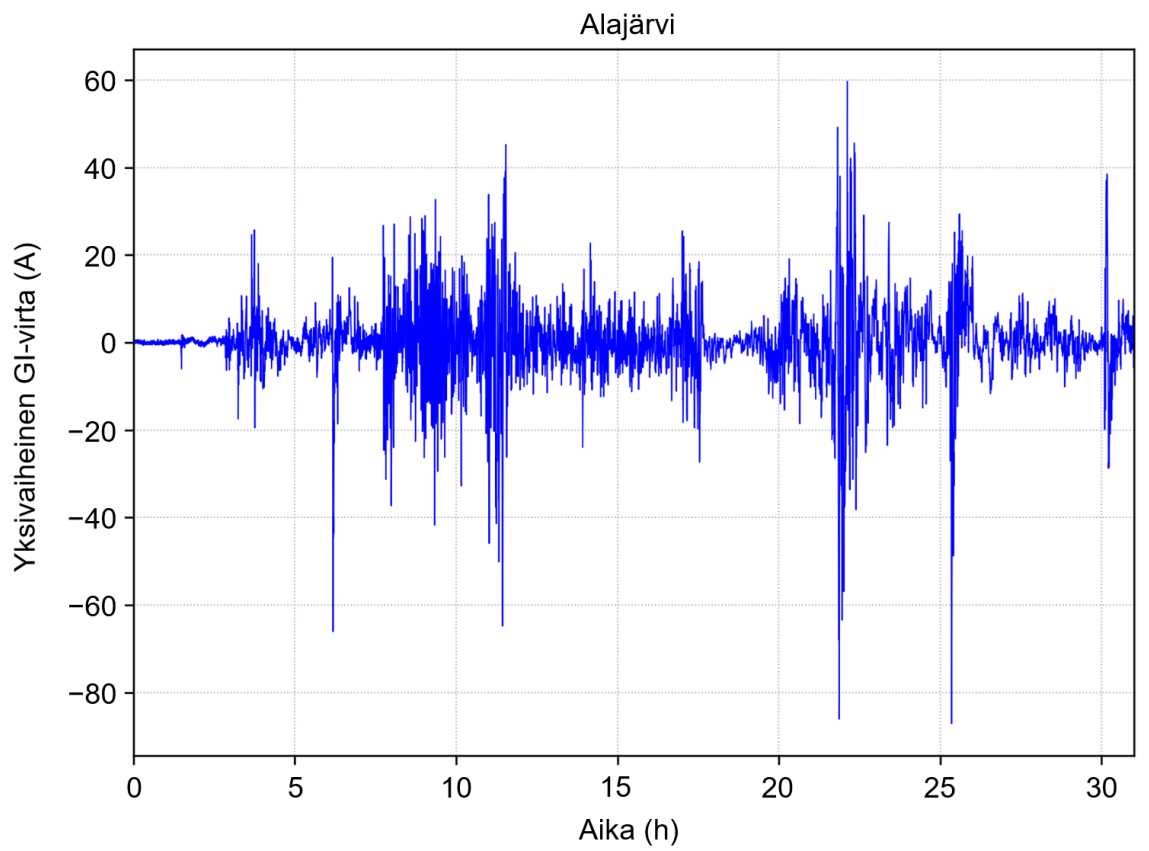
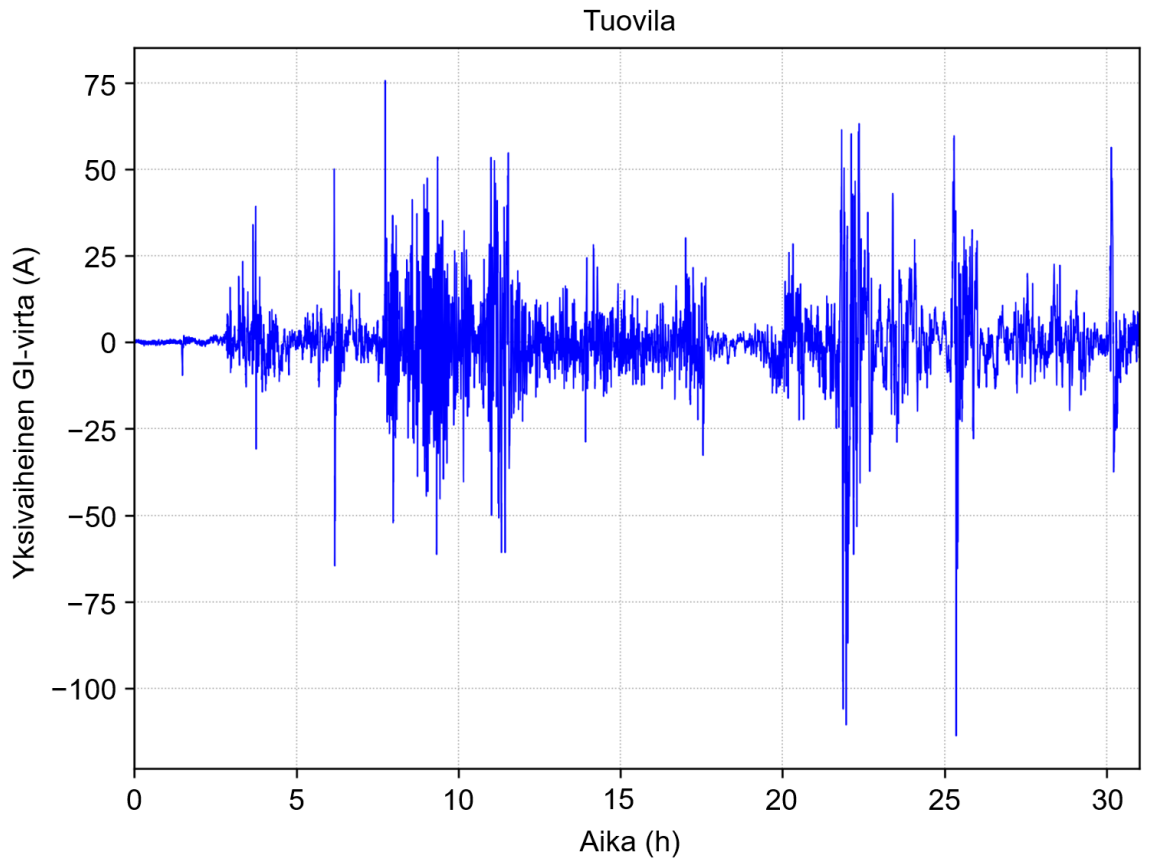
PSS/E:n GIC-moduulilla voidaan määrittää vakiosähkökentän aikasarja muuntajan termistä tarkastelua varten. Tässä luvussa tehdään GI-virtojen aikasarjalaskenta riskipitoisimmille Suomen kantaverkon muuntajille.

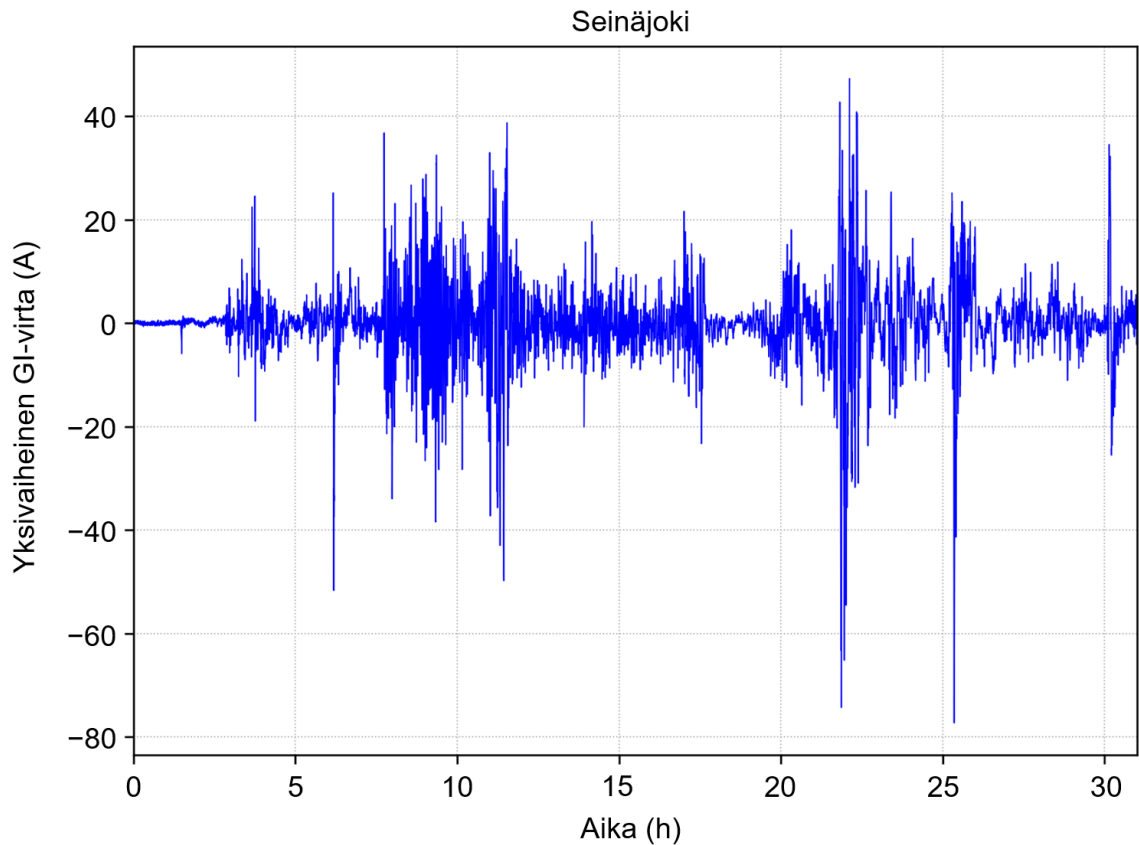
Luvussa 2.3.2 mainitussa NERC:n standardissa TPL-007 on määritetty myös mittapuutapahtuma, jossa vakiosähkökentän arvot muuttuvat ajan suhteen. Tämän avulla voidaan tarkastella halutun muuntajan läpi kulkevan GI-virran suuruutta eri ajan hetkillä. Mittapuutapahtuman käyrämuoto on määritetty Ottawan geomagneettisen observaation mittauksista vuodelta 1989. [14] Ajankohta on valittu sopimaan Quebecissa vuonna 1989 tapahtuneen suurhäiriön kanssa, josta on kerrottu luvussa 2.6. PSS/E:n GIC-moduulissa on valmiina aikasarja vakiosähkökentälle, joka on NERC:n tekemän standardin TPL-007 mukainen. Kuvassa 6.5 on esitetty PSS/E:n GIC-moduulilla muodostettu mittapuusähkökenttä ajan funktiona.



**Kuva 6.5.** NERC:n määrittämän mittapuutapahtuman itäsuuntaisen ja pohjoissuuntaisen sähkökentän voimakkuudet eri ajanhetkillä.

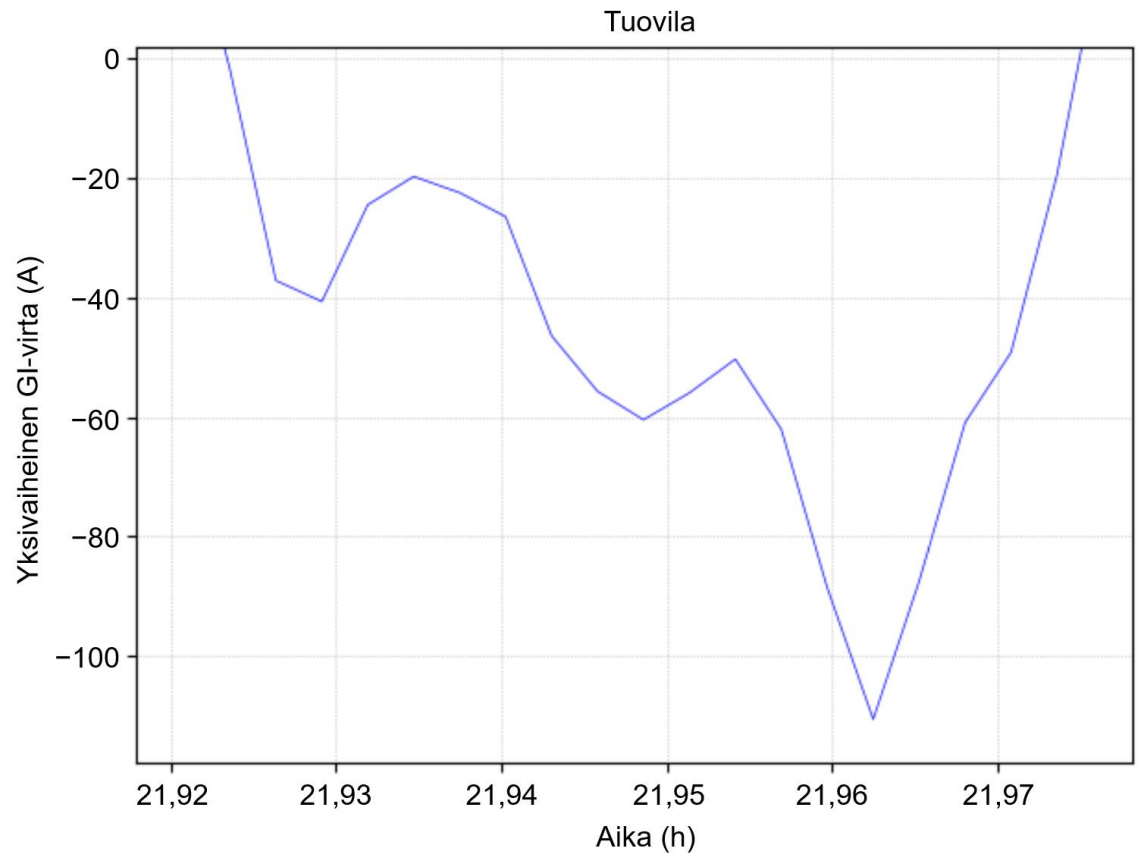
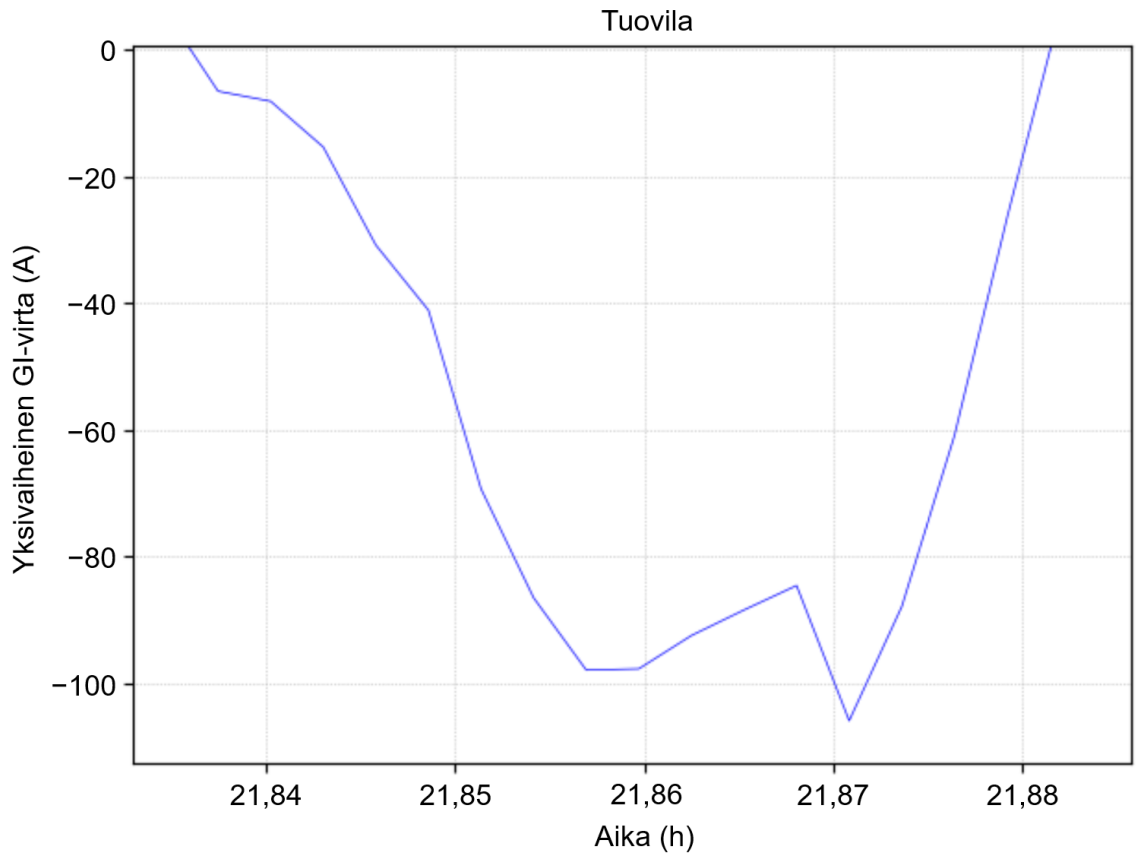
PSS/E:n GIC-moduulilla voidaan laskea halutun muuntajan GI-virrat ajan funktiona käyttäen kuvan 6.5 mukaista sähkökenttää. Kuvassa 6.6 on esitetty Fingridin kolme muuntajaa, joissa havaitaan suurimmat GI-virrat kuvan 6.5 mittapuutapahtuman seurauksena.

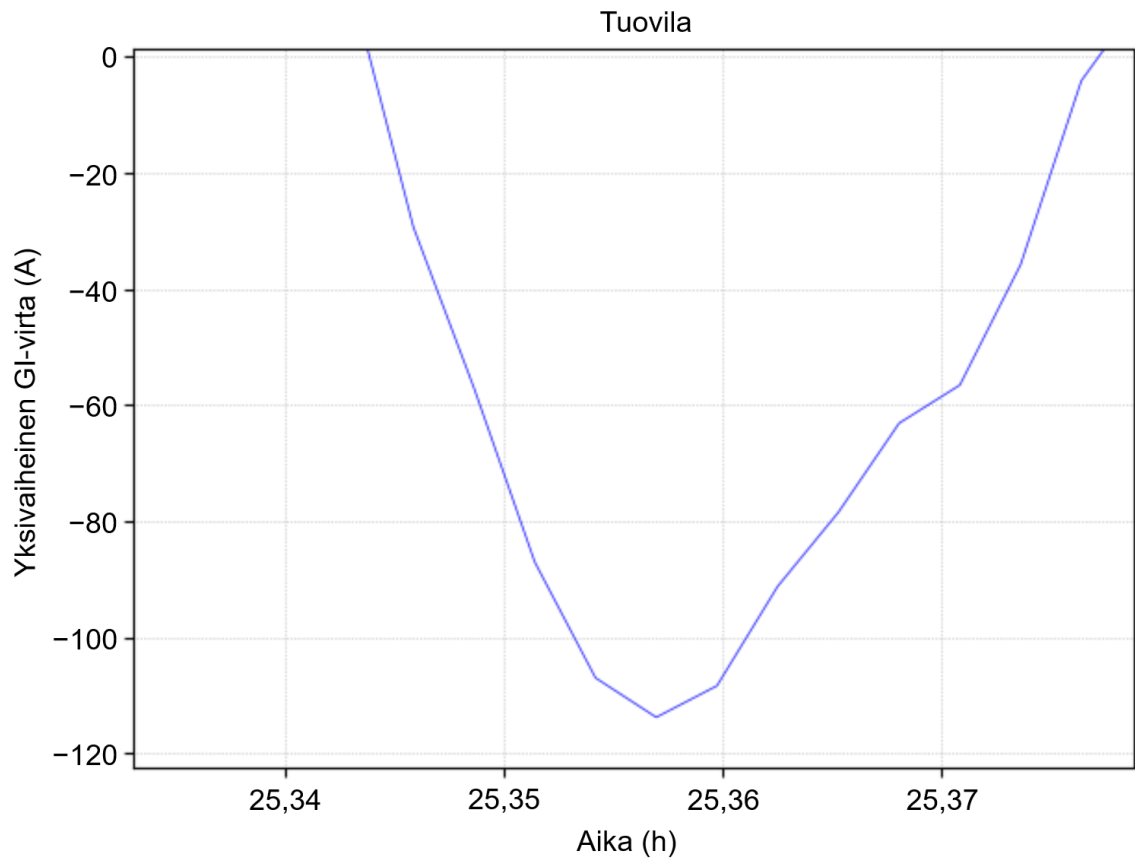




**Kuva 6.6.** Yksivaiheiset GI-virrat ajan funktiona Tuovilan, Alajärven ja Seinäjoen muuntajissa.

Kuvan 6.6 tuloksista huomataan, että muuntajien GI-virrat muuttuvat hyvin paljon ajan seurauksena ja suurimmat huiput GI-virroissa kestävät suhteellisen vähän aikaa. Kuvan 6.6 muuntajien lämpenemistä GI-virran seurauksena voidaan analysoida kuvan 2.11 avulla. Voidaan tehdä johtopäätös, että muuntajan lämpenemisen tarkastelussa on mielekästä tutkia yli 100 A:n yksivaiheisia GI-virtoja. Nähdään, että ainoastaan Tuovilan muuntajassa yksivaiheinen GI-virta käy hetkellisesti muutaman kerran yli 100 ampeerin. Kuvassa 6.7 on tarkennettu yli 100 A:n GI-virran ylitykset Tuovilan muuntajassa.





**Kuva 6.7.** Kuvan 6.6 Tuovilan muuntajan GI-virtahuiput.

Kuvasta 6.7 nähdään, että Tuovilan muuntajan pisin yli 100 A:n yksivaiheinen GI-virta kesti noin 28 sekuntia. Muuntajan kuumien pisteiden lämpötilaa ei kuitenkaan voida tämän testin perusteella selvittää, sillä tarkempi terminen analyysi vaatisi selvitystä, miten kuumien pisteiden lämpötilojen kasvu riippuu GI-virran suuruudesta ja kestosta. PSS/E:n GIC-moduulilla tätä ei ole mahdollista selvittää.

## 7. LASKENNAN KEHITTÄMINEN

Tässä luvussa käydään läpi, miten Suomen kantaverkon GI-virtojen laskentaa voidaan kehittää Fingridillä. Ensiksi tarkastellaan mihin GI-virtojen laskentaa tarvitaan Fingridillä, minkä jälkeen selvitetään yleiset GI-virtojen laskentaan liittyvät epätarkkuustekijät. Seuraavaksi analysoidaan Fingridin GIC-ohjelman ja PSS/E:n GIC-moduulin soveltuvuutta Fingridin tarpeisiin. Tämän jälkeen pohditaan molempien laskentaohjelmien kehityskohteita, jotta tarvittavat ominaisuudet voitaisiin saavuttaa. Seuraavaksi tarkastellaan vaihtoehtoisia laskentaohjelmia ja annetaan suositus tulevaisuuden laskennan tekotavasta Fingridillä. Lopuksi selvitetään jatkotutkimuskohteet GI-virtoihin liittyen.

### 7.1 Laskennan tarve Fingridillä

GI-virtojen laskennan tarve Fingridillä voidaan jakaa kahteen osaan: riskianalyyysien tekemiseen sekä todellisten tilanteiden laskentaan. Riskianalyyysissä GI-virtoja lasketaan eri suuruksilla lähtöarvoilla, jotta saadaan selvitettyä tarkasteltavan sähköverkon kestoisuus GI-virtojen aiheuttamille seurauksille. Tämän tyyppistä selvitystä tehtiin luvussa 6.

Toinen tarve liittyy todellisten geomagneettisten myrskyjen aiheuttamien GI-virtojen laskentaan. Jos GI-virrat aiheuttaisivat Fingridin verkossa jonkin häiriön, sitä voitaisiin mallintaa laskemalla häiriöhetken GI-virrat Ilmatieteen laitokselta saatavan sähkökenttädatan avulla.

### 7.2 Laskennan lähtötietojen epätarkkuustekijät

GI-virtojen mallintamisessa on paljon eri tekijöitä, jotka aiheuttavat epätarkkuutta laskentaan. Tässä luvussa käsitellään GI-virtojen laskennan lähtötietojen epätarkkuustekijöitä. Nämä epätarkkuustekijät ovat täten riippumattomia käytetystä laskentaohjelmasta. Lähtötietojen epätarkkuudet liittyvät todellisen tilanteen sähkökenttätietoihin ja laskennassa käytettyyn verkkomalliin.

#### 7.2.1 Sähkökenttätieto todellisille tilanteille

Fingridin on mahdollista mallintaa todellisten geomagneettisten myrskyjen aiheuttamia GI-virtoja Ilmatieteen laitokselta saatavalta datalla. Ilmatieteen laitokselta on mahdollista saada tiedot Suomen yllä vaikuttavasta magneettikentästä tai tästä magneettikentästä lasketusta sähkökentästä. Ilmatieteen laitos käyttää melko epätarkkaa maan johtavuus-

mallia Suomelle, jonka myötä magneettikenttädatasta laskettu sähkökenttädata voi sisältää huomattaviakin virheitä. Ilmatieteenlaitokselta saatava magneettikenttädata on puolestaan hyvinkin tarkka. [37] Epätarkkuus todellisten tilanteiden laskemisessa tulee siis lähinnä käytetystä maan johtavuusmallista.

Todellisten geomagneettisten myrskyjen sähkökenttädatan hankinnassa on kaksi vaihtoehtoa. Ensimmäisessä voidaan jatkaa nykyistä käytäntöä, jossa Ilmatieteen laitos laskee Fingridille suoraan maansuuntaisen sähkökentän voimakkuudet ja suunnat halutuissa pisteissä. Toinen vaihtoehto on, että Fingrid laskisi itse sähkökentän ominaisuudet Ilmatieteen laitokselta saatavalta magneettikenttädatalla. Tämä kuitenkin vaatisi, että Fingridillä jouduttaisiin muodostamaan itse maan johtavuusmallit Suomen eri alueille ja laskemaan tämän jälkeen maansuuntainen sähkökenttä magneettikentän ja maan johtavuusmallin avulla. Sähkökentän laskennasta on kerrottu tarkemmin luvussa 2.3.1. Luotavan maan johtavuusmallin olisi mielekästä olla tarkempi kuin mitä Ilmatieteen laitos käyttää, sillä muussa tapauksessa olisi järkevää hankkia sähkökenttädata suoraan Ilmatieteen laitokselta. Tarkemman maan johtavuusmallin luominen on kuitenkin haasteellista ja tämän tekeminen vaatisi todennäköisesti yhteistyötä Ilmatieteen laitoksen ja Geologian tutkimuskeskuksen kanssa.

## 7.2.2 Verkkomalli

Suomen kantaverkosta muodostetussa verkkomallissa muuntajien tähtipistekuristimet omaavat suhteessa muihin komponentteihin suuren resistanssin. Tämän myötä näiden komponenttien resistanssiarvojen oikeellisuus on tärkeää varmistaa. Kuten luvussa 3.3.1 todettiin, lähes kaikille vanhemmille tähtipistekuristimille on oletettu resistanssiksi  $2,4 \Omega$ , jonka määrittämisen tausta on epäselvä. Verkkomallin tarkentamista varten vanhemmille tähtipistekuristimille voitaisiin järjestää kokeet resistanssit mittausta varten. Koe voitaisiin järjestää vaihtoehtoisesti vain yhdelle vanhemmalle tähtipistekuristimille, jonka resistanssiarvoa käytettäisiin verkkomallissa kaikille vanhemmille tähtipistekuristimille. Yhtenä vaihtoehtona on myös käyttää vanhemmille tähtipistekuristimille uusien tähtipistekuristimien mittauspöytäkirjan mukaisia tasavirtaresistansseja.

Suomen kantaverkon verkkomallissa epätarkkuutta syntyy myös siitä, että 110 kV:n voimajärjestelmä on jätetty pois laskennasta. Tämä valinta voi mahdollisesti aiheuttaa suurin epätarkkuuden muuntajien läpi kulkeviin GI-virtoihin, sillä 400 kV:n ja 220 kV:n käämien lisäksi samassa muuntajassa myös 110 kV:n käämissä kulkee todellisuudessa GI-virtoja. Luvussa 4.3.3 on kerrottu tarkemmin muuntajan eri jännitetasojen vaikutus siinä vaikuttavaan GI-virran suuruuteen. 110 kV:n voimajärjestelmä on kuitenkin paljon

monimutkaisempi kuin mitä 400 kV:n ja 220 kV:n voimajärjestelmät ovat, joten sen lisääminen verkkomalliin on melko työlästä. Pelkän Fingridin omistaman 110 kV:n verkon lisääminen verkkomalliin ei välttämättä olisi järkevää, sillä GI-virrat kiertävät todellisuudessa myös kolmannen osapuolen 110 kV:n verkoissa. Kolmannen osapuolen verkkokomponenttien resistanssiarvot ja muuntajien tyyppitiedot saattavat olla myös vaikeasti saatavilla.

Sähköjohtojen mutkat voivat vaikuttaa siihen indusoituvan jännitteen suuruuteen. Kuitenkin vakiosähkökentällä laskiessa sähköasemien välisten johtimien mutkia ei tarvitse ottaa huomioon, sillä ainoastaan johtimien päätepisteiden pohjois- ja itäsuuntaisilla välimatkoilla on merkitystä. Tässä diplomityössä laskettiin GI-virtoja käyttäen vakiosähkökenttiä, joten tehdyissä verkkomalleissa ei ole mukana johtimien mutkia. Jos kuitenkin halutaan laskea todellisten geomagneettisten myrskyjen aiheuttamia GI-virtoja, niin tulisi ainakin suurimmat johtimien mutkat sisällyttää verkkomalliin.

### **7.3 Tarkasteltujen laskentaohjelmien vertailu ja kehittäminen**

Tässä diplomityössä tarkasteltavilla GI-virtojen laskentaohjelmilla Fingridin GIC-ohjelmalla ja PSS/E:n GIC-moduulilla on molemmilla omat etunsa ja puutteensa. Seuraavaksi vertaillaan näiden kahden laskentaohjelmien ominaisuuksia toisiinsa ja selvitetään tarkemmin näiden kahden laskentaohjelmien etuja ja puutteita.

#### **7.3.1 Laskentaohjelmien vertailu**

Fingridin GIC-ohjelman ja PSS/E:n GIC-moduulin suoriutumista GI-virtojen laskemisesta tutkittiin luvussa 5. Luvun 5.1.1 tulosten perusteella voidaan päätellä, että molemmat laskentaohjelmat osaavat laskea oikein johtimille indusoituneet jännitteet vakiosähkökentällä. Molemmat laskentaohjelmat osaavat myös laskea GI-virrat oikein virtapiirianaalyysien avulla luvun 5.1.3 mukaan. Luvun 5.1.2 testin mukaan ainoa eroavaisuus GI-virtojen laskennassa syntyy ohjelmien käyttämisestä koordinaattijärjestelmistä. Tämän myötä sähköasemien etäisyydet ja sijainnit eroavat ohjelmien välillä, jonka seurauksena johtimien pituudet ja suunnat eroavat myös laskentaohjelmien välillä. Johtopäätöksenä on, että PSS/E:n GIC-moduuli laskee johtimille indusoituneet jännitteet tarkemmin verrattuna Fingridin GIC-ohjelmaan.

Verkkomallin luominen PSS/E:n GIC-moduulille on vaivattomampaa verrattuna Fingridin GIC-moduuliin. Tähän on syynä se, että PSS/E:n GIC-moduulia varten on mahdollista luoda esitäytetty Excel-tiedosto, joka pohjautuu verkkotilanteeseen, jota käytetään muun muassa tehonjaon laskentaan Suomen kantaverkossa. Vähimmillään tähän tiedostoon

tarvitsee lisätä vain sähköasemien WGS84-koordinaatit ja yhdistää saman sähköaseman kiskotunnukset samoihin Excel-soluihin, jonka jälkeen voidaan suorittaa GI-virtojen laskenta tarkasteltavassa sähköverkossa. Fingridin GIC-ohjelma vaatii verkkomallin tekemisen Exceliin alusta asti manuaalisesti, jonka vuoksi muun muassa kaikki sähköasemat ja niiden yhteydet muihin sähköasemiin tulee tarkastaa verkkotietojärjestelmistä. Myös kaikkien komponenttien resistanssiarvot tulee syöttää Exceliin yksitellen. Suurin työ molemmissa järjestelmissä on verkkomallin luominen ensimmäisen kerran. Kun voimajärjestelmään tulee muutoksia, on nämä muutokset kuitenkin vaivatonta lisätä molempien laskentaohjelmien verkkomalleihin.

Tarkasteltavan voimajärjestelmän kytkentätilannetta pitää pystyä muuttamaan GI-virtojen laskennassa, jotta voidaan tarkastella eri kytkentätilanteiden vaikutusta GI-virtojen suuruuksiin. Kytkentätilanteen muuttaminen on PSS/E:n GIC-moduulilla hyvin helppoa, sillä käyttäjä voi kytkeä johtovälejä ja sarjakondensaattoreita irti tai kiinni suoraan PSS/E:n graafisesta käyttöliittymästä tai omilla skripteillä. Fingridin GIC-ohjelmassa kytkentätilanteen muuttaminen on työläämpää, sillä kytkentätilanteen muutosta varten käyttäjän tulee muokata Exceliä, joka sisältää verkkomallin ja tehdä siihen tarvittavat muutokset.

Fingridin GIC-ohjelma tarvitsee käyttöä varten Mathcad-ohjelmiston, joka on Fingridillä käytössä pelkästään GIC-ohjelman vuoksi. Fingridin GIC-ohjelma vaatii vanhemman version Mathcadista toimiakseen, joten se ei toimi uudemmalla Mathcad Prime -ohjelmistolla. Tämän myötä Fingridin GIC-ohjelman käyttöön sisältyy ohjelmistoteknillinen riski liittyen siihen, että tulevaisuudessa vanhemman Mathcad-version tuki mahdollisesti loppuu. PSS/E:n GIC-moduuli käyttää alustana PSS/E:tä, joka on Fingridillä laajassa käytössä muun muassa tehonjaon ja dynamiikan laskennassa.

Ohjelmiston käytettävyyden vertailu on monelta osin subjektiivista, mutta muutama kohta ohjelmien käytettävyyksistä voidaan nostaa esille myös selkeinä etuina ja haittoina. Fingridin GIC-ohjelman käyttöliittymä on kankea, sillä se koostuu Mathcadiin ohjelmoiduista laskukaavoista ja taulukoista. Tulosten lukeminen myös vaatii pitkän Mathcad-koodin selaamista aivan alas, josta GI-virtojen laskennan tulokset löytyvät taulukosta. Ylempänä mainitun verkkomallin luomisen suuren työmäärän lisäksi myös sähkökentätiedot sisältävän tiedoston luominen on työlästä. Todellisen tilanteen data on toisaalta saatavilla Ilmatieteen laitokselta, mutta manuaalisesti luotavan vakiosähkökentätiedot sisältävän tiedoston luominen on hidasta, sillä jokainen vakiosähkökentän voimakkuus halutulla kulmalla tulee luoda manuaalisesti omaksi tiedostokseen.

PSS/E:n GIC-moduulin käyttöliittymä on nopea ja selkeä käyttää ja PSS/E:lle voi myös luoda Python -ohjelmointikielellä omia skriptejä, joilla ohjelman käyttöä voidaan automatisoida esimerkiksi monen eri lähtöasetelman nopeaan läpikäyntiin. PSS/E:n GIC-moduuli sisältää myös valmiina olevia automatisoituja tarkasteluja ja esimerkiksi GI-virrat voidaan laskea eri vakiosähkökentän suunnilla ja voimakkuuksilla automaattisesti kuten luvun 6 simuloinneissa on tehty. Tällaisten tarkastelujen tekeminen Fingridin GIC-ohjelmalla olisi hyvin työlästä.

Fingridin GIC-ohjelman ja PSS/E:n GIC-moduulin vertailussa nousee ainoastaan muutama asia, joissa Fingridin GIC-ohjelmalla on etu verrattuna PSS/E:n GIC-moduuliin. Selkeimpänä etuna on Fingridin GIC-ohjelman kyky laskea vaivattomasti todellisen geomagneettisen myrskyn tuottamia GI-virtoja. Tämä johtuu Fingridin GIC-ohjelman kyvystä laskea epäsäännöllisen sähkökentän tuottamat GI-virrat aikatasossa. PSS/E:n GIC-moduulilla todellisessa epäsäännöllisellä sähkökentällä laskeminen on haastavaa, sillä käyttäjä ei voi määrittää lähtötiedoksi mielivaltaista epäsäännöllistä sähkökenttää. Toisaalta käyttäjä voi halutessaan määrittää lähtötiedoissa johtimille indusoituneet jännitteet, mutta näiden indusoituneiden jännitteiden laskenta täytyisi tehdä käsin tai toisella ohjelmistolla.

Toinen etu Fingridin GIC-ohjelmalla on kustannukset. Fingridin GIC-ohjelma on jo kehitetty ja tämän ohjelman käytöstä syntyvät kustannukset liittyvät pelkästään Mathcad-ohjelmiston lisenssien ylläpitoon. PSS/E:n GIC-moduuli on maksullinen lisäosa PSS/E:lle, joten tämän ohjelmiston mahdollinen hankinta tulee olla perusteltu. Toisaalta henkilön käyttämä työaika laskentaohjelman käytön opetteluun ja GI-virtojen laskemiseen aiheuttaa myös kustannuksia. PSS/E:n GIC-moduulin käytön opettelu aiheuttaa kustannuksia, mutta sillä laskeminen aiheuttaa vähemmän kustannuksia, koska PSS/E:n GIC-moduulilla laskeminen on nopeampaa verrattuna Fingridin GIC-ohjelmaan.

GI-virtojen laskennan lisäanalyysijä ei voida toteuttaa Fingridin GIC-ohjelmalla, sillä tämä laskentaohjelma laskee pelkästään tarkasteltavan sähköverkon GI-virrat. PSS/E:n GIC-moduulilla voidaan lisäanalyysinä laskea GI-virtojen aiheuttamien loistehohäviöiden kasvu muuntajissa. Tämän jälkeen voidaan suorittaa tehonjako PSS/E:llä ja tutkia näin tarkasteltavan järjestelmän jännitestabiiliutta.

### **7.3.2 Fingridin GIC-ohjelman kehittäminen**

Fingridin GIC-ohjelman suurimmat puutteet ovat vanhan Mathcad-ohjelmistoversion käyttö, laskenta tasokoordinaatistossa, käsin tehtävän työn suuruus, käytön kankeus sekä yhteensopivuusongelmat.

Jos halutaan vaihtaa Fingridin GIC-ohjelman alusta Mathcadin uudempaan versioon, voisi Fingridin GIC-ohjelman mahdollisesti pystyä konvertoimaan uudelle Mathcad Prime-ohjelmistolle. Toinen vaihtoehto olisi siirtyä kokonaan eroon Mathcadista ja siirtää ohjelma esimerkiksi Matlab-ohjelmistolle, joka on yleisemmin käytössä Fingridillä.

Tasokoordinaatiston käytöstä aiheutuva virhe voitaisiin poistaa kehittämällä laskentaa käyttämään sijaintien esittämiseen leveys- ja pituuspiirejä. Luvun 5.1.2 testin mukaan kuitenkin tasokoordinaatistosta aiheutuva virhe ei välttämättä ole tarpeeksi merkittävä, jotta olisi tarpeellista kehittää Fingridin GIC-ohjelman laskentaa. Ohjelman käyttämä tasokoordinaatisto on koodissa hyvin keskeisessä roolissa, joten tämän vaihtaminen leveys- ja pituuspiirien käyttöön saattaa vaatia melkein ohjelman koko koodin uusimista silmukavirran laskentaosioon asti.

Fingridin GIC-ohjelma vaatii paljon käsin tehtävää työtä, josta esimerkkinä on verkkomallin luominen, kytkentämuutosten tekeminen, vakiosähkökentän luominen ja automatisoidun tarkastelun puuttuminen. Varsinkin verkkomallin tekemiseen ja päivittämiseen liittyviä asioita on hankala kehittää, koska tällöin verkkomallin formaatin pitäisi melkein olla suoraan yhteydessä verkkotietojärjestelmien formaattiin, josta sen voisi suoraan kopioida Fingridin GIC-ohjelman käyttöön. Tällainen kuitenkin vaatisi merkittäviä muutoksia ohjelman koodiin. Fingridin GIC-ohjelman yhteensopivuusongelmat liittyvät pääosin juuri verkkomallin tekemiseen ja päivittämiseen. Käsin tehtävän sähkökenttätiedon luominen on tällä hetkellä työlästä, sillä jokaisen koordinaattipisteen sähkökentän pohjois- ja itäsuuntainen komponentti tulee luoda käsin tekstitiedostossa. Tätä nopeuttaakseen voitaisiin luoda apuohjelma, joka luo sähkökenttätiedon halutulla voimakkuudella ja suunnalla.

Fingridin GIC-ohjelman käytön kankeus liittyy pääosin sen käyttämään Mathcad-ohjelmistoon. Tällä hetkellä ohjelmalla ei ole kunnollista käyttöliittymää, jonka vuoksi GI-virtojen laskennassa kuluu aikaa ohjelman koodin selaamiseen ylhäältä alas. Fingridin GIC-ohjelman käyttö helpottuisi ja olisi käyttäjäystävällisempi, jos siihen ohjelmoitaisiin selkeä käyttöliittymä.

### **7.3.3 PSS/E:n GIC-moduulin kehittäminen**

PSS/E:n GIC-moduulissa kehitystä vaativa asia on todellisen geomagneettisen myrskyn aiheuttaman maansuuntaisen sähkökentän mallintaminen GI-virtojen laskentaa varten. Tähän on kaksi vaihtoehtoa, joista ensimmäisessä luotaisiin itse apuohjelma todellisten tilanteiden laskemista varten. Toinen vaihtoehto on, että Siemens PTI kehittää GIC-moduulin mahdollisuuden todellisten tilanteiden laskentaan.

Todellisen tilanteen mallintaminen PSS/E:n GIC-moduulilla onnistuisi, jos sitä varten tehtäisiin apuohjelma. Apuohjelmalla todellisten tilanteiden laskeminen onnistuisi seuraavien vaiheiden mukaisesti:

1. Ilmatieteen laitos toimittaa sähkökentän pohjois- ja itäsuuntaiset komponentit jokaisen sähköaseman koordinaateissa.
2. Fingrid tekee oman apuohjelman, joka laskee johtimille induoituneet jännitteet siten, että otetaan keskiarvo pääteasemien sähkökentästä, jotta saadaan tietyllä johtimella vaikuttava sähkökenttä.
3. Lasketaan johtimien pohjois- ja itäsuuntaiset pituudet.
4. Lasketaan jännitelähteet johtimille, jotka annetaan PSS/E:n GIC-moduulin lähtötietoihin.
5. Suoritetaan GI-virtojen laskenta ja halutut lisäanalyysit PSS/E:n GIC-moduulilla.

PSS/E:n GIC-moduulin tulevaisuuden näkymät ovat hyvät, sillä moduulin kehittäjän haastattelussa selvisi, että GIC-moduulilla olisi tulevaisuudessa mahdollista toteuttaa muuntajien terminen analyysi sekä lisääntyneiden yliaaltojen tarkastelu. Myös todellisen sähkökentän mallinnus on mahdollisesti tulossa PSS/E:n GIC-moduulille. [49] Tämän tulossa olevan ominaisuuden aikataulua ei ole tiedossa, joten oman apuohjelman kehittäminen yllä olevan kappaleen mukaisesti voi olla järkevää.

## 7.4 Vaihtoehtoisia laskentaohjelmistoja

GI-virtojen laskentaan ei ole olemassa montaa ohjelmistoa. Kaupallisista ohjelmistoista PSS/E:n GIC-moduulin lisäksi PowerWorld Corporation on kehittänyt PowerWorld Simulator -ohjelmistoon mahdollisuuden laskea sähköverkon GI-virtoja. [50]

PowerWorldin GI-virtojen laskennan toiminnallisuudet vastaavat hyvin pitkälti PSS/E:n GIC-moduulin toiminnallisuuksia. Kuitenkin PSS/E:n GIC-moduulin ominaisuuksista poiketen PowerWorldin GI-virtojen laskentaa varten voidaan määrittää lähtötiedoissa epä-säännöllinen sähkökenttä aikatasossa, joten tällä ohjelmistolla voidaan mallintaa helposti todellisia tilanteita. [51] Fingridillä ei kuitenkaan ole PowerWorld-ohjelmistoa käytössä ja tämän ohjelmiston hankinta pelkästään GI-virtojen laskentaa varten ei ole välttämättä mielekäästä.

## 7.5 Suositus laskennan tekotavasta

Tämän diplomityön tavoitteena oli selvittää, soveltuuko PSS/E:n GIC-moduuli Fingridin käyttöön. Luvun 5 laskentatestien mukaan PSS/E:n GIC-moduuli osaa laskea GI-virrat

oikein. Luvun 6 simulointien pohjalta PSS/E:n GIC-moduuli mahdollistaisi monipuolisten analyysien tekemisen GI-virroille ja niiden seurauksille. PSS/E:n GIC-moduuli myös tehostaisi GI-virtojen laskentaa Fingridillä luvun 7.3.1 laskentaohjelmien vertailun mukaisesti. Näiden asioiden perusteella PSS/E:n GIC-moduuli soveltuisi hyvin Fingridin käyttöön.

Tällä hetkellä PSS/E:n GIC-moduulin ainoa puute on todellisten geomagneettisten myrskyjen mallintamisen hankaluus. Tämä puute voidaan kuitenkin korjata luvussa 7.3.3 esitetyllä apuohjelmalla.

## **7.6 Jatkotutkimukset**

GI-virtojen tutkimisessa on monta osa-aluetta, joita ei kaikkia ehditty tai ollut mielekästä tutkia tarkemmin tässä diplomityössä. Tässä luvussa on käsitelty diplomityössä tutkimatta jääneet GI-virtatutkimusten osa-alueet, joita olisi hyödyllistä tutkia Fingridillä tulevaisuudessa.

### **7.6.1 Laskettujen tulosten validointi**

GI-virtojen laskennan tulokset voidaan todentaa vertaamalla niitä mittaustuloksiin. Tämän toteuttaminen vaatii mittalaitteen, tiedot mittaushetken verkon kytkentätilanteesta sekä maansuuntaisen sähkökentän ominaisuuksista. Tällä hetkellä Fingridin kantaverkossa ei kuitenkaan ole GI-virran mittalaitteita asennettuna. Aikaisemmin Fingridillä oli yhteensä kolme GI-virtojen mittaustuloketta asennettuna, jotka sijaitsivat Raumalla, Yllikälässä ja Pirttikoskella. Nämä mittalaitteet poistettiin käytöstä noin vuonna 2005. Nykyverkolla laskettuja GI-virtoja ei ole mielekästä verrata vanhoihin mittaustuloksiin. Mahdollista olisi kuitenkin tehdä laskentaa 2000-luvun alun verkolla, jonka tuloksia verrattaisiin jo poistuneiden mittalaitteiden tuloksiin. Tässä kuitenkin haastavuutta lisää mittaushetken verkon kytkentätilanteen jäljittäminen.

Fingridillä on suunnitelmissa asentaa GI-virtojen mittaustuloketta verkkoon vuoden 2020 aikana. Tämän jälkeen olisi mahdollista tehdä GI-virtojen laskennan tulosten vertailu mittaustuloksiin.

### **7.6.2 Jatkoanalyysit**

Jatkoanalyysija GI-virtojen laskentaan liittyen olisi hyödyllistä tehdä monesta eri asiasta. GI-virtojen aikaansaamia lisääntyneitä yliaaltoja olisi mahdollista tutkia Fingridille tällä hetkellä saatavilla ohjelmistoilla. Fingridillä on käytössä PSCAD-ohjelmisto, jolle on mal-

linnettu Suomen kantaverkko. Ohjelmistolla voidaan laskea voimajärjestelmän yliaaltopitoisuus halutussa kohdassa. GI-virtojen aikaan saamien yliaaltojen tarkastelu voitaisiin pääpiirteissään suorittaa siten, että ensiksi laskettaisiin PSS/E:n GIC-moduulilla halutun sähkökentän aiheuttamat GI-virrat muuntajissa. Tämän jälkeen PSCAD-ohjelmiston verkkomalliin asetettaisiin jokaiselle muuntajalle tähtipisteeseen virtalähde, jonka suuruus olisi PSS/E:n GIC-moduulin laskema GI-virta kyseiselle muuntajalle. Tämän jälkeen voitaisiin tarkastella yliaaltopitoisuutta sähköverkon eri osissa.

Muuntajan terminen analyysi olisi hyödyllistä tehdä ainakin muutamalle muuntajalle, joissa laskenta antaa suurimmat GI-virrat. Näille muuntajille piirrettiin  $I(t)$ -kuvaajat luvussa 6.3, mutta muuntajan eri osien lämpötilakäyriä tässä luvussa ei muodostettu. Lämpötilakäyrä olisi mahdollista muodostaa esimerkiksi tutkimuksessa [29] esitellyllä matemaattisella mallilla.

Tässä diplomityössä GI-virtoja laskettiin vain 400 kV:n ja 220 kV:n jännitetasojen voimajärjestelmille. Jatkotutkimuksena voitaisiin tehdä selvitys, jossa tutkittaisiin 110 kV:n jännitetason voimajärjestelmän vaikutusta GI-virtojen suuruuteen. Tällöin voitaisiin varmistua, onko tämän jännitetason pois jättäminen laskennasta perusteltua. Tämän lisäksi olisi järkevää selvittää, miten verkon eri kytkentätilanteet vaikuttavat GI-virtojen suuruuksiin.

Luvussa 2.3.2 esitettiin kerran 100 vuodessa tapahtuvia maksimiarvoja geosähkökentän voimakkuudelle. Olisi myös tarpeellista selvittää miten relevantteja nämä tutkimusten perusteella saadut maksimiarvot ovat Suomessa.

## 8. YHTEENVETO

GI-virrat ovat aiheuttaneet historian saatossa useita häiriötä eri maiden sähköverkoissa. Fingridin sähkön siirtojärjestelmä on kuitenkin tähän asti säästynyt merkittävilta GI-virtojen aiheuttamilta häiriöiltä. Suomen kantaverkon GI-virtojen mallintaminen laskennallisesti on tästä huolimatta tärkeää, jotta tulevaisuudessakin Fingridin sähköverkot olisivat suojassa GI-virtojen aiheuttamilta häiriöiltä. Laskennallisesti on mahdollista löytää GI-virtojen aiheuttamille ilmiöille riskialttiita muuntajia.

Fingridillä on pitkä historia GI-virtojen laskennan ja tutkimisen kanssa. Tähän asti GI-virtoja on laskettu Fingridin omalla GIC-ohjelmalla. Nykyisin Fingridin oman GIC-ohjelman käytössä on omat haasteensa, joita ovat käsin tehtävän työn paljous, ohjelman ylläpitoon liittyvät asiat sekä ongelmat yhteensopivuudessa muiden ohjelmiston kanssa. Tämän myötä Fingridillä on ollut halua selvittää vaihtoehtoisten laskentaohjelmien soveltuvuutta omiin tarpeisiin. Fingridillä on ollut pitkään käytössä Siemens PTI:n PSS/E-ohjelmisto, jota käytetään muun muassa tehonjaon ja dynamiikan laskennassa. PSS/E:lle on saatavilla lisäosana maksullinen GIC-moduuli, jonka soveltuvuutta Fingridin tarpeisiin selvitettiin tässä diplomityössä. PSS/E:n GIC-moduulin tarkastelun lisäksi diplomityössä kasvatettiin Fingridin ymmärrystä liittyen Suomen kantaverkon kestoisuudesta GI-virtojen aiheuttamilla ilmiöillä.

PSS/E:n GIC-moduulin soveltuvuutta Fingridin tarpeisiin tutkittiin selvittämällä ohjelmiston ominaisuudet ja vertaamalla GI-virtojen laskennan tuloksia Fingridin oman GIC-ohjelman tuloksiin. Tästä johtopäätöksenä saatiin, että molemmat laskentaohjelmat laskevat GI-virrat oikein, mutta johtimille indusoituneiden jännitteiden laskennassa löytyi eroavaisuuksia. Fingridin GIC-ohjelman käyttämä tasokoordinaatisto aiheutti virhettä sähköasemien välisiin etäisyyksiin, jonka myötä johtimille indusoituvien jännitteiden arvot ja tätä myötä GI-virtojen arvot erosivat PSS/E:n GIC-moduulin arvoista.

PSS/E:n GIC-moduulilla tehtiin lisätarkasteluita liittyen Suomen 400 kV:n ja 220 kV:n sähköverkkojen GI-virtojen lasketaan. Ensiksi vertailtiin, miten paljon eri tavalla määritetyillä komponenttien resistanssiarvoilla on merkitystä GI-virtojen laskennassa. Tämä vertailu tehtiin kahdella eri verkkomallilla, joita diplomityössä kutsuttiin tarkaksi ja epätarkaksi verkkomalliksi. Tarkassa verkkomallissa käytettiin komponenteilla tasavirtaresistansseja, jotka oli skaalattu kylmän talvipäivän mukaiseen tilanteeseen. Epätarkemmassa verkkomallissa verkkokomponenttien resistansseina käytettiin vaihtovirtaresis-

tansseja, jotka olivat suoraan saatavilla tehonjaon ja dynamiikan laskentaa varten tehdyistä tiedostoista. Verkkomallien vertailun tuloksena saatiin, että tarkempi verkkomalli voi tuottaa keskimäärin noin 5 % suuremmat GI-virrat Suomen kantaverkkoon, mutta paikallisesti GI-virtojen prosentuaaliset erot voivat olla paljon tätä suurempia.

GI-virtojen vaikutusta Suomen kantaverkon jännitestabiiliuteen tarkasteltiin GI-virtojen aikaansaamien muuntajien lisääntyneiden loistehohäviöiden avulla. Diplomityössä määritettiin kerroin muuntajan kuluttamalle loisteholle sen läpi kulkevan GI-virran seurauksena. Suomen kantaverkon loistehohäviöitä laskettiin eri suuruisten ja suuntaisten vakiosähkökenttien avulla. Muuntajien loistehohäviöt laskettiin käyttämällä PSS/E:n GIC-moduulissa vakiona olevia loistehohäviökertoimia sekä itse määritettyä loistehohäviökerrointa. Tuloksena saatiin, että loistehohäviökerrointa muuttamalla Suomen kantaverkon jännitestabiilius vaarantuu hyvin eri suuruksilla vakiosähkökentän arvoilla. Kun käytettiin vakiona olevia loistehohäviökertoimia muuntajille, niin Suomen kantaverkko kesti vielä 20 V/km vakiosähkökentän tuottamat loistehohäviöt. Kun kaikilla muuntajilla käytettiin itse määritettyä loistehohäviökerrointa, niin jännitestabiilius vaarantui vakiosähkökentän voimakkuuden ollessa 11 V/km.

PSS/E:n GIC-moduulilla selvitettiin vakiosähkökentän avulla Suomen kantaverkon riskipitoisimmat muuntajat. Tuloksena saatiin, että suurimmat GI-virrat vaikuttavat Tuovilan, Olkiluodon, Alajärven ja Seinäjoen muuntajissa. Fingridin muuntajien lämpenemistä GI-virtojen seurauksena arvioitiin muodostamalla aikasarja kyseisten muuntajien GI-virroista. Tämän aikasarjan muodostamisessa käytettiin kerran 100 vuodessa tapahtuvaa pahinta tapahtumaa. Muuntajien GI-virtojen aikasarjoista tuloksena saatiin, että muuntajien GI-virrat eivät ylitä riskipitoisia arvoja kovin pitkän aikaa kerrallaan, mutta tarkempia analyyseja kuitenkin tarvitaan muuntajien lämpötilojen selvittämiseen.

PSS/E:n GIC-moduulin ja Fingridin GIC-ohjelman välisen vertailun sekä PSS/E:n GIC-moduulilla suoritettujen analyysien jälkeen tehtiin johtopäätös, että PSS/E:n GIC-moduuli soveltuu hyvin Fingridin käyttöön. Ainoa heikkous PSS/E:n GIC-moduulissa on sen puute laskea todellisen geomagneettisen myrskyn aiheuttamia GI-virtoja. Tämä puute olisi kuitenkin mahdollista korjata itse tehtävällä apuohjelmalla, joka laskisi Ilmatieteen laitoksen lähettämästä datasta johtimille indusoituneet jännitteet, jonka jälkeen GI-virtojen laskenta ja lisäanalyysit voitaisiin suorittaa PSS/E:n GIC-moduulilla.

# LÄHTEET

- [1] Ilmatieteen laitos, Aurinkotuuli, Saatavissa (viitattu 4.3.2019): <https://ilmatieteenlaitos.fi/aurinkotuuli>
- [2] NASA, Popping All Over, 2011, Saatavissa (viitattu 4.3.2019): <https://sdo.gsfc.nasa.gov/gallery/main/item/62>
- [3] Ilmatieteen laitos, Roihut ja massapurkaukset, Saatavissa (viitattu 4.3.2019): <https://ilmatieteenlaitos.fi/roihut-ja-massapurkaukset>
- [4] Ilmatieteen laitos, Auringonpilkut, Saatavissa (viitattu 4.3.2019): <https://ilmatieteenlaitos.fi/auringonpilkut>
- [5] SILSO, 2014 : maximum year for solar cycle 24, 2015, Saatavissa (viitattu 6.3.2019): <http://www.sidc.be/silso/news004>
- [6] Ilmatieteen laitos, Maan magneettikenttä, Saatavissa (viitattu 5.3.2019): <https://ilmatieteenlaitos.fi/maan-magneettikentta>
- [7] Ilmatieteen laitos, Maan magneettikehä, Saatavissa (viitattu 5.3.2019): <https://ilmatieteenlaitos.fi/magneettikeha>
- [8] Ilmatieteen laitos, Revontulet, Saatavissa (viitattu 6.3.2019): <https://ilmatieteenlaitos.fi/tietoa-revontulista>
- [9] A. Pulkkinen, Geomagnetic induction during highly disturbed space weather conditions: studies of ground effects, University of Helsinki, 2003, Saatavissa (viitattu 28.2.2019): <http://ethesis.helsinki.fi/julkaisut/mat/fysik/vk/pulkkinen/>
- [10] NERC, Application Guide, 2013, Saatavissa (viitattu 1.4.2019): [https://www.nerc.com/comm/PC/Geomagnetic%20Disturbance%20Task%20Force%20GMDTF%202013/GIC%20Application%20Guide%202013\\_approved.pdf](https://www.nerc.com/comm/PC/Geomagnetic%20Disturbance%20Task%20Force%20GMDTF%202013/GIC%20Application%20Guide%202013_approved.pdf)
- [11] D.H. Boteler, Geomagnetically Induced Currents: Present Knowledge and Future Research, IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 9, Issue 1, 1994, pp. 50-58
- [12] A. Pulkkinen et al, Geomagnetically induced currents: Science, engineering, and applications readiness, Space Weather, Volume 15, Issue 7, 2017, pp. 828-856
- [13] A. Pulkkinen, E. Bernabeu, J. Eichner, C. Beggan, A. W. P. Thomson, Generation of 100-year geomagnetically induced current scenarios, Space Weather, Volume 10, Issue 4, 2012, pp. 1-19
- [14] NERC, Benchmark Geomagnetic Disturbance Event Description, 2013, Saatavissa (viitattu 5.6.2019): [https://www.nerc.com/pa/Stand/Project201303GeomagneticDisturbanceMitigation/Benchmark\\_GMD\\_Event\\_Dec5\\_clean.pdf](https://www.nerc.com/pa/Stand/Project201303GeomagneticDisturbanceMitigation/Benchmark_GMD_Event_Dec5_clean.pdf)

- [15] NERC, Supplemental Geomagnetic Disturbance Event Description, 2017, Saatavissa (viitattu 5.6.2019): [https://www.nerc.com/pa/Stand/Project201303GeomagneticDisturbanceMitigation/Supplemental\\_GMD\\_Event\\_Description\\_June\\_2017.pdf](https://www.nerc.com/pa/Stand/Project201303GeomagneticDisturbanceMitigation/Supplemental_GMD_Event_Description_June_2017.pdf)
- [16] Ilmatieteen laitos, Avaruusmyrskyt – magneettikehän dynamiikka, Saatavissa (viitattu 7.5.2019): <https://ilmatieteenlaitos.fi/avaruusmyrskyt>
- [17] NERC, Effects of Geomagnetic Disturbances on the Bulk Power System, 2012, Saatavissa (viitattu 23.4.2019): [https://www.eenews.net/assets/2012/02/29/document\\_pm\\_01.pdf](https://www.eenews.net/assets/2012/02/29/document_pm_01.pdf)
- [18] GFZ, Indices of Global Geomagnetic Activity, Saatavissa (viitattu 7.5.2019): <https://www.gfz-potsdam.de/en/kp-index/>
- [19] NOAA, NOAA Space Weather Scales, Saatavissa (viitattu 7.5.2019): <https://www.swpc.noaa.gov/noaa-scales-explanation>
- [20] A. Viljanen, R. Pirjola, E. Prácsér, S. Ahmadzai, V. Singh, Geomagnetically induced currents in Europe: Characteristics based on a local power grid model, Space Weather, Volume 11, Issue 10, 2013, pp. 575-584
- [21] S. Lindahl, Effect of Geomagnetically Induced Currents on Protection Systems, 2004, Saatavissa (viitattu 10.6.2019): <http://www.iea.lth.se/seminars/power/fg040123.pdf>
- [22] K. Zheng, D. Boteler, R. Pirjola, L. Liu, R. Becker, L. Marti, S. Boutilier, S. Guillon, Effects of System Characteristics on Geomagnetically Induced Currents, IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 29, Issue 2, 2014, pp. 890-898
- [23] S. A. Mousavi, Electromagnetic Modelling of Power Transformers with DC Magnetization, Royal Institute of Technology, 2012, Saatavissa (viitattu 13.5.2019): <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:570755/FULLTEXT01.pdf>
- [24] R. Girgis, K. Vedante, Effects of GIC on Power Transformers and Power Systems, PES T&D 2012, 2012, Saatavissa (viitattu 13.5.2019): <https://ieeexplore.ieee.org/document/6281595>
- [25] F. Sui, A. Rezaei-Zare, M. Kostic, P. Sharma, A Method to Assess GIC Impact on Zero Sequence Overcurrent Protection of Transmission Lines, 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2013, Saatavissa (viitattu 14.5.2019): <https://ieeexplore.ieee.org/document/6672539>
- [26] X. Dong, Y. Liu, J. G. Kappenman, Comparative Analysis of Exciting Current Harmonics and Reactive Power Consumption from GIC Saturated Transformers, IEEE, 2001, Saatavissa (viitattu 13.5.2019): <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/917055>
- [27] M. Lahtinen, J. Elovaara, GIC Occurrences and GIC Test for 400 kV System Transformer, IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 17, Issue 2, 2002, pp. 555-561
- [28] L. Korpinen, Yliaalto-Opus, Saatavissa (viitattu 16.5.2019) : <http://www.leenakorpinen.fi/archive/opukset/yliaalto-opus.pdf>

- [29] L. Marti, A. Rezaei-Zare, A. Narang, Simulation of Transformer Hotspot Heating due to Geomagnetically Induced Currents, IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 28, Issue 1, 2013, pp. 320-327
- [30] NERC, Screening Criterion for Transformer Thermal Impact Assessment, 2013, Saatavissa (viitattu 1.7.2019): [https://www.nerc.com/pa/Stand/TPL0071RD/Screening\\_criterion\\_clean\\_May12.pdf](https://www.nerc.com/pa/Stand/TPL0071RD/Screening_criterion_clean_May12.pdf)
- [31] J. Kappenman, Geomagnetic Storms and Their Impacts on the U.S. Power Grid, 2010, Saatavissa (viitattu 20.5.2019): [https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/reliability/cybersecurity/ferc\\_meta-r-319.pdf](https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/reliability/cybersecurity/ferc_meta-r-319.pdf)
- [32] R. Pirjola et al, Space weather risk, Space Weather, 2005, Saatavissa (viitattu 22.5.2019) : <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1029/2004SW000112>
- [33] J. Elovaara, Finnish Experiences on Grid Effects of GIC's, 2005, Fingrid Oyj, Saatavissa (viitattu 21.5.2019): [http://swe.ssa.esa.int/TECEES/spweather/workshops/eswll/proc/Session5/JarmoElovaara\\_Fingrid.pdf](http://swe.ssa.esa.int/TECEES/spweather/workshops/eswll/proc/Session5/JarmoElovaara_Fingrid.pdf)
- [34] NASA, Carrington-class CME Narrowly Misses Earth, 2014, Saatavissa (viitattu 21.5.2019): [https://science.nasa.gov/science-news/science-at-nasa/2014/02may\\_superstorm](https://science.nasa.gov/science-news/science-at-nasa/2014/02may_superstorm)
- [35] Ilmatieteen laitos, IMAGE-verkko, Saatavissa (viitattu 27.5.2019): <http://space.fmi.fi/image/www/index.php?page=home>
- [36] A. Viljanen, Ilmatieteen laitos, Sisäisen materiaali, 2015
- [37] A. Viljanen, Tutkija, Ilmatieteenlaitos, Haastattelu 2.4.2019
- [38] J. Elovaara, L. Haarla, Sähköverkot 1, 2011, Otatiето, sivu 102
- [39] J. Elovaara, L. Haarla, Sähköverkot 2, 2011, Otatiето, sivu 232
- [40] HyperPhysics, Temperature coefficient of resistance, Saatavissa (viitattu 10.6.2019): <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/electric/restmp.html#c1>
- [41] Fingrid Oyj, Fingridin sähkösiirtoverkko, Saatavissa (viitattu 8.7.2019): <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/suomen-sahkojarjestelma/fingridin-sahkonsiirtoverkko/>
- [42] Fingrid Oyj, Kantaverkon kehittämissuunnitelma 2017–2027, Saatavissa (viitattu 8.7.2019): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/kantaverkon-kehittaminen/kantaverkon-kehittamissuunnitelma-2017-2027.pdf>
- [43] NERC, Geomagnetic Disturbance Planning Guide, 2013, Saatavissa (viitattu 19.4.2019): [https://www.nerc.com/comm/PC/Geomagnetic%20Disturbance%20Task%20Force%20GMDTF%202013/GMD%20Planning%20Guide\\_approved.pdf](https://www.nerc.com/comm/PC/Geomagnetic%20Disturbance%20Task%20Force%20GMDTF%202013/GMD%20Planning%20Guide_approved.pdf)
- [44] Fingrid Oyj, Kantaverkon käsikirja, 2011, Sisäinen koulutusmateriaali, sivu 207
- [45] Siemens PTI, PSS®E 33.9 Program Application Guide: Volume 1, Saatavissa (viitattu 26.4.2019): <https://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/transmission->

[grid/products/grid-analysis-tools/transmission-system-planning/transmission-system-planning-tab/pages/user-support.aspx](http://grid/products/grid-analysis-tools/transmission-system-planning/transmission-system-planning-tab/pages/user-support.aspx)

- [46] Siemens PTI, Program Operation Manual, Chapter 8
- [47] D.H. Boteler, R.J. Pirjola, The complex image method for calculating the magnetic and electric fields produced at the surface of the earth by the auroral electrojet, Geophysical Journal International, 132, 31-40, 1998
- [48] Maanmittauslaitos, Kansalaisen karttapaikka, Saatavissa (viitattu 6.6.2019): <https://asiointi.maanmittauslaitos.fi/karttapaikka/>
- [49] K. Patil, Ohjelmistokehittäjä, Siemens PTI, Haastattelu 2.5.2019
- [50] PowerWorld, Geomagnetically induced currents, Saatavissa (viitattu 17.7.2019): <https://www.powerworld.com/products/simulator/add-ons-2/simulator-gic>
- [51] PowerWorld, Time Varying Electric Field Inputs, Saatavissa (viitattu 17.7.2019): [https://www.powerworld.com/files/GIC\\_B3DExample.pdf](https://www.powerworld.com/files/GIC_B3DExample.pdf)

## LIITE A: TARKAN JA EPÄTARKAN VERKKOMALLIN EROT

Tarkan ja epätarkan verkkomallin GI-virtojen itseisarvot sähköasemien maadoituksissa, kun vakiosähkökentän suuruus on 1 V/km ja suunta itä.

GI-virta (A)			GI-virta (A)		
Sähköasema	Tarkka	Epätarkka	Sähköasema	Tarkka	Epätarkka
ALAJÄRVI	4,54	3,96	OLKILUOTO	95,41	92,87
ALAPITKÄ	18,97	17,88	OSSAUSKOSKI	4,55	4,08
ANTTILA	9,65	9,10	PETAJÄVESI	9,95	9,69
ESPOO	3,24	3,25	PETÄJÄSKOSKI	5,76	5,24
FORSSA	5,93	5,70	PIKKARALA	5,76	5,18
HAAPAVEDEN VL	5,26	5,21	PIRTTIKOSKI	32,62	31,97
HIKIÄ	19,75	18,78	PYHÄKOSKI	5,01	4,80
HUUTOKOSKI	28,77	27,76	PYHÄNSELKA	0,99	0,95
INKOO	4,08	4,12	RAUMA	76,32	73,82
ISOKANGAS	3,26	3,02	SALO	12,60	12,24
ISONIEMI	21,27	20,89	SEINÄJOKI	9,65	10,10
IVALO	5,37	5,03	SEITAKORVA	8,26	7,38
JYLKKÄ	17,13	15,78	SEITENOIKEA	30,18	29,92
JÄMSÄ	6,71	6,39	SELLEE	18,79	17,96
KANGASALA	3,30	2,99	TAIVALKOSKI	11,85	11,35
KEMINMAA	12,15	11,66	TAMMISTO	9,13	8,82
KEULAKKOPÄÄ	8,14	7,70	TOIVILA	18,62	17,91
KOKKOSNIVA	18,07	17,35	TUOVILA	23,45	22,57
KOPULA	1,96	2,15	ULVILA	27,05	22,14
KORIA	16,67	15,90	UTANEN	1,66	1,47
KRISTINESTAD	33,27	28,37	VAJUKOSKI	6,76	6,48
KYMI	23,20	22,33	VALAJASKOSKI	10,56	8,93
LAVIANVUORI	1,82	1,59	VANTTAUSKOSKI	6,67	5,98
LIETO	18,54	19,53	VARANGERBOTN	7,54	7,72
LOVIISA	34,97	33,43	VIHTAVUORI	16,08	15,29
LÄNSISALMI	9,73	9,32	VIIPURI	60,14	58,38
MERI-PORI	31,20	31,20	VISULAHTI	19,92	18,88
NUOJUA	2,21	1,34	YLLIKKÄLÄ	34,72	33,56
NURMIJÄRVI	6,24	5,69	<b>Summa</b>	<b>945,41</b>	<b>903,06</b>