

LAPPEENRANNAN-LAHDEN TEKNILLINEN YLIOPISTO LUT
LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikan koulutusohjelma

Casper Liukkonen

**SIMULOINNIN HYÖDYNTÄMINEN KANTAVERKON VOIMAJOHTOJEN
SUOJAUSASETTELUIDEN VERIFIOINNISSA**

Työn tarkastajat: Professori Jarmo Partanen
 TkT Jukka Lassila

Työn ohjaajat: Ins. Jari Honkanen
 DI Aarni Javanainen

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT
LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikan koulutusohjelma

Casper Liukkonen

Simuloinnin hyödyntäminen kantaverkon voimajohtojen suojausasetteluiden verifiointissa

Diplomityö

2020

66 sivua, 22 kuvaa, 2 taulukkoa ja 1 liite

Tarkastajat: Professori Jarmo Partanen ja TkT Jukka Lassila

Ohjaajat: Ins. Jari Honkanen ja DI Aarni Javanainen

Hakusanat: Relesuojaus, kantaverkko, simulaatio

Kantaverkon relesuojauksen luotettavuus on tärkeä osa yhteiskunnan katkeamattoman sähkösaannin turvaamista. Relesuojauksessa käytettävissä numeerisissa releissä on laajat asettelumahdollisuudet, mutta parametrien suuri määrä nostaa asetteluvirheiden todennäköisyyttä. Fingridin asettelulaskijat laskevat suojausasettelut releisiin, eikä asetteluita nykyisin tarkasteta laskennan jälkeen esimerkiksi toisen asettelulaskijan toimesta. Ajan myötä tapahtuvat muutokset suojattavassa verkossa eivät myöskään yleensä johda käytössä olevien suojausasetteluiden tarkistamiseen. Näistä syistä ei voida saavuttaa täyttä varmuutta siitä, että kantaverkon relesuojaus toimii nykyisillä suojausasetteluilla selektiivisesti, eikä virhelaukaisuja tapahdu.

Diplomityössä selvitettiin PSS/CAPE-simulointiohjelmiston tarjoamia mahdollisuuksia kantaverkon voimajohtojen suojausasetteluiden verifiointiin. Työ toteutettiin case-esimerkein testamalla PSS/CAPE:n simulointitoimintoja Fingridin verkosta valitulla rajatulla testiverkolla. Työssä testattiin kahta simulointimenetelmää: distanssitoimintojen herkkyysanalyysia sekä selektiivisyysanalyysia. Simulointituloksien analysoinnissa keskityttiin simuloinnista saatavan tiedon hyödyntämismahdollisuuksiin. Lisäksi pohdittiin suojausasetteluiden simulointiin liittyviä haasteita, sekä miten simuloinnista saatavaa hyötyä voitaisiin kasvattaa.

Suojausasetteluiden simulointi mahdollistaa suojauksen yhteistoiminnan tarkastelun suuremmalla alueella useita asemavälejä vikapaikasta pois päin. Suojausasetteluiden simuloinnilla voidaan saada hyvin kattava kuva suojauksen toiminnasta useissa eri vikatilanteissa. Simuloimalla voidaan havaita epäselektiiviseen suojauksen toimintaan johtavat asettelut ja nopeuttaa lasketujen asetteluiden tarkistamista. Jotta simulointia voi hyödyntää työkaluna, on ensin varmistettava, että simulointitulokset ovat luotettavia. Simuloinnista saatavan hyödyn maksimoimiseksi ja simulointiin kuluvan ajan minimoimiseksi on kiinnitettävä huomiota simuloitavien vikatilanteiden huolelliseen valitsemiseen sekä simulointitulosten analysoinnin sujuvuuteen.

ABSTRACT

Lappeenranta-Lahti University of Technology LUT
LUT School of Energy Systems
Degree Programme in Electrical Engineering

Casper Liukkonen

Utilization of simulation in verifying the protection settings of transmission line relays

Master's thesis

2020

66 pages, 22 figures, 2 tables and 1 appendix

Examiners: Professor Jarmo Partanen and D.Sc. (Tech.) Jukka Lassila

Supervisors: B.Eng. Jari Honkanen and M.Sc. (Tech.) Aarni Javanainen

Keywords: Relay protection, main grid, simulation

Reliability of relay protection of the main grid is an important factor in securing an uninterrupted supply of electricity. Numeric relays used in relay protection have a wide range of possible settings, but the large number of parameters also increases the probability of protection setting errors. Protection engineers of Fingrid design the protection settings, but they are currently not reviewed afterwards for instance by another protection engineer. Changes in the protected network do not usually trigger a process to review the protection settings that are in use. For these reasons, it is not possible to reach absolute certainty that the protection settings currently in use will not cause misoperations or failures to operate.

The objective of this thesis was to assess the possibilities of using PSS/CAPE simulation software for verifying the protection settings of transmission line relays. Case examples were used in order to test the simulation capabilities of PSS/CAPE in a small test network chosen from the main grid. Two simulation methods were tested: sensitivity analysis of distance zones and coordination analysis. The analysis of simulation results was focused on how the information could be utilized. The challenges of simulating protection settings and possible ways of increasing the benefits of simulation were also considered.

Simulation of protection settings makes it possible to review protection coordination in a larger area multiple nodes outward from the faulted line. Simulation of protection settings can be used to gain a comprehensive understanding of how relays operate under various fault conditions. Miscoordinations can be detected and protection settings can be verified by using simulation. So that simulation can be used as a tool, it must be confirmed that the results produced are reliable. In order to maximize the benefits of using simulation and minimize the amount of time taken by the process, simulated fault conditions should be chosen carefully and the process of analyzing the results should be made as smooth and efficient as possible.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö tehtiin suurimmilta osin COVID-19 –pandemian aikana, mikä oli ensimmäinen kerta elämässäni, jolloin tunsin eläväni keskellä historiaa. Pandemia pysäytti monia asioita ja muutti monien ihmisten tulevaisuuden suunnitelmia. Onnekseni pandemialla ei ollut suurta vaikutusta diplomityöhöni etätyökäytäntöjä lukuun ottamatta, mistä olen kiitollinen työn toimeksiantajalle Fingrid Oyj:lle. Pandemian vaatimat erityisjärjestelyt toivat omat haasteensa diplomityön tekemiseen, mutta niistäkin selvitettiin työyhteisön ja läheisten ihmisten tuella.

Diplomityö päättää sähkötekniikan opintoni Lappeenrannan teknillisessä yliopistossa. Kiitos opiskelukavereilleni vertaistuesta ja mukavista hetkistä, ja LUT:in opettajille innostavasta opetuksesta. Suuri kiitos myös diplomityöni tarkastajalle Jarmo Partaselle ajatuksia herättäneistä kommentteista diplomityön aikana.

Haluan kiittää Fingrid Oyj:tä ja Toisiojärjestelmät-yksikköä mielenkiintoisesta ja opettavaisesta diplomityöaiheesta. Erityisesti haluan kiittää ohjausryhmäni jäseniä Jaria, Aarnia, Mikkoa ja Marttia ajastanne, asiantuntevista kommentteistanne ja ennen kaikkea mielenkiinnostanne diplomityötäni kohtaan. Kiitos myös koko Fingridin työyhteisölle loistavasta työilmapiiristä sekä diplomityön aikana, että sitä edeltäneinä vuosina.

Suurimmat kiitokset haluan osoittaa vanhemmilleni Satulle ja Terholle, siskolleni Eveliinalle ja ystävälleni Simolle kaikesta tuesta, jota olen teiltä saanut opintojeni aikana.

Helsingissä 24.8.2020

Casper Liukkonen

SISÄLLYSLUETTELO

1	Johdanto.....	2
1.1	Työn tausta	2
1.2	Tavoitteet ja rajaus.....	3
1.3	Tutkimuksen toteutus	4
1.4	Raportin rakenne.....	5
2	Kantaverkon viat ja häiriöt	6
2.1	Suomen kantaverkko	6
2.2	Kantaverkossa esiintyvät vikatyypit.....	7
2.2.1	Oikosulku	8
2.2.2	Maasulku	9
2.2.3	Muut viat	9
2.3	Vikojen aiheuttamat häiriöt kantaverkossa.....	10
3	Relesuojaus kantaverkossa	11
3.1	Kantaverkon suojausjärjestelmä.....	11
3.2	Relesuojauksessa käytettävät reletyypit	12
3.3	Relesuojauksen yleiset periaatteet	14
3.4	Suojauksen viestiyhteys.....	17
3.5	Suojaustoiminnot ja niiden käyttötarkoitukset	17
3.5.1	Distanssitoiminto	18
3.5.2	Ylivirtatoiminto	22
3.5.3	Nollavirtatoiminto ja suunnattu maasulkutoiminto	24
3.5.4	Differentiaalitoiminto	25
3.5.5	Jälleenkytkentä ja tahdissaolon valvonta.....	26
3.6	400 kV voimajohtojen relesuojausperiaatteet	27
4	Kantaverkon voimajohtojen suojasasetteluiden simulointi	30
4.1	Laaja herkkyys- ja selektiivisyysanalyysi	30
4.2	Simulointiohjelmiston esittely	32
4.3	Simulointien suunnittelu.....	35
4.3.1	Tarkasteltavan järjestelmän rajaaminen	35
4.3.2	Suojauksen toiminnan arviointiperiaatteet	36
4.3.3	Distanssivyöhykkeiden herkkyysanalyysi.....	37
4.3.4	Selektiivisyysanalyysi	41

5	Simuloinnin tulokset ja soveltuvuus suojausasetteluiden verifiointiin.....	43
5.1	Herkkyysanalyysi	43
5.1.1	Herkkyysanalyysin tulokset.....	43
5.1.2	Herkkyysanalyysin hyödyntämismahdollisuudet	47
5.1.3	Herkkyysanalyysin haasteet ja kehitysehdotukset.....	47
5.2	Selektiivisyysanalyysi	48
5.2.1	Selektiivisyysanalyysin tulokset.....	49
5.2.2	Selektiivisyysanalyysin hyödyntämismahdollisuudet	52
5.2.3	Selektiivisyysanalyysin haasteet ja kehitysehdotukset.....	53
5.3	Suojausasetteluiden simulointiin yleisesti liittyvät haasteet.....	56
5.3.1	Simulointitulosten oikeellisuuden varmistaminen.....	56
5.3.2	Simuloinnissa käytettävät suojausasettelut.....	58
5.3.3	Simuloinnin tulosten analysoiminen	59
6	Yhteenveto.....	61
	Lähteet	64

Liite 1: Fingrid Oyj:n sähkösiirtoverkko

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

Symbolit

A	IEC-käänteisaikakäyrän käyrämuotoa määrittävä parametri
I	Virta
k	IEC-käänteisaikakäyrän laukaisuajan määrittävä parametri
k_0	Maasulun kompensointikerroin
p	IEC-käänteisaikakäyrän käyrämuotoa määrittävä parametri
R_f	Vikaresistanssi
t	Aika
U	Jännite
X	Reaktanssi
Z	Impedanssi

Lyhenteet ja määritelmät

AJK	Aikajälleenkytkentä
CIM	Common Information Model
I▷	Vakioaikaylivirtatoiminto
I/t	Käänteisaikaylivirtatoiminto
I ₀	Vakioaikanollavirtatoiminto
I ₀ /t	Käänteisaikanollavirtatoiminto
LZOP	Local Zone of Protection
PJK	Pikajälleenkytkentä
POTT	Salliva yliulottuva viestiyhteyshyöhyke
PSS/CAPE	Power System Simulation, Computer Aided Protection Engineering
PSS/E	Power System Simulator for Engineering
PUTT	Salliva aliulottuva viestiyhteyshyöhyke
SVY	Suojauksen viestiyhteys
Z	Distanssitoiminto

1 JOHDANTO

Tässä luvussa esitellään työn tausta ja syyt työn toteuttamiselle. Luvussa kuvataan myös työn tavoitteet ja toteutustavat, sekä raportin rakenne.

1.1 Työn tausta

Sähköistyneessä yhteiskunnassa katkeamaton sähkönsaanti on ensiarvoisen tärkeää. Fingrid Oyj:n (jäljempänä Fingrid) tehtävä Suomen kantaverkon järjestelmävastaavana on varmistaa, että sähköjärjestelmää käytetään joka hetki niin, että sen käyttövarmuus säilyy suunnitellulla ja sovitulla tasolla ja häiriötilanteet selvitetään nopeasti. Mahdolliset vikatilanteet on otettava verkkoa suunniteltaessa etukäteen huomioon. Kantaverkon viat voivat pahimmassa tapauksessa johtaa verkon stabiiliuden menettämiseen, mikäli verkon vikaantuneita osia ei eroteta nopeasti verkosta. Vikatilanteet eivät myöskään saisi vaarantaa henkilöturvallisuutta tai vaurioittaa verkon komponentteja. Tämä asettaa korkeat vaatimukset myös kantaverkon relesuojaukselle.

Suojareleet tarkkailevat verkon tilaa ja antavat niihin aseteltujen asetteluarvojen ylittyttyä hälytyksen, laukaisusignaalin katkaisijalle tai molemmat. Relesuojauksen on oltava toiminnaltaan selektiivinen, nopea, luotettava, herkkä, ja sen on toimittava myös poikkeuksellisissa käyttötilanteissa. Kantaverkossa tapahtuvissa vioissa suojauksen täytyy toimia nopeasti ja selektiivisesti, jotta vain viallinen verkon osa erotetaan verkosta, ja muun verkon toiminta voi jatkua vian erottamisen jälkeen normaalisti. Suojauksen virheellinen toiminta tai toimimattomuus voi johtaa laajaan paikalliseen tai valtakunnalliseen sähkönsiirron keskeytykseen, josta on suurta haittaa teollisuudelle, sähköntuottajille ja muulle yhteiskunnalle.

Nykyisin käytettävissä moderneissa numeerisissa suojareleissä on laajat asettelumahdollisuudet ja ne mahdollistavat useiden suojaustoimintojen integroimisen samaan releeseen. Numeerisissa releissä voi olla myös erilaisia lisätoimintoja varsinaisten suojaustoimintojen lisäksi. Tämä mahdollistaa laajojen ja monipuolisten suojausasetteluiden suunnittelun, mutta määriteltävien parametrien määrän kasvaminen lisää samalla mahdollisten asetteluvirheiden todennäköisyyttä. Fingridin asettelulaskijat laskevat suojausasettelut kantaverkon releisiin, eikä laskettuja asetteluita nykyisin tarkasteta esimerkiksi toisen asettelulaskijan toimesta.

Fingridin projekteissa mukana olevat suojausasiantuntijat tai asetteluita releisiin syöttävät koestajat saattavat huomata karkeita asetteluvirheitä, mutta pääsääntöisesti asettelut menevät releisiin, kuten releasettelija on ne laskenut. Myös releiden asettelussa tai koestamisessa voi sattua asetteluvirheisiin johtavia virheitä. Relesuojauksen elinkaaren aikana tapahtuvien ihmisten virheiden lisäksi relesuojauksen virheellinen toiminta voi johtua verkon kytkentätilanteiden muutoksista. Verkon kytkentätilanteen muuttuminen esimerkiksi keskeytystilanteen tai uusien rakennettavien sähköasemien ja voimajohtojen vuoksi muuttaa verkon topologiaa ja siten relesuojauksen suunnitteluun vaikuttavia verkon sähköisiä suureita. Alkuperäisiä suojausasetteluita ei kuitenkaan pääsääntöisesti tarkisteta kaikkien verkossa tapahtuvien muutoksien jälkeen. Verkon topologian muuttuminen voi johtaa siihen, että alun perin lasketut asettelut eivät enää täytä relesuojaukselle asetettuja vaatimuksia.

Edellä mainituista syistä johtuen ei voida saavuttaa täyttä varmuutta siitä, että kantaverkon relesuojaus toimii releissä käytössä olevilla asetteluilla selektiivisesti, eikä asetteluista johtuvia virhelaukaisuja tapahdu. Releissä käytössä olevien suojausasetteluiden verifiointi mahdollistaisi epäselektiivisten asetteluiden löytämisen ja niiden korjaamisen, ja siten pienentäisi asetteluvirheistä johtuvien relesuojauksen virhetoimintojen todennäköisyyttä. Myös verkon kytkentätilanteissa tapahtuvien muutosten jälkeinen suojausasetteluiden tarkistaminen pienentäisi suojauksen virhetoimintojen riskiä.

1.2 Tavoitteet ja rajaus

Työ tehdään Fingridin Toisiojärjestelmät-yksikölle. Työn keskeisimpänä tavoitteena on selvittää PSS/CAPE-simulointiohjelmiston (jäljempänä CAPE) tarjoamia mahdollisuuksia suojausasetteluiden verifiointiin. Työssä valitaan rajattu osa kantaverkosta CAPE:lla tarkasteltavaksi, millä pyritään saamaan käsitys simuloinnin toimivuudesta suojausasetteluiden verifiointinissa. Suojausasetteluiden simuloinnilla pyritään saamaan varmuus siitä, että releissä on käytössä sellaiset asettelut, joilla suojaus toimii selektiivisesti eikä virhelaukaisuja tapahdu. Mikäli verkosta löytyy epäselektiivisiä asetteluita, asettelut korjataan, ja uudet asettelut asetellaan sen jälkeen käytössä oleviin releisiin. Suojausasetteluiden verifiointin lisäksi työssä selvitetään muita mahdollisuuksia CAPE:n hyödyntämiseen asettelulaskennan työkaluna.

Työssä tarkasteltavat suojausasettelut rajataan johtosuojien asetteluihin. Johtosuojien asetteluissa on eri suojauskohteista eniten vaihtelua, minkä vuoksi mahdollisuus asetteluvirheisiin on suurempi. Johtoviat ovat myös yleisimpiä kantaverkossa esiintyviä vikoja. Koska työn tarkoituksena ei ole tarkastella koko kantaverkon suojauksen selektiivisyyttä, simulointeja varten valitaan pieni osa 400 kV verkosta. Valittu alue keskittyy Olkiluodon sähköaseman ympärille. Olkiluodon alueelle on keskittynyt paljon sähköntuotantokapasiteettia, mikä tekee alueesta tärkeän koko voimajärjestelmän kannalta. 400 kV verkon tutkiminen on tärkeää suojauksen virhetoimintojen suurempien mahdollisten haittavaikutusten vuoksi. 110 kV verkossa on suojauksen toiminnan kannalta omat haasteensa, mutta siihen ei keskitytä tässä työssä, koska huomio halutaan ohjata yleisemmällä tasolla simuloinnista saataviin hyötyihin ja siihen liittyviin haasteisiin.

1.3 Tutkimuksen toteutus

Työn teoriaosuuteen ja aiheen taustoitukseen kerätään tietoa kirjallisuustutkimuksena. Relesuojausten toteutustapoihin liittyviin asioihin lähteinä käytetään myös Fingridin omia materiaaleja sekä asiantuntijahaastatteluita.

Diplomityön simulointiosuudessa käytetään CAPE-ohjelmistoa, jota voidaan käyttää vaarajännitteiden määrittämiseen sekä suojausasetteluiden simulointiin ja laskentaan. CAPE:en luodaan CAPE-tietokanta simulointien suorittamista varten. CAPE-tietokanta muodostetaan verkkotiedot sisältävästä CIM-mallista ja releistä ladattavista asettelutiedoista. CAPE sisältää yksityiskohtaiset relemallit verkossa käytössä olevista releistä, mikä mahdollistaa releissä käytössä olevien asetteluiden käyttämisen simuloinneissa. Lisäksi CAPE-tietokantaan luodaan simuloinnin vaatimat kontaktilogiikat, joissa määritellään mitkä releet ja suojaustoiminnot ohjaavat mitäkin katkaisijoita. Luodun CAPE-tietokannan avulla tutustutaan CAPE:n tarjoamiin simulointitoimintoihin ja selvitetään niiden soveltuvuutta suojausasetteluiden verifiointiin. Lisäksi selvitetään suojausasetteluiden simulointiin liittyviä haasteita ja miten simuloinnista saataisiin mahdollisimman suuri hyöty.

1.4 Raportin rakenne

Työ koostuu johdantoluvun lisäksi viidestä luvusta. 2. luvussa taustoitetaan aihetta tutustamalla kantaverkkoon ja sen rakenteeseen. Lisäksi käsitellään kantaverkossa esiintyviä vikoja ja niiden aiheuttamia häiriöitä.

3. luvussa käsitellään relesuojausta ja sen toteutusta kantaverkossa. Ensin tutustutaan relesuojauksen taustaan ja tavoitteisiin, sekä relesuojauksen yleisiin periaatteisiin. Seuraavaksi esitellään voimajohtojen relesuojauksessa käytettäviä suojaustoimintoja. Lopuksi käsitellään relesuojauksen toteutusta 400 kV voimajohdoilla, joiden relesuojausta työssä simuloidaan.

4. luvussa käsitellään kantaverkon voimajohtojen suojausasetteluiden simulointia. Aihetta alustetaan esittelemällä relesuojauksen laaja herkkyys- ja selektiivisyysanalyysi, jotka toimivat työssä tehtävien simulointien perustana. Lisäksi esitellään työssä käytettävä simulointiohjelmisto, ja käydään läpi simuloinneissa käytettävät analysointimenetelmät.

5. luvussa esitellään tehtyjen simulointien tuloksia ja pohditaan, miten tuloksista saatavaa tietoa voisi hyödyntää. Lisäksi käydään läpi analysointimenetelmien testaamisessa havaittuja haasteita ja mahdollisia kehitysehdotuksia simuloinnista saatavan hyödyn kasvattamiseksi. Lopuksi käsitellään suojausasetteluiden simulointiin yleisesti liittyviä haasteita.

6. luku sisältää työn yhteenvedon. Yhteenvedossa käydään tiivistetysti läpi työn kulku ja työn keskeisimmät tulokset. Lisäksi esitetään simulointiohjelmiston käyttöön liittyviä jatkokehitysehdotuksia.

2 KANTAVERKON VIAT JA HÄIRIÖT

Tässä luvussa taustoitetaan kantaverkossa tapahtuvia vikoja ja niiden aiheuttamia häiriöitä, jotka ovat tärkeitä ymmärtää seuraavassa luvussa käsiteltävän kantaverkon relesuojauksen kannalta. Aihetta alustetaan tutustumalla kantaverkkoon ja sen rakenteeseen. Seuraavissa kappaleissa käsitellään kantaverkossa esiintyviä vikoja ja erilaisia vikatyyppejä.

2.1 Suomen kantaverkko

Suomen voimajärjestelmä koostuu voimalaitoksista, kantaverkosta, jakeluverkoista ja sähkön kuluttajista. Suomen voimajärjestelmä kuuluu yhteispohjoismaiseen voimajärjestelmään Norjan, Ruotsin ja Itä-Tanskan voimajärjestelmien kanssa. Voimajärjestelmät on yhdistetty toisiinsa vaihtosähköyhteyksillä ja ne kuuluvat näin ollen samaan taajuusalueeseen. Suomen kantaverkosta on lisäksi tasasähköyhteydet Ruotsiin, Viroon ja Venäjälle.

Fingridillä on järjestelmävastaavana vastuu Suomen kantaverkosta. Järjestelmävastaavan vastuualueet on määritelty sähkömarkkinalaissa. Järjestelmävastaavaan tehtäviin kuuluu voimajärjestelmän teknisestä toimivuudesta ja käyttövarmuudesta sekä valtakunnallisesta taseselvityksestä huolehtiminen. Järjestelmävastaavan tulee kehittää järjestelmävastuun piiriin kuuluvia toimintojaan ja palveluitaan siten, että ne toimivat tehokkaasti ja mahdollistavat sähkömarkkinoiden tehokkaan toiminnan. (Sähkömarkkinalaki 2013).

Kantaverkko toimii sähkönsiirron runkoverkkona, johon liittyvät suuret voimalaitokset ja tehtaot sekä alueelliset jakeluverkot. Kantaverkkoon kuuluu 4600 km 400 kV voimajohtoja, 2200 km 220 kV voimajohtoja, 7600 km 110 kV voimajohtoja, sekä 116 sähköasemaa (Fingrid 2020a). Suomen kantaverkosta on Ruotsin kantaverkkoon kaksi 400 kV vaihtosähköyhteyttä ja Norjaan 220 kV vaihtosähköyhteys. Edellä mainittujen yhteyksien lisäksi Suomesta Ruotsiin on kaksi tasasähköyhteyttä: Fenno-Skan 1 (400 MW) ja Fenno-Skan 2 (800 MW). Suomesta Viroon kulkee kaksi tasasähköyhteyttä: Estlink 1 (350 MW) ja EstLink 2 (650 MW). Venäjän verkkoon on kantaverkosta kolme 400 kV back-to-back –siirtoyhteyttä, joilla Venäjän ja pohjoismaiden verkot erotetaan omiksi taajuusalueikseen. Kuva Suomen kantaverkosta on esitetty liitteessä 1. (Fingrid 2020b).

Kantaverkon johdot on rakennettu silmukoiduksi verkoksi verkon käyttövarmuuden parantamiseksi ja verkon häviöiden pienentämiseksi. 400 kV ja 220 kV verkkoja käytetään täysin silmukoituina. 110 kV verkkoa käytetään osittain säteittäisenä, ja verkkoon on liityntöjä myös johtojen varsilta. Silmukoidussa verkossa sähkölle on aina olemassa rinnakkainen siirtymisreitti, mikäli jokin yksittäinen verkon komponentti irtoaa verkosta. Siirtoverkon tärkein yksittäinen käyttöperiaate on $N - 1$ -periaate, jonka mukaan verkkoa suunnitellaan ja käytetään siten, että verkko kestää aina yhden komponentin vikaantumisen ja verkosta irtoamisen. Verkon käyttäminen silmukoituna vaatii kuitenkin säteittäisverkkoa monimutkaisemman ja kalliimman relesuojauksen. (Elovaara & Haarla 2011a).

Verkon rakenne vaihtelee jännitetasoittain. Suomessa 400 kV ja 220 kV siirtoverkot ovat tehollisesti maadoitettuja, jolloin kaikilla jännitetasoilla sähköasemilla muuntajan tähtipiste on maadoitettu joko suoraan tai 120Ω virranrajoituskuristimen kautta. Maadoituksella pienennetään maasulun aikaista terveiden vaiheiden jännitteiden nousua ja saadaan maasulkuvirta sopivalle tasolle. Suuren maasulkuvirran etuna on relesuojauksen toteuttamisen helpottuminen, mutta maasulkuvirtaa ei kuitenkaan haluta kasvattaa liian suureksi sen aiheuttamien kosketus- ja askeljännitteiden vuoksi. 110 kV verkossa vain osa muuntajien tähtipisteistä on maadoitettu maasulkuvirran aiheuttaman maadoitusjännitteen pienentämiseksi. 110 kV verkossa maadoitus tehdään yleensä 65Ω kuristimien kautta. Pohjois-Suomessa osa 110 kV verkosta on sammutettu. Sammutetussa verkossa muuntajan tähtipiste on maadoitettu sammutuskuristimen kautta, joka kumoaa lähes kokonaan maakapasitanssien kautta kulkevan maasulkuvirran. (Elovaara & Haarla 2011b).

2.2 Kantaverkossa esiintyvät vikatyypit

Verkkovika on määritelty standardissa SFS-IEC 60050-448 poikkeavana voimajärjestelmän tilanteena, johon kuuluu tai joka johtuu häiriöstä ensiövirtapiiriin laitteissa, ja joka vaatii välitöntä verkon vikaantuneen osan erottamista voimajärjestelmästä asianmukaisten katkaisijoiden laukaisuilla. Verkkoviat voivat olla poikittais-, pitkittäis- tai yhdistelmävikoja. Poikittaisviat ovat vaiheiden välisiä tai vaiheiden ja maan välisiä vikoja. Poikittaisvikoja ovat esimerkiksi oiko- ja maasulut, ja ne ovat voimajärjestelmän yleisimpiä vikoja (Elovaara & Haarla, 2011a). Pitkittäisvicioiksi luetaan viat, joissa kaikkien kolmen vaiheen impedanssit

eivät ole vian seurauksena yhtä suuria. Pitkittäisvikoja voivat olla esimerkiksi johdinkatkokset ilman maasulkua tai katkaisijan vajaanapainen toiminta. Yhdistelmäviat ovat poikittais- ja pitkittäisvikojen yhdistelmiä. (SFS-IEC 60050-448 2002).

Suomen kantaverkko on lähes kokonaan avojohtoverkkoa, minkä vuoksi verkko on altis erilaisille ulkoisten tekijöiden aiheuttamille vikaantumisille. Vikoja syntyy esimerkiksi seuraavista syistä:

- ilmastollisten ylijännitteiden aiheuttamat valokaaret eristysvälin yli
- eristyksen rikkoutuminen (vanheneminen ja mekaaninen haurastuminen, kaapelin vahingoittuminen kaivuutöissä, ilkivalta)
- vieras esine ilmapälissä (linjalle kaatunut puu, myrskyn takia linjalle lentänyt esine, eläin tai sen jätökset, kosketus johdon alla työskennellessä)
- unohtuneet työmaadoitusvälineet
- virheelliset käyttötoimenpiteet (erottimen avaaminen kuormitusvirrallisena, virheelinen tahdistus) (Fingrid 2011).

Valtaosa kantaverkossa esiintyvistä vioista on johtovikoja, joista suurin osa on ilmastollisten ylijännitteiden aiheuttamia. Kantaverkon voimajohdot on pääsääntöisesti suojattu ukkosjohtimilla, jotka suojaavat voimajohtoja osalta suorista salamaniskuista. Vika voi myös syntyä niin sanottuna takaiskuna. Salaman iskiessä ukkosjohtimeen tai pylvääseen pylvään potentiaali nousee ympäristöönsä nähden korkeaksi, jolloin voi tapahtua läpilyönti pylvään orresta vaihejohtimeen. (Fingrid 2011).

2.2.1 Oikosulku

Oikosulku on poikittaisvika, joka syntyy, kun virtapiirin johtimet joutuvat toistensa kanssa johtavaan yhteyteen esimerkiksi valokaaren kautta. Oikosulku voi olla kaksi- tai kolmivaiheinen, ja se voi olla joko maakosketuksella tai ilman. Oikosululle tyypillisiä asioita ovat vikapaikan pieni jännite ja suuri oikosulkuvirta. Tyypillinen ukkosen aiheuttama oikosulku on kaksi- tai kolmivaiheinen oikosulku maakosketuksella. Kova tuuli voi puolestaan saada kaksi vaihejohtinta heilahtamaan yhteen, jolloin kyseessä on puhdas kaksivaiheinen oikosulku. Sähkönsiirtoverkon impedanssit rajoittavat vikavirran suuruutta, jolloin vikavirran

suuruus on sitä pienempi, mitä kauempana vikapaikka on vikavirtaa syöttävistä generaattoreista. Kolmivaiheinen vikaresistanssiton oikosulku on sähkösiirtoverkon suurimman vikavirran aiheuttava vika. (Elovaara & Haarla 2011b).

Oikosulkusuojana voidaan käyttää distanssi-, differentiaali- tai ylivirtarelettä. Ylivirtarelettä voidaan käyttää, mikäli pienin vikavirta on suurinta kuormitusvirtaa suurempi. Ylivirtarele toimii paremmin säteisjohdoilla kuin silmukoidussa verkossa, koska rele ei tunnista vian suuntaa eikä etäisyyttä. Silmukoidussa verkossa oikosulkusuojana käytetään yleensä distanssi- tai differentiaalireleitä.

2.2.2 Maasulku

Maasulku on poikittaisvika, joka syntyy, kun virtapiirin johdin joutuu eristysvian tai muun vian vaikutuksesta johtavaan yhteyteen maan tai maahan yhteydessä olevan komponentin kanssa. Maasulkuvirran suuruus riippuu vikaresistanssista sekä siitä, onko muuntajan tähtipiste maadoitettu, ja onko maadoitus tehty suoraan vai virtaa rajoittavan kuristimen kautta. Jos verkko on sammutettu tai maasta erotettu, maasulkuvirta on suuruudeltaan hyvin pieni. Maasulkuvirta aiheuttaa Suomen maaperän suuren ominaisresistanssin vuoksi suuria vaarajännitteitä. (Elovaara & Haarla 2011b).

Maasulkusuojina voidaan käyttää distanssi- ja differentiaalireleitä, suunnattuja maasulkureleitä sekä nollavirtareleitä. Maasulkusuojien toiminta perustuu vaiheiden summavirran eli nollavirran mittaamiseen. Distanssirele ja suunnattu maasulkurele tunnistavat maasulkuvirran suunnan, nollavirtarele taas ei. Suomessa on käytössä maasulkusuojauksen suunnittelussa vanhoista sähköturvallisuusmääräyksistä periytyvä kriteeri, jonka mukaan maasulut on pystyttävä havaitsemaan 500Ω vikaresistanssiin asti. Distanssireleillä pystytään havaitsemaan maasulut vain noin 20Ω vikaresistanssiin asti, minkä vuoksi distanssirele ei yksin riitä maasulkusuojaukseksi.

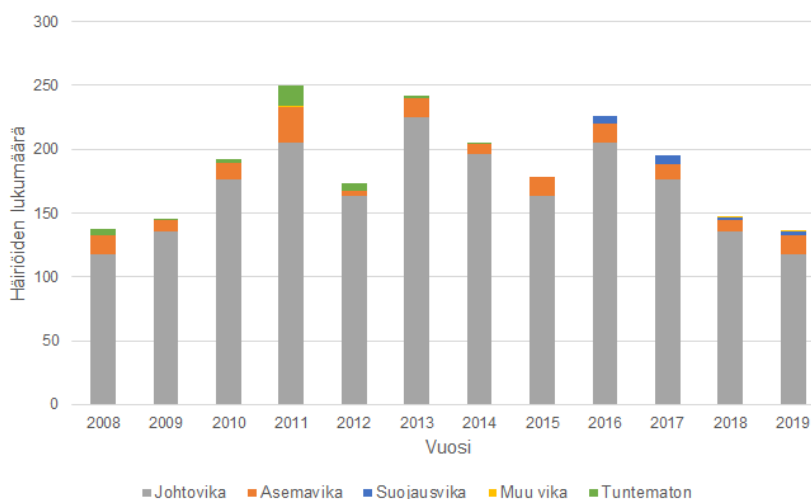
2.2.3 Muut viat

Muita sähkösiirtoverkossa esiintyviä vikoja ovat muun muassa pitkittäisviat, ylikuormituksesta johtuvat viat sekä yhdistelmäviat. Pitkittäisviat tarkoittavat esimerkiksi johtimen katkeamista tai katkaisijan vajaanapaista toimintaa. Pitkittäisvian aikana kuormitusvirta on epä-

symmetristä, jota kaikki kulutuslaitteet eivät kestä pitkiä aikoja ilman vaurioita. Jos johdinkatkoksessa ei ole lisäksi maakosketusta, verkossa kulkeva nollavirta on hyvin pieni, jolloin herkkä maasulkusuojaus ei välttämättä havaitse vikaa. Vika voidaan havaita esimerkiksi kulutuksen päässä sijaitsevalla alijännitereleellä. Ylikuormitus voi aiheuttaa laitteiden ylikuumenemista ja johtimien liiallista riippumaa (Fingrid 2018). Siirtoverkon ylikuormitussuojaus on hoidettu käytönvalvontajärjestelmästä löytyvillä hälytysrajoille, joiden perusteella verkonvalvoja voi ryhtyä tarvittaviin toimenpiteisiin. Yhdistelmäviat ovat esimerkiksi kahden maasulun yhdistelmiä, joissa ensimmäisen maasulun aiheuttama muiden vaiheiden jännitteenousu saa aikaan toisen maasulun. Tällaiset viat ovat vaarallisia, koska niihin voi liittyä suuria maasulkuvirtoja, eikä vikavirtojen todellisista kulkureiteistä ole varmuutta. (Elovaara & Haarla 2011b).

2.3 Vikojen aiheuttamat häiriöt kantaverkossa

Häiriö syntyy, kun katkaisija laukeaa suojalaitteen toimesta tai se avataan verkon kannalta kriittisessä tilanteessa. Vika ei aina aiheuta häiriötä. Suurin osa kantaverkossa esiintyvistä vioista on ilmastollisten ylijännitteiden aiheuttamia johtovikoja. Myös suurin osa kantaverkon häiriöistä on johtovikojen aiheuttamia. Kantaverkon häiriöitä ja niiden aiheuttajia on havainnollistettu kuvassa 2.1.



Kuva 2.1 Häiriöiden lukumäärä vuosittain vikalajin mukaan.

3 RELESUOJAUS KANTAVERKOSSA

Tässä luvussa käsitellään relesuojausta ja sen toteutusta kantaverkossa. Aluksi käsitellään relesuojauksen tausta ja tavoitteet. Seuraavaksi tutustutaan relesuojauksen yleisiin periaatteisiin ja käytettäviin suojaustoimintoihin. Lopuksi käsitellään tarkemmin Fingridin suojausperiaatteita 400 kV voimajohdoilla, joiden suojausta tässä työssä tarkastellaan.

3.1 Kantaverkon suojausjärjestelmä

Verkon laitteiden suojauksesta huolehditaan suojausjärjestelmällä, joka on SFS-IEC 60050-448 –standardin mukaan suojauslaitteiden, mittamuuntajien, johdotuksen, laukaisupiirin, tehollähteiden sekä mahdollisten tiedonsiirtojärjestelmien ja jälleenkytkentäautomaatiikan muodostama kokonaisuus. Standardin määritelmän mukaan katkaisijoita ei sisällytetä suojausjärjestelmään. Suojauksen tehtävä on havaita viat ja muut epänormaaliolosuhteet voimajärjestelmässä, jotta viat voidaan selvittää ja epänormaaleista olosuhteista päästään eroon. Suojarele on suojareleistyksen ja siten myös suojausjärjestelmän osa. (SFS-IEC 60050-448 2002).

Huolimatta siitä miten hyvin verkko on suunniteltu, verkossa tulee aina tapahtumaan vikoja. Oiko- tai maasulun tapahduttua vikaantunut verkon osa on erotettava muusta verkosta, jotta vika ei aiheuta vaaraa eläville olennoille tai vaurioita verkon laitteita. Sähköturvallisuuslain kuudennen pykälän mukaan sähkölaitteet ja -laitteistot on suunniteltava, rakennettava, valmistettava ja korjattava, ja niitä on käytettävä ja huollettava siten, että:

- 1) niistä ei aiheudu kenenkään hengelle, terveydelle tai omaisuudelle vaaraa;
- 2) niistä ei sähköisesti tai sähkömagneettisesti aiheudu kohtuutonta häiriötä;
- 3) niiden toiminta ei häiriinny helposti sähköisesti tai sähkömagneettisesti (Sähköturvallisuuslaki 2016).

Kun vikaantunut verkon osa on erotettu verkosta, voi sähkönsiirto verkossa jatkaa. Syitä sille, miksi viallinen verkon osa on erotettava muusta verkosta ovat muun muassa:

- 400 kV verkossa maa- ja oikosulut voivat aiheuttaa verkon stabiiliuden menetyksen, mikäli verkon vikaantunutta osaa ei eroteta nopeasti verkosta.
- Vikavirran lämpövaikutus voi olla vaaraksi ihmisille ja eläimille tai vaurioittaa laitteita. Sisäkytkinlaitoksissa valokaaren lämpö- ja painevaikutus voi olla hengenvaarallinen.
- Maasulunaikainen maassa kulkeva virta voi Suomen maan korkean ominaisvastuksen takia levitä syvälle ja laajalle alueelle, ja aiheuttaa vikapaikan lähellä korkean kosketus- ja askeljännitteen.
- Sähköaseman potentiaali voi nousta maasulun aikana vaarallisen korkeaksi.
- Maa- ja oikosulkujen aiheuttamat jännitekuopat leviävät laajalle alueelle, mitä esimerkiksi monien tehtaiden prosessit eivät kestä. Tehtaiden irtoaminen verkosta aiheuttaa ylimääräisiä kustannuksia.
- Maasulkuvirta voi indusoida jännitteitä muihin virtapiireihin (Elovaara & Haarla 2011b).

3.2 Relesuojauksessa käytettävät reletyypit

Releteknologiassa ja käytettävissä reletyypeissä on tapahtunut muutamia suurempia kehitysaskeleita, ja releet voidaan jakaa käytetyn teknologian mukaan sähkömekaanisiin, staattisiin, digitaalisiin ja numeerisiin releisiin. Releiden kehityksen myötä releissä käytettävissä olevat toiminnot ovat lisääntyneet, laitteiden koko on pienentynyt ja luotettavuus parantunut. (GE 2011).

Vanhimmat käytössä olevat releet ovat sähkömekaanisia releitä, jotka sisältävät liikkuvia osia. Releen toiminta voi perustua esimerkiksi virran kasvusta johtuvaan magneettikentän kasvuun, mikä aiheuttaa liikkeen releessä. Sähkömekaaniset releet voivat olla toiminta-ajaltaan hyvin nopeita. Sähkömekaaniset releet ovat kuitenkin suurikokoisia ja hieman epätarkkoja. Ne vaativat myös säännöllisen koestuksen, jotta releen liikkuvat osat eivät jäykisty ja aiheuta siten suojausasetteluiden liukumista tai muuttumista. (Elovaara & Haarla 2011b).

Seuraava askel releiden kehityksessä olivat staattiset releet, jotka tulivat käyttöön 1960-luvulla. Termi 'staattinen' viittaa siihen, että releen suojaustoimintojen toteuttamiseen ei käy-

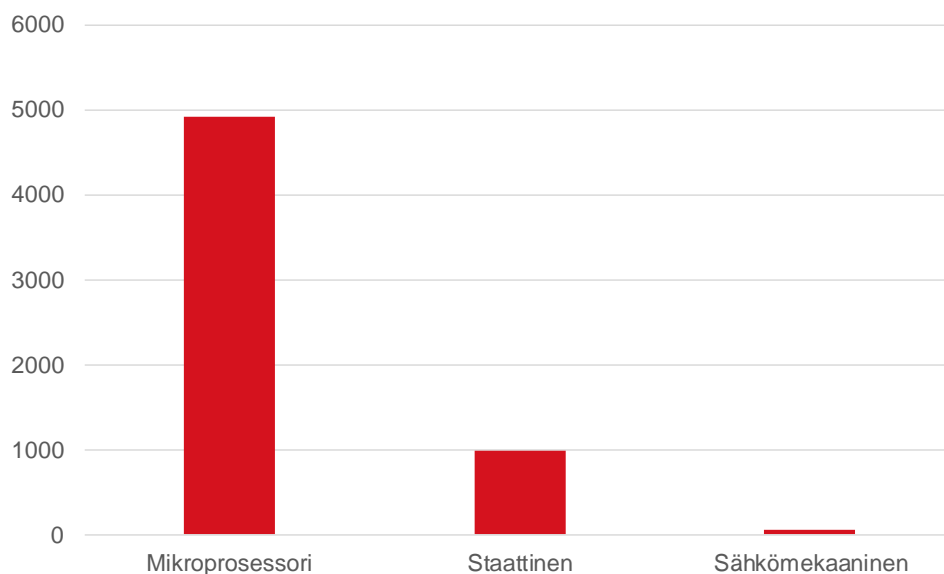
tetty liikkuvia osia sähkömekaanisten releiden tapaan. Releet koostuivat sen sijaan analogisista, elektronisista piireistä. Myöhemmässä vaiheessa staattisiin releisiin lisättiin myös puolijohdekomponentteja, jotka mahdollistivat logiikkafunktioiden ja signaalinkäsittelyn toteuttamisen releissä. Staattisilla releillä oli mahdollista käyttää sähkömekaanisia releitä monimutkaisempia suojaustoimintoja. Sähkömekaanisiin releisiin verrattuna staattisten releiden etuja olivat myös parempi tarkkuus ja nopeampi palautumisaika. Staattisten releiden huonoja puolia ovat elektronisten osien vanheneminen, herkkyys ylijännitteille ja jatkuva aputehon tarve. (Elovaara & Haarla 2011b; GE 2011).

Ensimmäiset digitaaliset releet otettiin käyttöön 1980-luvun loppupuolella. Staattisissa releissä käytetyt analogiset piirit korvattiin mikroprosessoreilla ja -kontrollereilla. Analogiset mittaussignaalit muunnettiin digitaalisiksi, ja suojausalgoritmit toteutettiin mikroprosessoreilla. Ensimmäisten digitaalisten releiden mikroprosessorit olivat kuitenkin laskentateholtaan vaatimattomia, eikä releissä ollut suurta määrää muistia tai tallennustilaa. Sähkömekaanisiin ja staattisiin releisiin verrattuna digitaaliset releet mahdollistivat monipuolisemmat suojaustoiminnat ja laajemmat asetteluarvot sekä tietokoneella releeseen otettavan etäyhteyden. Laskentatehon puutteen vuoksi ensimmäisten digitaalisten releiden toiminnallisuudet rajoittuivat kuitenkin lähinnä suojaustoimintoihin. (GE 2011).

Seuraava askel releiden kehityksessä olivat numeeriset releet, joissa käytetään digitaaliseen signaalinkäsittelyyn räätälöityjä DSP-prosessoreita. Tehokkaampi signaalinkäsittely mahdollistaa useiden eri toimintojen integroimisen samaan releeseen, eikä jokaiselle toiminnolle tarvita enää omaa relettään. Tästä syystä nykyisin puhutaan suojaustoiminnoista, joita voidaan valita ja yhdistellä tarpeiden mukaan yhteen releeseen. Esimerkiksi johdonsuojareleeseen voidaan integroida distanssisuoja, suunnattu maasulkusuoja, jälleenkytkentä ja tahdisaolon valvonta. Suojaustoimintojen lisäksi releeseen voidaan sisällyttää muita toimintoja, kuten releen itsevalvonta, häiriötallennus ja eri asetteluiden tallentaminen eri asetteluryhmiin. (GE 2011).

Numeeristen releiden monipuolisten suojausmahdollisuuksien kääntöpuoli on, että releestä löytyvien parametrien määrä kasvaa, kun releeseen lisätään toimintoja. Tämä tekee suojausasetteluiden laskemisesta ja releeseen asettelemisesta haastavampaa, ja asetteluvirheiden todennäköisyys kasvaa. Numeerisissa releissä ei ole kuluvia mekaanisia osia, mutta releiden

sisältämien digitaalisten piirien nopea kehitys voi tehdä releiden eliniän suhteellisen lyhyeksi. Releiden omat ohjelmistot voivat myös sisältää ohjelmointivirheitä. (Elovaara & Haarla 2011b).



Kuva 3.1 Fingridin verkossa käytössä olevat releet jaoteltuna releessä käytetyn teknologian mukaan. Mikroprosessorirele sisältää sekä digitaaliset että numeeriset releet.

Kuvassa 3.1 on esitetty Fingridin verkossa käytössä olevien releiden määrät jaoteltuna releessä käytetyn teknologian mukaan. Verkossa on käytössä yhteensä noin 6000 releitä, joista suurin osa, noin 4900 kappaletta, on mikroprosessorireleitä, joka kattaa digitaaliset ja numeeriset releet. Staattisia releitä on noin 1000 kappaletta, ja vanhoja sähkömekaanisia releitä vain noin 50 kappaletta. Mikroprosessorireleiden osuus lähestyy 100 % ajan kuluessa, kun sähkömekaaniset ja staattiset releet korvautuvat mikroprosessorireleillä. Mikroprosessorireleiden moninaisten asettelumahdollisuuksien vuoksi suojausasetteluiden verifiointi asettelu-laskennan, releisiin asettelun ja koestamisen jälkeen nähdään tarpeellisena osana toimivan suojausjärjestelmän hallintaa.

3.3 Relesuojauksen yleiset periaatteet

Suojareleet ovat mittaavia releitä, jotka havahtuvat ja toimivat tarkkailemansa sähköisen suureen muutoksesta. Releiden tehtävä on muodostaa tieto primäärivirtapiiriin katkaisemiseksi tai hälytyksen lähettämiseksi. Rele pysyy normaalitilassa, kun releen mittaama suure

ei sivuuta releeseen aseteltua toiminta-arvoa. Kun releen mitaama suure sivuuttaa releeseen asetellun toiminta-arvon, rele havahtuu. Jos havahtuminen jatkuu tarpeeksi kauan, rele antaa laukaisukäskyn katkaisijalle, hälytyksen, tai molemmat. Vian alkamisesta laukaisuun tai hälytyksen antamiseen kuluva aika kutsutaan releen toiminta-ajaksi, jota voidaan niin haluttaessa pidentää lisäämällä releen toiminnalle hidastus. Mikäli mitattava suure siirtyy pois releen toiminta-alueelta, rele palautuu. Aikaa, joka kuluu releen palautumiseen havahtumistilasta normaalitilaan, kutsutaan palautumisajaksi. (Fingrid 2011).

Suojattava verkko jaetaan virtamuuntajien rajoittamiin suojausalueisiin, jotka voidaan erottaa jännitteettömiksi katkaisijoilla. Jokainen verkon kohta kuuluu vähintään kahden eri releen suojausalueeseen. Hyvä relesuojausjärjestelmä on selektiivinen, nopea, luotettava, herkkä ja se toimii myös poikkeuksellisissa käyttöolosuhteissa. (Fingrid 2011).

Selektiivisyydellä tarkoitetaan, että vian sattuessa vian vaikutusalue pyritään pitämään mahdollisimman pienenä. Tämä tarkoittaa käytännössä sitä, että vian erottamiseksi laukaistaan vikaa lähimpänä sijaitsevat katkaisijat. Selektiivisen suojauksen toteuttamiseen on useita tapoja. Kantaverkossa suojauksen selektiivisyys on toteutettu pääasiassa aika- ja suuntaselektiivisyyden avulla. Suuntaselektiivisyys on silmukoidussa verkossa oleellinen, koska suojaukselta vaaditaan erilaista toimintaa riippuen siitä, sijaitseeko vikapaikka releen edessä johdolla vai releen takana esimerkiksi kiskostossa tai toisella sähköasemalta lähtevällä johdolla. Aikaselektiivisyyden periaatteena on porrastaa suojauksen toiminta-ajat siten, että lähimpänä vikaa sijaitsevat releet ehtivät toimia kauempana sijaitsevia releitä nopeammin. Myös aika- ja virtaselektiivisyyttä, jossa suojauksen toimintanopeus vaihtelee vikavirran suuruuden mukaan, hyödynnetään tietyissä suojaustoiminnoissa (ABB 2000). Selektiivisyys voidaan varmistaa myös yksikkösuojauksella, jossa suojauskohde on tarkoin rajattu, ja suojauskohdetta suojaavat releet kommunikoivat keskenään viestiyhteyden avulla. Yksikkösuojaukseksi luetaan esimerkiksi differentiaalisuojaus. Suojauksen selektiivisyys ei riipu ainoastaan käytettävistä suojausasetteluista, vaan suojausta suunniteltaessa on myös huomioitava esimerkiksi virtamuuntajien sijaintien koordinointi (GE 2011).

Relesuojausjärjestelmän nopeus on tärkeää, koska kantaverkossa pitkäkestoiset oiko- ja maasulut voivat johtaa verkon stabiiliuden menettämiseen, ja sitä kautta laajoihin alueellisiin

tai jopa maanlaajuisiin keskeytyksiin sähkönsiirrossa. Suojauksen nopealla toiminnalla saadaan siis pidettyä vian vaikutusalue mahdollisimman pienenä. Vian keston rajoittaminen mahdollisimman lyhyeksi mahdollistaa myös vikavirran aiheuttamien vahinkojen minimoimisen, koska vian aikana vapautuvan energian määrä on suoraan verrannollinen vian kesto-aikaan. (Elovaara & Haarla 2011b).

Suojauksen epäluotettavuus on otettava huomioon suojausta suunniteltaessa, minkä vuoksi jokaista suojauskohdetta suojaa vähintään kaksi relettä. Tämä voidaan toteuttaa joko kahdella pääsuojalla, tai siten, että varasuojana toimii toisen releen hidastettu porras. Kantaverkossa releet asemalla on kahdennettu, ja lisäksi etävarasuojana voi toimia esimerkiksi toisella asemalla sijaitsevan distanssireleen toinen tai kolmas vyöhyke. Suojareleiden lisäksi voidaan kahdentaa myös virta- ja jännitemittaukset, apusähkönsyötöt, suojauksen viestiyhteydet ja laukaisupiirit suojauksen käyttövarmuuden kriittisyyden mukaan. (Elovaara & Haarla 2011b).

Suojauksen luotettavuudesta käytetään yleiskäsitteenä englanninkielistä sanaa 'reliability' yleisen luotettavuussanaston sanan 'dependability' sijaan. Luotettavuus (reliability) voidaan jakaa kahteen osaan. Luotettavuuden toinen osa on suojauksen toimintavarmuus (security of protection), joka tarkoittaa sitä, että suojaus ei lähetä laukaisukäskyä, kun suojausalueella ei ole vikaa. Toinen osa luotettavuutta on suojauksen käyttövarmuus (dependability of protection), joka tarkoittaa sitä, että suojaus toimii silloin, kun suojausalueella on vika. Molemmat luotettavuusnäkökohdat ovat tärkeitä suojauksen luotettavuuden kannalta. Mikäli pääsuoja ei laukaise sen suojausalueella olevaa vikaa pois, vika-aika pitenee. Jos toisella asemalla sijaitseva etävarasuoja laukaisee hidastuksen jälkeen vian pois, verkosta erotetaan suurempi osa, jolloin verkko on heikompi verrattuna tilanteeseen, jossa pääsuoja olisi laukaissut vain verkon vikaantuneen osan pois. Mikäli etävarasuojakaan ei laukaise vikaa, on mahdollista, että mikään suoja ei laukaise, jolloin vika-aika pitenee entisestään ja voi johtaa verkon stabiiliuden menettämiseen. Jos taas rele laukaisee tilanteessa, jossa sen suojausalueella ei ole vikaa, verkosta tulee tässäkin tapauksessa heikompi, koska verkosta laukaistaan vikaantuneen verkon osan lisäksi myös virheellisesti toimineen releen suojaama osa. (SFS-IEC 60050-448 2002; Elovaara & Haarla 2011b).

Suojauksen on oltava tarpeeksi herkkä, jotta se toimii myös poikkeuksellisissa käyttöolosuhteissa, joissa vikavirrat ovat pienentyneet. Nykyaikaisilla digitaalisilla ja numeerisilla releillä rele itsessään on harvoin suojauksen herkkyyttä rajoittava tekijä, vaan herkkyyttä rajoittavat releen käyttötarkoitus sekä virta- ja jännitemuuntajien ominaisuudet (GE 2011). Hyvä suojausjärjestelmä kestää minkä tahansa yksittäisen komponentin poissaolon ilman, että suojausasetteluihin tarvitsee tehdä muutoksia. (Elovaara & Haarla 2011b).

3.4 Suojauksen viestiyhteys

Jotkin suojaustoiminnot vaativat voimajohdon eri päissä sijaitsevien releiden välistä kommunikointia nopean ja selektiivisen suojauksen saavuttamiseksi. Tätä kommunikaatioyhteyttä kutsutaan suojauksen viestiyhteydeksi (SVY). Viestiyhteydet ovat tärkeä osa kantaverkon suojauksen toimintaa, ja siksi niiden täytyy olla hyvin luotettavia ja sietokykyisiä ulkoisille häiriöille. Viestiyhteystoiminnoissa käytetään signaalin kulkuväylänä ensisijaisesti suoraa valokuituyhteyttä, jos sellainen on käytettävissä. Erityisesti differentiaalireleiden välillä pyritään käyttämään suoraa kuituyhteyttä releiden vaatiman nopean tiedonsiirtoyhteyden vuoksi. Mikäli suoraa kuituyhteyttä ei ole käytettävissä, viestiyhteys reititetään vasta-aseamalla tietoliikenneverkon kautta. Tietoliikenneverkon kautta kulkevia signaaleja käytetään esimerkiksi distanssireleiden viestiyhteystoiminnoissa. (Fingrid 2011).

400 kV verkossa kriittinen vika-aika on 250 ms, ja verkon stabiiliuden kannalta on kriittistä, että suojaus toimii luotettavasti tätä nopeammin. SVY:n toimimattomuus on koko voimajärjestelmän käyttövarmuutta uhkaava tekijä, minkä vuoksi 400 kV johtosuojauksessa SVY on aina kahdennettu. 400 kV suojauksen toiminta-aika on yleensä alle 100 ms. 110 kV johtosuojauksessa SVY:tä käytetään tarvittaessa, koska vaatimukset suojauksen nopeudelle eivät ole niin korkeat kuin 400 kV verkossa. (Fingrid 2018).

3.5 Suojaustoiminnot ja niiden käyttötarkoitukset

Moderneissa numeerisissa releissä useita eri suojaustoimintoja voidaan yhdistellä yhteen releeseen, eikä jokainen suojaustoiminto tarvitse omaa relettään. Tässä kappaleessa esitellään kantaverkon johtosuojauksessa käytettäviä suojaustoimintoja.

Koska distanssitoiminto pystyy laskemaan impedanssin, se pystyy määrittämään vikapaikan etäisyyden asemasta, mitä on havainnollistettu kuvassa 3.2. Kuvassa on kaksi asemaa, A ja B, joiden välisellä johdolla on vika paikassa F. Johdon kokonaisreaktanssi on

$$X = X_{AF} + X_{BF}, \quad (3.1)$$

jossa X_{AF} on johdon reaktanssi asemalta A vikapaikkaan F ja X_{BF} on johdon reaktanssi asemalta B vikapaikkaan F. Asemalla A sijaitseva rele mittaa vaihevirran I_A ja vaihejännitteen U_{AV} . Releet käyttävät vikapaikan laskemiseen erilaisia menetelmiä valmistajasta riippuen. Periaatetasolla reaktanssi X_M lasketaan yhtälöstä:

$$X_M = \frac{U_{AV}}{I_A}. \quad (3.2)$$

3-vaiheisessa vikaresistanssittomassa oikosulussa vikapaikan ja maan välinen jännite on 0 V. Koska vikapaikan ja maan välinen jännite on 0 V eikä maassa kulje virtaa, on releen mittaama jännite U_{AV} yhtä suuri kuin reaktanssissa X_{AF} tapahtuva jännitehäviö, joten

$$X_{AF} = \frac{U_{AV}}{I_A} = \frac{U_A}{\sqrt{3} \cdot I_A}, \quad (3.3)$$

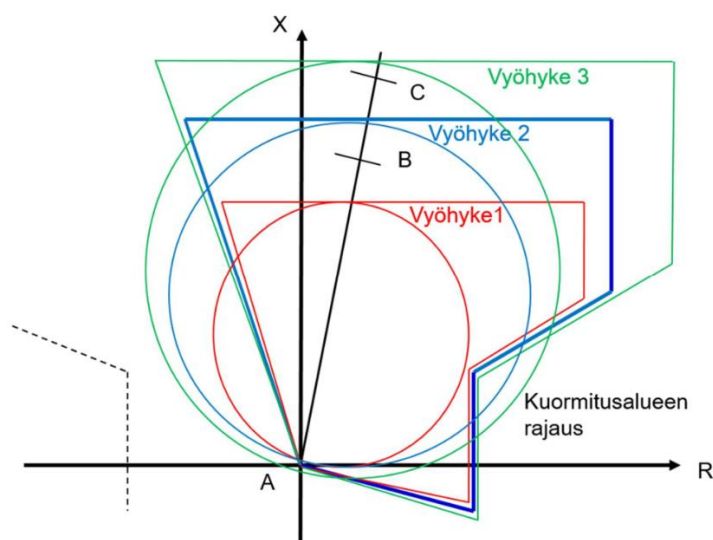
jossa U_A on aseman A pääjännite. Releen mittaama vikapaikka on näin ollen reaktanssin X_{AF} etäisyydellä asemasta A. Rele vertaa mittaamaansa reaktanssin arvoa releen asetteluarvoon eli ulottumaan, jonka suuruus on tyypillisesti noin 85 % johdon kokonaispituudesta. Mikäli mitattu reaktanssi on pienempi kuin asetteluarvo, johdolla on havaittu vika ja rele havahtuu.

Maasulussa vikasilmutka sulkeutuu nollaverkon kautta. Jotta rele pystyy määrittämään maasulun vikapaikan, on huomioitava myös nollaverkon impedanssi. Tämä toteutetaan maasulun kompensointikertoimella k_0 , joka määritellään yhtälöllä

$$k_0 = \frac{Z_{0L} - Z_{1L}}{K \cdot Z_{1L}}, \quad (3.4)$$

jossa Z_{0L} on nollaverkon impedanssi, Z_{1L} myötäverkon impedanssi ja K kerroin, joka saa relevalmistajasta riippuen joko arvon 1 tai 3. Maasulun kompensointikertoimella k_0 otetaan asetteluiden laskennassa huomioon myötä- ja nollaverkkojen impedanssien erot, jolloin samassa paikassa tapahtuvat oiko- ja maasulut näkyvät myös releelle samassa paikassa tapahtuvina vikoina. k_0 mahdollistaa täten maasuluissa toimivien asetteluiden asettelemisen myötäverkon impedanssia käyttäen. (Elovaara & Haarla 2011b).

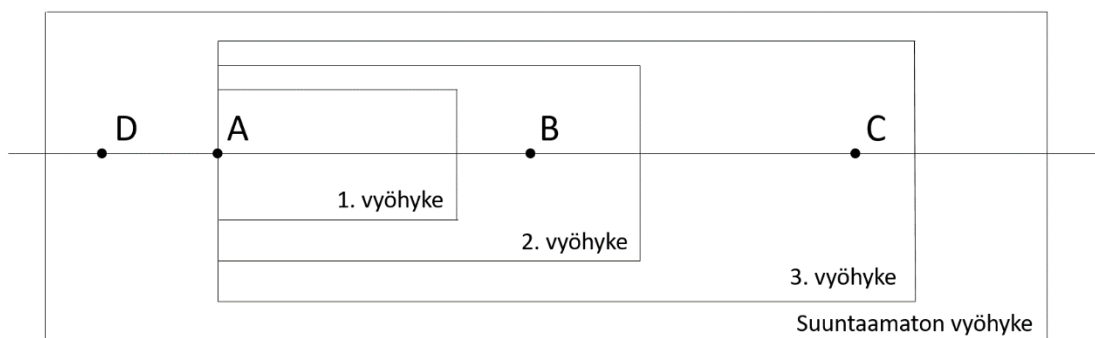
Distanssisuojaus perustuu releisiin aseteltaviin vyöhykkeisiin, joille on kullekin aseteltu suojauksen suunta, haluttu ulottuma ja aikahidastus. Digitaalisissa ja numeerisissa releissä voi olla jopa viisi tai kuusi eri vyöhykettä (GE 2011). Asettelut määrittävät, mitä johtoja mikäkin rele suojaa, ja miten nopeasti eri vikapaikoissa sijaitsevat viat laukaistaan. Asettelut määrittellään impedanssitasossa ja asettelut muodostavat vyöhykekuvion. Vanhemmissa sähkömekaanisissa releissä vyöhykekuvio oli ympyrän muotoinen. Uudemmissa releissä resistanssin ja reaktanssin arvot voidaan määrittellä toisistaan riippumatta, jolloin voidaan muodostaa ympyräkuvioiden lisäksi myös monikulmiokuvioita. Monikulmiokuvioilla saavutetaan ympyräkuviota parempi resistiivinen ulottuma. Moderneissa releissä voidaan myös asettaa kuormitusalueen rajaus, jolla voidaan estää toimintapisteen tunkeutuminen releen laukaisualueelle kuormitusvirran vaikutuksesta. Esimerkki distanssireleen vyöhykekuvioista on esitetty kuvassa 3.3. (Elovaara & Haarla 2011b).



Kuva 3.3 Distanssireleen tyypillisiä asettelukuvioita impedanssitasossa, resistanssi vaaka-akselilla ja reaktanssi pystyakselilla. Vyöhykkeet 1-3 on esitetty sekä ympyrä- että monikulmiokuvioina. Kuvioon on lisäksi merkitty johdon sijoittuminen vyöhykekuvioon (A-, B- ja C-asetat) sekä kuormitusalueen rajaus. (Suontausta 2019).

Johtosuojauksessa käytettävän distanssitoiminnon 1. vyöhyke asetellaan yleensä kattamaan 80 – 85 % suojattavan johdon pituudesta. Johtoarvojen ja mittausten epätarkkuuksien vuoksi

1. vyöhykettä ei asetella kattamaan koko johtopituutta, koska vasta-aseman takana tapahtuvien vikojen ei haluta laukaisevan johtosuojausta virheellisesti. 1. vyöhykkeen laukaisu on hidastamaton. Jos koko johdolle tarvitaan nopea ja selektiivinen suojaus, on käytettävä SVY:tä distanssireleiden välillä. Viestiyhteystoimintona voidaan käyttää sallivaa yliulottuvaa viestiyhteystoimintoa (POTT, permissible overreach transfer trip), jossa johdon kummankin pään releiden asettelu on yliulottuva. Ulottumana käytetään tässä tapauksessa yleensä 2. vyöhykkeen ulottumaa, joka ulottuu vasta-aseman yli. Jos rele havaitsee edessä vian ja saa lisäksi vasta-aseman releeltä SVY:llä tiedon, että toinen rele on havainnut samalla johdolla vian, rele lähettää katkaisijalle laukaisukäskyn. Näin koko johdolle saadaan nopea ja selektiivinen suojaus ilman riskiä vasta-aseman takana sijaitsevista vioista johtuvista virhelaukauksista. Vanhemmissa releissä käytettiin myös sallivaa aliulottuvaa viestiyhteystoimintoa (PUTT, permissible underreach transfer trip), jossa rele laukaisee 1. vyöhykkeen vian ja lähettää vasta-asemalle SVY:llä tiedon laukaisusta, jolloin myös vasta-aseman rele laukaisee havaittuaan vian samalla johdolla. Nykyisin suositaan POTT:ia PUTT:in sijaan, koska SVY-signaalit lähetetään ennen kuin yhtään laukaisua on tehty. (Elovaara & Haarla 2011b).



Kuva 3.4 Tyypilliset distanssitoiminnon vyöhykkeiden ulottumat. Asemalla A sijaitsevan johtoa A-B suojaavan releen 1. vyöhyke kattaa 80-85 % johdon pituudesta. 2. vyöhyke kattaa koko suojaattavan johdon ja ulottuu vasta-aseman yli. 3. vyöhyke kattaa vasta-asemalta lähtevän pisimmän johdon, ja ulottuu kyseisen johdon vasta-aseman yli. 4. vyöhyke on yleensä suuntaamaton, ja sen ulottuma on eteenpäin 3. vyöhykettä pidempi. Ulottuma taaksepäin vaihtelee. (Mukaiillen Fingrid 2018).

Distanssitoiminnon 2. vyöhykkeen tavoiteasettelu kattaa vähintään 120 % suojaattavan johdon pituudesta, jolloin se kattaa luotettavasti koko suojaattavan johdon lisäksi vasta-asemalla

tapahtuvat kiskoviat. 2. vyöhykkeen toiminta-aika on hidastettu yleisen hidastuksen ollessa 0,4 s. 3. vyöhyke pyritään asettelemaan siten, että se ulottuu vasta-aseman takana olevien johtojen yli seuraavalle asemalle asti. 2. vyöhykkeen tapaan myös 3. vyöhykkeen toiminta-aika on hidastettu yleisen hidastuksen ollessa 1 s. Distanssisuojan 4. vyöhyke on tyypillisesti suuntaamaton vyöhyke, joka ulottuu eteenpäin 3. vyöhykkeen yli ja näkee myös releen takana tapahtuvat viat. Suuntaamattoman vyöhykkeen hidastus on tyypillisesti 3-4 s. Vanhoissa releissä 4. vyöhykettä kutsuttiin havahtumisvyöhykkeeksi, joka ei ollut laukaiseva vyöhyke, vaan sen toiminta liittyi muiden laukaisevien vyöhykkeiden toimintaan. Myös nykyisin asetellaan havahtumisvyöhykettä vastaava vyöhyke, mutta se on samanlainen itsenäisesti laukaiseva vyöhyke kuin muutkin vyöhykkeet. 4. vyöhykkeen laukaisuja tapahtuu harvoin, mutta sitä käytetään kuitenkin varotoimena. Vyöhykkeiden tyypillisiä ulottumia on havainnollistettu kuvassa 3.4. (Fingrid 2018).

Silmukoidussa verkossa distanssireleiden näkemät reaktanssit ovat riippuvaisia kuormitus- ja vikavirtojen suuruudesta ja suunnasta. Tästä syystä vyöhykeasetteluita ei voida määrittellä suoraan johtoarvojen mukaan, vaan käytettävät reaktanssit saadaan vikavirtalaskelmien avulla. Näin menetelmällä pyritään välttämään distanssireleiden yli- ja aliulottumia erilaisissa vioissa. Asettelut määrittellään laskemalla releen näkemä reaktanssi vasta-asemalla tapahtuvassa kolmivaiheviassa, jonka vikaresistanssi on 0Ω ; yksivaiheviassa, jonka vikaresistanssi on 0Ω ; ja yksivaiheviassa, jonka vikaresistanssi on 2Ω . Lasketuista reaktanssien arvoista valitaan pienin arvo, jota käytetään releelle näkyvän johdon pituutena. Esimerkiksi 1. vyöhykkeen ulottuma saadaan ottamalla 80 – 85 % pienimmän lasketun reaktanssin arvosta. (Honkanen 2020).

3.5.2 Ylivirtatoiminto

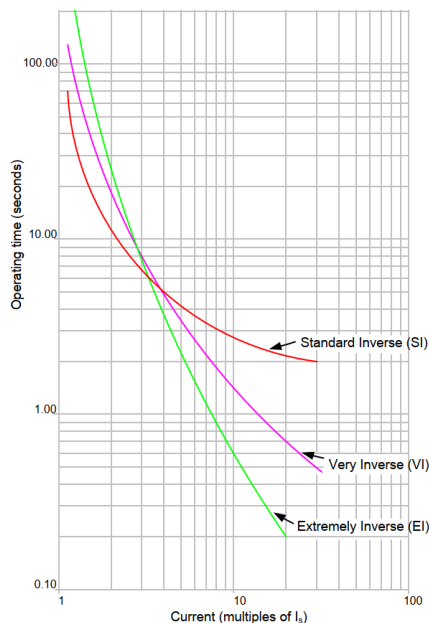
Ylivirtatoiminnon toiminta perustuu nimensä mukaisesti virran mittaamiseen. Rele toimii, mikäli mitattu virta ylittää releeseen asetellun toiminta-arvon. Toiminta-arvo on aseteltava siten, että se on suurinta mahdollista kuormitusvirtaa suurempi, mutta pienintä mahdollista vikavirtaa pienempi. Silmukoidussa verkossa selektiivisyyden saavuttaminen ylivirtatoiminnolla on haastavaa, koska vikavirta voi tulla mistä suunnasta tahansa, eikä rele tunnista virran suuntaa. (Elovaara & Haarla 2011b).

Ylivirtatoiminto voi olla joko vakio- tai käänteisaikainen. Vakioaikatoiminnolla toiminta-aika pysyy samana virran suuruudesta riippumatta. Vakioaikatoiminto havahtuu virran ylittäessä releeseen asetellun toiminta-arvon ja laukaisee, jos virta pysyy asetellun ajan toiminta-arvon yläpuolella. Toiminto palautuu virran laskiessa tarpeeksi toiminta-arvon alapuolelle. Vakioaikaylivirtatoimintoa ($I>$) voidaan käyttää esimerkiksi säteisjohtojen johtosuojina tai distanssitoiminnon varatoimintona jännitemuuntajan toisiopiirin vian varalta. (Elovaara & Haarla 2011b).

Käänteisaikaylivirtatoiminnon (I/t) toiminta-aika on kääntäen verrannollinen virran suuruuteen, eli hidastus on sitä lyhyempi, mitä suurempi virta on. Käänteisaikaylivirtarelettä voidaan käyttää johtosuojana myös silmukoidussa verkossa. Käänteisvaikutuksen jyrkkyys voidaan valita käyriltä, jotka on määritelty standardissa IEC 60255-151. Standardin mukaisten aika-virtakäyrien laukaisuaikat voidaan laskea yhtälöstä:

$$t = \frac{A \cdot k}{\left(\frac{I}{I>}\right)^p}, \quad (3.5)$$

jossa I on vikavirta, $I>$ releeseen aseteltu havahtumisvirta ja A ja p standardissa määriteltyjä kertoimia, jotka määrittävät käyrämuodon. k on parametri, jolla valitaan haluttu laukaisuaika. Esimerkki standardissa määritellyistä aika-virtakäyristä on esitetty kuvassa 3.5. (IEC 60255-151 2009; Elovaara & Haarla 2011b).



Kuva 3.5 IEC 60255 -standardissa määriteltyjä käänteisikäyriä. Laukaisuaika muuttuu virran funktiona, jolloin suuremmat virrat aiheuttavat lyhyemmän laukaisuajan. Käyrän jyrkkyys ja muoto vaihtelevat standardissa määriteltyjen parametrien mukaan. (GE 2011).

3.5.3 Nollavirtatoiminto ja suunnattu maasulkutoiminto

Nollavirtatoiminto ja suunnattu maasulkutoiminto mittaavat vaihevirtojen summavirtaa eli nollavirtaa, ja niitä käytetään maasulkusuojina. Nollavirtatoiminto on toiminnaltaan suunnattamaton. Suunnattu maasulkutoiminto pystyy päättelemään virran suunnan nollajännitteen ja –virran välisestä vaihekulmasta. Maasulkuja varten tarvitaan omat suojaustoimintonsa, koska distanssitoiminto havaitsee maasulut vain noin 20Ω vikaresistanssiin asti. Releisiin asetellaan erilliset portaat erilaisia vikoja varten. Herkkää porrasta tarvitaan suuriresistanssisia maasulkuja varten, koska distanssitoiminnon herkkyys ei riitä niitä havaitsemaan. Herkällä portaalla havaitaan maasulut 500Ω vikaresistanssiin asti. 500Ω raja oli ennen määritelty sähköturvallisuusmääräyksissä. Vastaavaa virallisesti määrättyä rajaa ei enää ole, mutta samaa rajaa käytetään edelleen suojausten suunnittelussa (Honkanen 2020). Herkän portaan virta-asettelu saadaan seuraavan yhtälön avulla:

$$I = \frac{1}{2} \cdot \frac{U}{\sqrt{3} \cdot R_f}, \quad (3.6)$$

jossa U on pääjännite ja R_f vikaresistanssi. Yhtälön $\frac{1}{2}$ seuraa siitä, että johdon kumpikin pää voi syöttää johdolle vikavirtaa. 500Ω vikaresistanssilla saadaan, että 400 kV voimajohdolla herkän portaan virta-asettelun on oltava alle 231 A. Tyypilliset virta-asettelut ovat 400 kV

voimajohdoilla 225 A tai T-haarajohdoilla 150 A. Nollavirtatoiminto voi olla sekä vakioaika- (I_0) että käänteisaikahidasteinen (I_0/t), joista käänteisaikaisella saavutetaan yleensä vakioaikaista parempi selektiivisyys. (Fingrid 2018).

Suuntaamatonta herkkää nollavirtatoimintoa käytetään tehollisesti maadoitetuissa verkoissa, eli 400 kV verkossa. Tehollisesti maadoitetussa verkossa verkon nollajännite, jota käytetään suunnatussa maasulkutoiminnossa vian suunnan määrittämiseen, on pieni, jolloin vian suuntaa ei pystytä määrittämään luotettavasti suuriresistanssisissa vioissa (Fingrid 2018). Herkän nollavirtatoiminnon lisäksi 400 kV verkossa käytetään suunnattua maasulkutoimintoa, jolla havaitaan maasulut noin 200Ω vikaresistanssiin asti. Suunnatun maasulkutoiminnon selektiivisyys on varmistettu 400 kV verkossa SVY:llä samaan tapaan kuin distanssitoiminnolla. Suunnattu maasulkutoiminto voi olla vakioaikahidasteinen (Q_0) tai käänteisaikahidasteinen (Q_0/t). (Elovaara & Haarla 2011b).

110 kV verkossa, jota ei ole tehollisesti maadoitettu, suunnattua maasulkutoimintoa voidaan käyttää myös herkkänä maasulkusuojana, eikä erillistä nollavirtatoimintoa tarvita. 110 kV verkossa ei yleensä käytetä SVY:tä, jolloin käänteisaikahidasteisella suunnatulla maasulkutoiminnolla saavutetaan yleensä vakioaikahidasteista toimintoa parempi selektiivisyys. Kun SVY:tä ei käytetä, eri asemilla sijaitsevien releiden laukaisuajat porrastetaan alenevasti toista maadoituspaikkaa kohti selektiivisyyden saavuttamiseksi. (Fingrid 2018).

3.5.4 Differentiaalitoiminto

Differentiaalirele eli erovirtarele mittaa suojausalueelle tulevaa ja sieltä lähtevää virtaa. Suojausalue rajautuu niihin virtamuuntajiin, joilta virtamittaukset tulevat releille. Differentiaalirele vaatii myös SVY:n suojauskohdetta suojaavien releiden välille. Differentiaalirele on käytettävän SVY:n laadun suhteen kriittisin reletyyppi, ja differentiaalireleiden välille vaaditaan tästä syystä joko suora kuituyhteys tai yleisen operaattorin viestiverkon point-to-point-yhteys (Fingrid 2018). Johdon molempien päiden releet mittaavat oman päänsä virtaa, aikaleimaavat sen, ja lähettävät tiedon johdon toisessa päässä olevalle releelle. Releet vertaavat toiselta releeltä saamaansa mittausdataa omaan virtamittaukseensa ja laskevat virroista erovirran. Rele toimii, mikäli erovirran suuruus ylittää releeseen asetellun virran arvon. Jos suojausalueella ei ole vikaa, kaikki suojausalueelle tuleva virta myös lähtee suojausalueelta pois, jolloin virtojen summa on nolla. Mikäli suojausalueella on vika, virtojen summa ei ole

nolla ja releet havaitsevat erovirran. Suojausalueelle tulevat virrat eivät vikatapauksessa myöskään mene suojausalueen läpi, vaan vikavirrat tulevat ulkopuolelta suojausalueelle. (Elovaara & Haarla 2011b).

Differentiaalireleen asetteluissa käytetään niin sanottua stabilointia tai vakavointia, mikä tarkoittaa sitä, että laukaisun aiheuttavan erovirran on oltava sitä suurempi, mitä enemmän virtaa suojausalueen läpi kulkee. Vakavoinnilla pyritään estämään virtamuuntajien mittausrivien ja käännyttimien asennoista aiheutuvien muuntosuhteiden vaihteluiden vaikutukset suojauksen toimintaan. Vakavointi estää myös suojausalueen lähellä tapahtuvien vikojen aiheuttamia virhelaukaisuja. (Elovaara & Haarla 2011b).

Differentiaalirelettä voidaan käyttää toisena pääsuojana lyhyillä johdoilla tai sarjakompensoiduilla johdoilla. Differentiaalirele on myös muuntajan tärkein suojarle, ja sitä voidaan käyttää myös yksinkertaisten kiskojärjestelmien suojaamiseen. (Elovaara & Haarla 2011b).

3.5.5 Jälleenkytkentä ja tahdissaolon valvonta

On havaittu, että suurin osa verkossa tapahtuvista vioista on ohimeneviä vikoja, jotka saadaan selvitettyä jälleenkytkennöillä. Jälleenkytkennän tarkoitus on palauttaa johdon käyttötilanne vian jälkeen ennalleen lyhyen jännitteettömän väliajan jälkeen. Näin voidaan minimoida vian aiheuttaman sähkönsiirron keskeytyksen kesto (Anderson 1999). Jälleenkytkentä voi olla joko pikajälleenkytkentä (PJK) tai aikajälleenkytkentä (AJK). PJK:n lyhyt jännitteetön väliaika tarvitaan, jotta valokaaren aiheuttama ilman ionisaatio häviää. Epäonnistuneen PJK:n jälkeisen AJK:n jännitteetön väliaika on pidempi, koska katkaisija täytyy virittää uudelleen edeltävän laukaisun jälkeen. Muissakin AJK:ssä käytetään samaa väliaikaa yhdenmukaisuuden ja laiteteknisten syiden vuoksi. 400 kV verkossa käytetään erillistä jälleenkytkentärelettä, 220 kV ja 110 kV verkoissa jälleenkytkentätoiminto voi olla integroituna esimerkiksi pääsuojana toimivaan distanssireleeseen. (Fingrid 2011).

Tahdissaolon valvoja sallii katkaisijan kiinniohjaamisen jälleenkytkennässä, mikäli jännitteen amplitudi- taajuus- ja vaihekulmaerot katkaisijan eri puolien välillä ovat alle aseteltujen arvojen, ja jännite on katkaisijan molemmilla puolilla yli asetellun jännitteen minimiarvon.

Toisena toimintona voi olla jännitevahtiosa, joka sallii kytkennän tilanteessa, jossa katkaisijan johdon puolelta puuttuu jännite. Tahdissaolon valvontaa käytetään jälleenkytkennöissä, sekä käsin kiinni ohjauksissa. (Fingrid 2011).

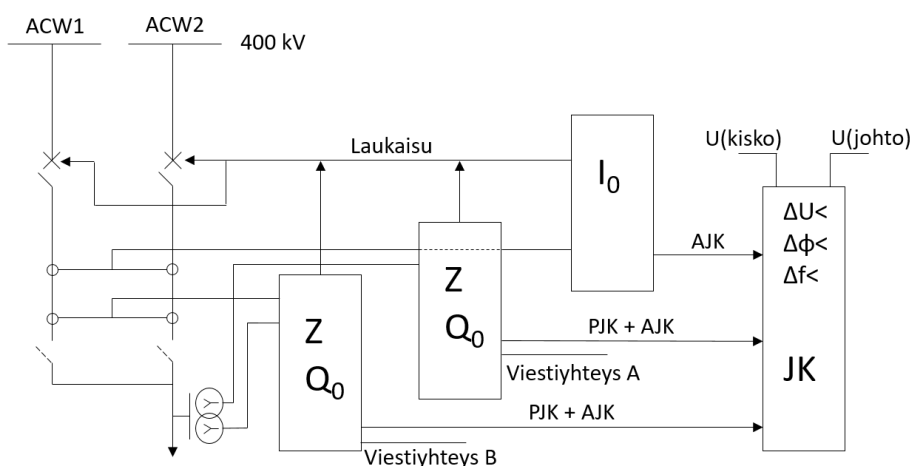
PJK tehdään muutamia poikkeuksia lukuun ottamatta aina kolminapaisena. PJK tehdään vain hidastamattomista laukaisuista pois lukien muutamat 110 kV -johdot. 400 kV- johdoilla vain toinen pää tekee jännitteettömään johtoon jälleenkytkennän. Jännitteen antavassa päässä jännitteetön väliaika on 2,4 s ja jännitteen vastaanottavassa päässä 2,6 s. Johdon molemmissa päissä on käytössä tahdissaolon valvoja. 110 kV –johdoilla johdon kumpikin pää voi antaa johdolle jännitteen, koska johdolla on monessa tapauksessa väliasemia, joiden käytönpalautus halutaan varmistaa. Tahdissaolon valvontaa käytetään tarvittaessa esimerkiksi voimalaitosjohdoilla ja asemilla, joihin liittyy vähemmän kuin kolme kantaverkon johtoa. Jännitteetön väliaika on yleensä 0,6 s, ja mikäli johdolla on käytössä tahdissaolon valvonta, jännitteen vastaanottavan pään jännitteetön väliaika asetellaan vähän tätä pidemmäksi. Joilakin säteisjohdoilla voidaan tehdä PJK myös hidastetuista laukaisuista. (Fingrid 2011).

AJK on aina kolminapainen, ja se tehdään epäonnistuneen PJK:n ja hidastetun laukaisun jälkeen. 400 kV –johtojen AJK:ssa käytetään aina tahdissaolon valvontaa. Jännitteetön väliaika on jännitteen antavassa päässä 30 s ja jännitteen vastaanottavassa 35 s. Sarjakompensoiduilla johdoilla vastaavat ajat ovat 60 s ja 65 s. 110 kV –johtojen AJK:ssa ei yleensä käytetä tahdissaolon valvontaa, mutta jos tahdissaolon valvontaa on käytetty PJK:ssa, sitä käytetään myös AJK:ssa. Jännitteetön väliaika on 60 s johdon molemmissa päissä, mikäli tahdissaolon valvontaa ei käytetä. (Fingrid 2011).

3.6 400 kV voimajohtojen relesuojausperiaatteet

400 kV voimajohtojen pääsuojaus on kahdennettu. Pääsuojarahdet ovat eri valmistajilta mahdollisten tyyppivirheistä tai mittausalgoritmeista johtuvien systemaattisten virheiden välttämiseksi. Releet ovat omissa relekaapeissaan. Releille tulevat virta- ja jännitemittaukset otetaan mittamuuntajien eri toisiokääneiltä, releiden apusähkönsyötöt ovat erilliset, ja laukaisupiirit on kahdennettu katkaisijoiden laukaisukeloille asti. Myös suojauksen viestiyhteydet on kahdennettu. Normaalitytapauksessa pääsuojarahdet ovat molemmat distanssireleitä, joiden

lisäksi suojaukseen kuuluvat erilliset suuntaamaton herkkä nollavirtarele sekä jälleenkytkentärele tahdissaolon valvonta -toiminnolla. Sarjakompensoidussa verkossa ja lyhyillä johdoilla (johdon myötäreaktanssi $< 5 \Omega$) toinen distanssirele voidaan korvata differentiaalireleellä. Raskaasti sarjakompensoiduilla johdoilla tai kompensoiduilla kaksoisjohdoilla voidaan käyttää kahta johtodifferentiaalirelettä. Periaatekuva normaalitapauksen johtosuojauksesta on esitetty kuvassa 3.6. (Fingrid 2018).



Kuva 3.6 Periaatekuva 400 kV johtosuojauksesta duplex-järjestelmässä. Pääsuojina on kaksi distanssirelettä (Z), joihin on integroitu suunnattu maasulkutoiminto (Q_0). Lisäksi suojaus sisältää herkän nollavirtareleen (I_0) ja jälleenkytkentäreleen (JK) tahdissaolon valvonnalla. Distanssireleille on molemmille omat, erilliset viestiyhteytensä. (Mukaiillen Fingrid 2018).

Pääsuojina toimivien distanssireleiden yleiset vyöhykeasettelut on esitetty kappaleessa 3.5.1. Pääsuojiin on integroitu suunnatut maasulkutoiminnot, joista ainakin toinen käyttää SVY:tä. Toinen suunnattu maasulkutoiminto asetellaan käänteisaikaiseksi, mikäli se ei käytä SVY:tä. Edellä mainittujen toimintojen lisäksi tarvitaan suuntaamaton herkkä nollavirtarele. Nollavirtareleeseen asetellaan tyypillisesti kaksi porrasta. Ensimmäinen porras on käänteisaikaporras. Toinen porras on vakioaikaporras, jolla rajataan pisin laukaisuaika noin 6 s. Jälleenkytkentäreleellä tehdään PJK hidastamattomien, eli käytännössä distanssireleen 1. vyöhykkeen ja SVY-vyöhykkeen laukaisuiden jälkeen. Epäonnistuneen PJK:n ja hidastettujen laukaisuiden jälkeen tehdään AJK. Jälleenkytkennän jännitteetön väliaika riippuu siitä, onko rele jännitteen antavassa vai vastaanottavassa päässä. Duplex-asetelmalla johtolähdön toinen katkaisija on master ja toinen on follower. PJK:ssa master-katkaisija sulkeutuu ensin PJK:lla,

ja jos jännitteet ovat tahdissa, follower-katkaisija sulkeutuu AJK:lla. AJK:n tapauksessa molemmat katkaisijat tekevät AJK:n. (Fingrid 2018).

4 KANTAVERKON VOIMAJOHTOJEN SUOJAUSASETTELUIDEN SIMULOINTI

Tässä luvussa käsitellään kantaverkon voimajohtojen suojausasetteluiden simulointia. Ai-
hetta alustetaan esittelemällä relesuojauksen laaja herkkyys- ja selektiivisyysanalyysi, jotka
toimivat työssä tehtävien simulointien perustana. Seuraavaksi esitellään työssä käytettävä
simulointiohjelmisto. Lopuksi käsitellään simulointien suunnitteluun liittyviä vaiheita ja
käydään läpi simuloinneissa käytettävät tarkastelumallit.

4.1 Laaja herkkyys- ja selektiivisyysanalyysi

Suojausasetteluita laskettaessa asetteluiden toimintaa ei yleensä tarkastella laajemmassa
kontekstissa testaamalla asetteluiden yhteistoimintaa muilla sähköasemilla sijaitsevien relei-
den kanssa. Myöskään verkossa tapahtuvat muutokset eivät monissa tapauksissa johda aset-
teluiden tarkistamiseen tai uudelleen laskentaan, vaikka suojattava verkko muuttuu. Jotta
voidaan saada korkeampi varmuus suojauksen todellisesta toiminnasta, on suojausta tutkit-
tava systemaattisesti suurempina kokonaisuuksina. Suojausasetteluiden toiminnan tarkaste-
lusta laajemmilla alueilla ja suurempina kokonaisuuksina käytetään englanninkielistä termiä
'wide area coordination analysis'. Tässä työssä termiin viitataan suomeksi laajana herkkyys-
ja selektiivisyysanalyysina. Analyysi keskittyy ainoastaan suojausasetteluihin ja niiden yh-
teistoimintaan laajemmilla alueilla. Analyysissa ei siis käsitellä suojausjärjestelmän muo-
dostavia laitteita tai laitteisiin standardeista tai muista lähteistä kohdistuvia vaatimuksia.
(Alaeddini et al. 2015; Barman et al. 2015).

Laajan herkkyys- ja selektiivisyysanalyysin tarkoituksena on arvioida systemaattisesti suo-
jauksen herkkyyttä ja selektiivisyyttä järjestelmätasolla ottamalla huomioon suojauksen toi-
minta useita asemavälejä vikapaikasta poispäin. Analyysissa voidaan ottaa huomioon erilai-
set vikatyypit ja –paikat sekä käyttö- ja keskeytystilanteet, joita tarkastelemalla pyritään löy-
tämään verkosta suojauksen mahdolliset ongelmakohdat ja parantamaan suojausjärjestelmän
toimintaa. Suojauksen toimintaa verrataan standardeissa, muissa määräyksissä tai verkon-
haltijan omissa määrittelyissä linjattuihin vaatimuksiin, joiden perusteella voidaan päätellä,
toimiiko suojaus halutulla tavalla. Keskeisin kriteeri suojauksen halutulle toiminnalle on se-
lektiivisyys, jolloin suojauskohteen pääsuojat laukaisevat vian pois, eivätkä etävarasuojat
laukaise vian takia. Toinen kriteeri on pää- ja etävarasuojien välisten laukaisuaikojen eli

porrasajan riittävä suuruus. Mikäli porrasaika on liian lyhyt, etävarasuojan virheellisen laukaisun riski kasvaa, ja mikäli porrasaika on liian pitkä, vian laukaisuaika voi kasvaa liian pitkäksi tapauksissa, joissa pääsuoja ei jostain syystä laukaise vikaa pois.

Herkkyysanalyysin tarkoituksena on tarkistaa, että suojaus täyttää sen herkkyydelle asetetut vaatimukset myös erilaisissa keskeytystilanteissa, joissa vikavirrat ovat pienentyneet. Tämä voi tarkoittaa käytännössä esimerkiksi distanssitoimintojen vyöhykeulottumien tai vikavirtojen ja ylivirtatoimintojen virta-asetteluiden suhteen riittävän suuruuden testaamista erilaisissa keskeytystilanteissa. (Barman et al. 2015; Electrocon 2017).

Ennen analyysin aloittamista on käytävä läpi suunnitteluvaihe, jossa määritellään, mitä asioita analyysillä halutaan tutkia. Keskeisiä kysymyksiä ennen analyysin aloittamista ovat muun muassa:

- Miten tarkasteltava järjestelmä rajataan?
- Mitä releitä ja suojaustoimintoja tutkitaan?
- Millaiset käyttö- ja keskeytystilanteet otetaan huomioon?
- Mikä systemaattinen lähestymistapa tarkastelun toteuttamiseksi valitaan?
- Mitä lähtötietoja tarkastelun toteuttamiseksi tarvitaan?

Analysoitavaksi voidaan valita koko voimajärjestelmä tai vaihtoehtoisesti jokin pienempi voimajärjestelmän osa. Tarkasteltaviksi releiksi voidaan valita esimerkiksi tiettyjä suojauskohteita suojaavat releet tai jotkin tietyt suojaustoiminnot. Erilaiset käyttötilanteet sisältävät esimerkiksi vuodenaikojen aiheuttamat kulutuksenvaihtelut, sähkön tuonnin ja viennin sekä käytettävissä olevan tuotannon määrän. Analyysin tehostamiseksi erilaisista realistisista käyttötilanteista voidaan valita ns. normaalitilanteen lisäksi esimerkiksi tilanteet, jotka johtavat suurimpiin ja pienimpiin mahdollisiin vikavirtoihin. Lisäksi analyysiin voidaan sisällyttää N-1 –tilanteita, joista tyypillisin suojauksen toimintaan vaikuttava tilanne on tutkittavan releen vasta-asetetun suurimman vika- tai maasulkuvirran syötön keskeytys. Systemaattisen lähestymistavan valinnalla tarkoitetaan sitä, miten tutkittavaa järjestelmää voidaan jakaa pienempiin osiin analyysin selkeyttämiseksi. Järjestelmä voidaan jakaa tarkasteltavaksi esimerkiksi suojaustoiminto, voimajärjestelmän osa, maantieteellinen alue tai

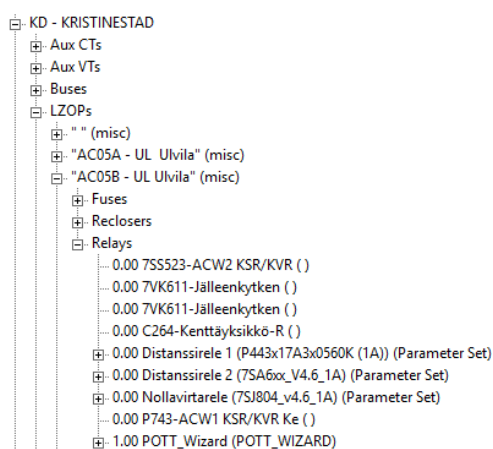
jännitetaso kerrallaan. Mikäli järjestelmää tarkastellaan pienempi osa kerrallaan, on kuitenkin pidettävä huolta siitä, että suojausten yhteistoiminta varmistetaan myös eri osien välillä. (Barman et al. 2015).

Koko voimajärjestelmän suojausten toiminnan analysoiminen on haastavaa sekä tarvittavien lähtötietojen, erilaisten tutkittavien skenaarioiden että tuotettavan datan suurten määrien vuoksi. Tutkittavien skenaarioiden määrän kasvaessa manuaalinen analysointi alkaa viedä huomattavia määriä aikaa. Tästä syystä analyysin toteuttamista varten on suunniteltu työkaluja ja ohjelmistoja, joilla analyysi voidaan suurilta osin automatisoida. Ohjelmistot koostuvat verkkomallilla suoritettavasta vikavirtalaskennasta, johon yhdistetään tiedot releiden toimintalogiikasta ja suojausasetteluista sekä suojausten halutusta toiminnasta. Näin voidaan simuloida verkossa tapahtuvia vikoja todellisilla suojausasetteluilla. Suurta määrää erilaisia vikoja simuloitaessa syntyy myös suuri määrä dataa. Jotta vikojen automaattisessa simuloinnissa säästetty aika ei kuluisi simulointitulosten analysoimiseen, syntyneestä datasta kannattaa suodattaa mahdollisesti toimenpiteitä vaativat tapaukset. Tämä tarkoittaa käytännössä epäselektiivistä suojausten toimintaa tai liian lyhyttä porrassaikaa pää- ja etävarasuojauksen välillä. Mikäli analysoitavia tapauksia on suuri määrä, tapaukset priorisoimalla voidaan keskittyä eniten huomiota vaativiin tapauksiin ensimmäisenä. Tapausten priorisoinnissa selkeästi epäselektiiviset tapaukset ovat liian lyhyttä porrassaikaa kriittisempiä. Lisäksi tapauksia voidaan priorisoida esimerkiksi jännitetason mukaan, jolloin korkeammilta jännitetasoilta löytyneet tapaukset ovat matalammilta jännitetasoilta löytyneitä tapauksia kriittisempiä. (Barman et al. 2015).

4.2 Simulointiohjelmiston esittely

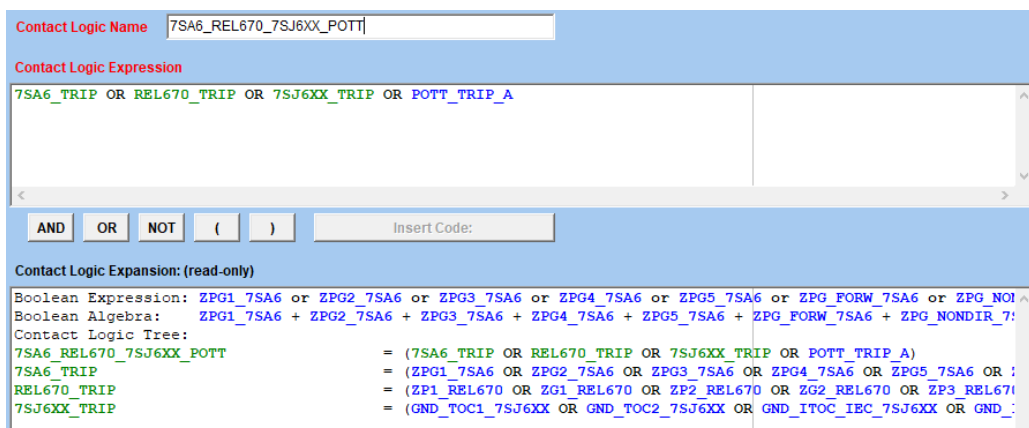
Suojausasetteluiden simulointiin käytetään Siemensin PSS/CAPE-ohjelmistoa (Power System Simulation, Computer Aided Protection Engineering), jonka keskeisimpiä toimintoja ovat suojausasetteluiden laskenta ja simulointi. CAPE sisältää releille valmistaja- ja tyyppi-kohtaiset relemallit. Geneerisiin relemalleihin verrattuna yksityiskohtaisempien relemallien etuna on, että ne sisältävät kaikki releestä löytyvät parametrit, ja releen sisäinen valvonta ja logiikka vastaavat todellista relettä, mikäli nämä tiedot vain ovat valmistajalta saatavilla. Tästä syystä suojausta simuloitaessa voidaan käyttää todellisia, releistä ladattuja suojausasetteluita. (Electrocon 2005).

Tutkittavasta verkosta, suojureleistä ja suojausasetteluista muodostetaan CAPE:a varten CAPE-tietokanta. Verkkotiedot, eli tiedot verkon muodostavista elementeistä ja niiden kytkymisestä toisiinsa, ovat CIM-mallissa (Common Information Model), joka sisältää myös verkossa käytössä olevat suojureleet. Suojausasettelut siirretään suojausasettelutietokannasta CAPE:en Access –tietokannan kautta. CIM-mallin sisältämät verkkotiedot ja Access-tietokannan sisältämät suojausasettelut yhdistetään CAPE-tietokannaksi konversioon tarkoitulla ohjelmalla. (Electrocon 2005).



Kuva 4.1 Esimerkki suojausten ryhmittelystä CAPE:ssa. Sähköasemalla sijaitsevat releet on sijoitettu LZOP:hen (Local Zone of Protection), joka on CAPE:ssa käytetty keino ryhmitellä samaa suojauskohdetta suojaavat releet ja määrittellä, mitkä releet ohjaavat mitään katkaisijoita.

CAPE:en tuodut releet on jaoteltu sähköasemittain ja sähköaseman sisällä LZOP:hin (Local Zone of Protection). LZOP on CAPE:ssa käytetty termi suojureleiden ryhmälle, joka määrittelee mitä suojauskohdetta releet suojaavat, ja vastaa todellisuudessa yhtä sähköaseman kenttää. Suojausten ryhmittelyä on havainnollistettu kuvassa 4.1. LZOP:lle määritellään Boolean logiikalla kontaktilogiikka, jolla valitaan suojureleet ja suojaustoiminnot, joiden toiminta laukaisee LZOP:hen liitetyt katkaisijat. Kontaktilogiikka muodostuu kentän laukaisevien releiden suojaustoiminnoista sekä mahdollisista viestiyhteystoiminnoista. Kontaktilogiikassa määritellyt toiminnot yhdistetään LZOP:ssa sijaitsevien releiden suojaustoimintoihin. Esimerkki voimajohtoa suojaavan LZOP:n kontaktilogiikasta on esitetty kuvassa 4.2.



Kuva 4.2 Esimerkki voimajohtoa suojaavan LZOP:n kontaktilogiikasta. Kontaktilogiikka määrittelee suoja-releet ja niiden suojaustoiminnot, joiden toiminta laukaisee LZOP:hen liitetyt katkaisijat. Kuvan kontaktilogiikka muodostuu kolmen laukaisevan releen suojaustoiminnoista sekä POTT-viestiyhteystoiminnosta.

CAPE:ssa määritellään simulointeja varten kaksi aluetta: tarkistusalue (checking area) ja simulointialue (simulation area). Tarkistusalueella tarkoitetaan verkosta valittua aluetta, jolle vikoja luodaan. Tarkistusalue on siis tässä tapauksessa 400 kV verkosta tutkittavaksi valittu alue. Simulointialueella taas tarkoitetaan verkosta valittua aluetta, johon kuuluvat releet sisällytetään kunkin vian selektiivisyystarkasteluun. Simulointialue keskittyy verkon vikaantuneen osan ympärille, ja ulottuu vikaantuneesta osasta ulospäin halutun määrän asemavälejä. Lisäksi simulointialueeseen voidaan sisällyttää vikaantuneeseen voimajohtoon keskinäisimpedanssien kautta yhdistyvät voimajohdot. Simulointialue määritellään erikseen jokaiselle simuloitavalle vialle.

CAPE:lla tehtävät suojaussimuloinnit suoritetaan niin sanottuna stepped event –prosessina, jossa simulointi suoritetaan yksi askel kerrallaan. Tämä tarkoittaa käytännössä sitä, että verkon alkutilanteeseen luodaan vika, minkä jälkeen tarkastellaan, mitkä releet toimivat kyseisen vian tapauksessa. Kun nopein rele on toiminut ja releen ohjaama katkaisija on auennut, vika simuloidaan uudestaan verkon muuttuneella topologialla. Näin vikavirtojen uudelleen jakautuminen otetaan huomioon suojauksen toimintaa tarkasteltaessa. Sama prosessi toistetaan uudelleen siihen asti, kunnes vika on erotettu, tai kaikki vian vuoksi laukeavat releet ovat laukaisseet. Simuloinnin suorittaminen askel kerrallaan kasvattaa simulointiin kuluva aikaa huomattavasti, mutta simuloinnin tulosten pitäisi vastata tällä menetelmällä paremmin todellisuutta yksittäisen vian simulointiin verrattuna. (Electrocon 2005; McGuinness et al. 2018).

Simulointien suorittamiseen käytetään CAPE:n System Simulator - ja Relay Checking – moduulien sisältämiä valmiita simulointimakroja. Makrot mahdollistavat esimerkiksi simulointien suorittamisen usealle suojauskohteelle samalla kertaa sekä useiden eri vikatyypin, vikapaikkojen ja keskeytystilanteiden automaattisen läpikäymisen. CAPE:n sisältämät makrot eivät täysin täytä niiltä toivottua laajuutta, mutta niitä hyödynnetään mahdollisuuksien mukaan testattaessa simuloinnin soveltuvuutta suojausasetteluiden verifiointiin.

4.3 Simulointien suunnittelu

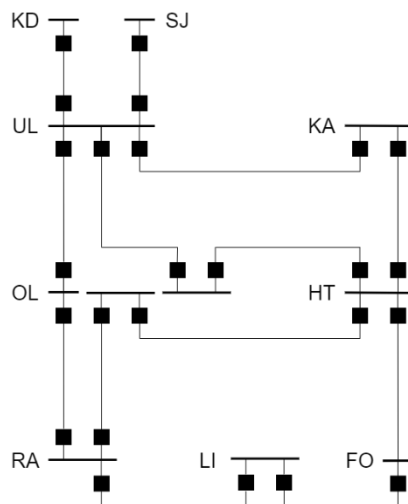
Fingridin verkossa ei ole aikaisemmin toteutettu kappaleessa 4.1 kuvattua laajaa herkkyys- ja selektiivisyysanalyysia. Tämän työn puitteissa testataan menetelmän hyödyntämistä Fingridin verkossa case-esimerkeillä. Jotta analyysin toteuttaminen on sujuvaa, on tutkittavat tapaukset määriteltävä etukäteen. Seuraavissa kappaleissa käydään yksityiskohtaisemmin läpi, mitä asioita analyysiin päätettiin sisällyttää.

4.3.1 Tarkasteltavan järjestelmän rajaaminen

Tarkasteltava järjestelmä päätettiin rajata jännitetason ja suojauskohteiden perusteella. Koska työn tavoitteena on demonstroida laajan herkkyys- ja selektiivisyysanalyysin hyödyntämistä Fingridin verkossa, tarkastelua ei uloteta koko verkon alueelle. Tarkasteltavaksi päätettiin valita pienempi alue 400 kV verkosta. Menetelmien testaaminen pienemmällä alueella pienentää simulointimallin luomiseen ja simuloinnin tulosten analysointiin kuluva aikaa, jolloin itse menetelmään, siihen liittyviin haasteisiin ja parhaisiin mahdollisiin hyödyntämistapoihin voidaan keskittyä tehokkaammin. Kun menetelmän tärkeimmistä periaatteista on tarkempi kuva, on tarkastelun laajentaminen myöhemmin koko verkkoon sujuvampaa.

Tarkasteltavaksi alueeksi valittiin 400 kV verkosta Olkiluodon sähköaseman ympärille keskittynyt alue. Olkiluodon alueelle on keskittynyt suuri määrä sähköntuotantokapasiteettia, ja se on siten myös Suomen kantaverkon tärkeimpiä solmukohtia. Alue ulottuu Olkiluodon sähköasemasta kaksi asemaväliä ulospäin kaikkiin suuntiin, jotta distanssireleiden 3. vyöhykkeiden toimintaa pystytään tutkimaan. Tarkasteltava alue koostuu yhdeksästä sähköasemasta sekä niitä yhdistävistä 13 voimajohdosta. Kuva tarkasteltavasta alueesta on esitetty kuvassa 4.3. Verkon käyttötilanteeksi valittiin vuoden 2019 kevään ja kesän käyttötilanne,

jonka oletettiin olevan hyvä kompromissi verkossa esiintyvien vikavirtojen suuruuden suhteen.



Kuva 4.3 Yksivaiheinen esitys tarkasteltavasta verkosta. Tarkasteltava alue rajattiin ulottumaan kaksi asemaväliä Olkiluodon sähköasemalta (OL) ulospäin. Olkiluodon sähköasema muodostuu kolmesta sähköisesti toisistaan erotetusta kytkinlaitoksesta. Kuvassa on esitetty ainoastaan voimajohdot, joiden suojausta työssä tarkastellaan. Muita sähköasemilta mahdollisesti lähteviä voimajohtoja tai sähköasemille liittyviä generaattoreita ei ole esitetty kuvassa.

Tarkasteltavat suojauskohteet ja releet päätettiin rajata johtosuojuareleisiin. Johtosuojujen asetuissa on eri suojauskohteista eniten vaihtelua, minkä vuoksi asetteluvirheiden tai epäselektiivisen suojauksen toiminnan arvioitiin olevan muita suojauskohteita todennäköisempää. Lisäksi suurin osa kantaverkossa esiintyvistä vioista on johtovikoja. Viestiyhteystoiminnoista mallinnettiin distanssitoimintojen viestiyhteydet. Differentiaalireleiden ja suunnattujen maasulkutoimintojen viestiyhteyksiä ei sisällytetty työhön.

4.3.2 Suojauksen toiminnan arviointiperiaatteet

Arvioitaessa suojauksen toimintaa simuloinnin avulla simulointiohjelmistolle on määriteltävä, mitkä suojuareleet ovat pääsuojia, ja mitkä taas etävarasuojia. Suojauskohteen pääsuojiksi määritellään releet, jotka toimivat vioissa ensisijaisesti ja joiden toiminta johtaa vikaa lähinnä olevien katkaisijoiden aukeamiseen. Johtosuojausta tutkittaessa nämä releet ovat johdon päissä sijaitsevia katkaisijoita ohjaavat releet. Etävarasuojia taas ovat releet, jotka

eivät ole pääsuojia. Tämä määritelmä toimii yleistyksenä, jonka perusteella simulointiohjelma pystyy erottelemaan releet vikapaikan mukaan pää- ja etävarasuojiin. (McGuinness et al. 2018).

Suojauksen toiminnan arvioinnissa nähtiin kaksi erilaista tarkastelumallia: ylätason selektiivisyysanalyysi ja suojaustoimintokohtainen tarkastelu. Ylätason selektiivisyystarkastelun tarkoituksena on saada tietoa siitä, miten releet toimivat vikatilanteissa suhteessa muihin verkon releisiin. Käytännössä tarkoitus on siis selvittää toimiko suojaus selektiivisesti tarkastelemalla suojauksen toimintaa laajemmalla alueella. Laukaisevaan suojaustoimintoon ei tässä tapauksessa kiinnitetä huomiota, mikäli pääsuojareleet laukaisevat vian pois. Mahdollisissa virhetoiminnoissa tallennetaan kuitenkin tieto myös laukaisseesta suojaustoiminnosta, jotta mahdollistetaan virhetoiminnon jatkotutkimukset. Lisäksi tarkastellaan, että eri releiden laukaisuaikojen välinen erotus, eli porrasaika, ei ole liian lyhyt tai liian pitkä. Liian lyhyt porrasaika voi johtaa siihen, että kauempana viasta sijaitseva havahtunut rele ehtii lähettää omalle katkaisijalleen laukaisukäskyn, vaikka pääsuoja olisikin laukaisemassa tai jo laukaissut vian pois. Liian pitkä porrasaika taas voi johtaa liian pitkiin vika-aikoihin tilanteissa, joissa pääsuoja on vikaantunut eikä laukaise vikaa pois.

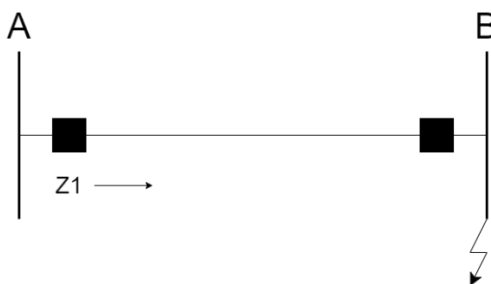
Ylätason selektiivisyysanalyysin lisäksi voidaan tarkastella myös yksityiskohtaisemmin erillisten suojaustoimintojen toimintaa. Yksityiskohtaisempi tarkastelu voi olla hyödyllistä, mikäli halutaan tarkistaa esimerkiksi yksittäisten distanssivyöhykkeiden ulottumia. Yksittäisiä toimintoja voidaan tutkia tarkemmin myös virhetoimintojen lähemmässä tarkastelussa ja asetteluiden laskentavaiheessa.

Työssä päätettiin testata kahta erilaista tarkastelumallia: distanssivyöhykkeiden herkkyysanalyysia sekä ylätason selektiivisyysanalyysia. Valituista tarkastelumalleista kerrotaan tarkemmin seuraavissa kappaleissa.

4.3.3 Distanssivyöhykkeiden herkkyysanalyysi

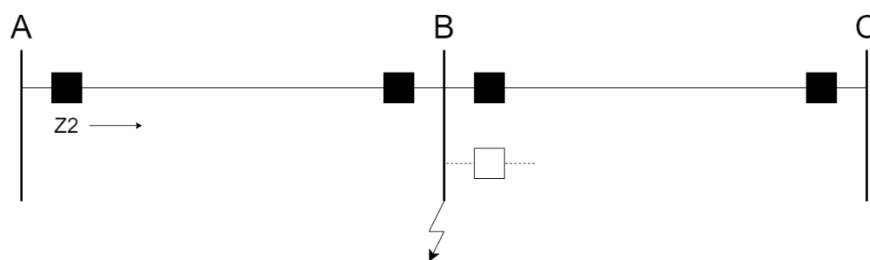
Distanssitoiminnot ovat kantaverkon tärkeimpiä suojaustoimintoja suurimmalla osalla voimajohdoista. Jotta vyöhykkeiden ulottumat saadaan testattua kattavasti, päätettiin distanssivyöhykkeille tehdä herkkyysanalyysi, jossa jokaisen distanssireleen 1. – 3. vyöhykkeiden

ulottumat testataan erikseen. Testaamalla jokainen vyöhyke erikseen pyritään saamaan varmuus siitä, että jokaisen releen vyöhykeulottumat täyttävät niille asetetut vaatimukset. Laajemmassa selektiivisyysanalyysissä on mahdollista, että suojaus toimii selektiivisesti, mutta etävarasuojien distanssivyöhykkeiden ulottumissa olevat virheet eivät käy tarkastelussa ilmi.



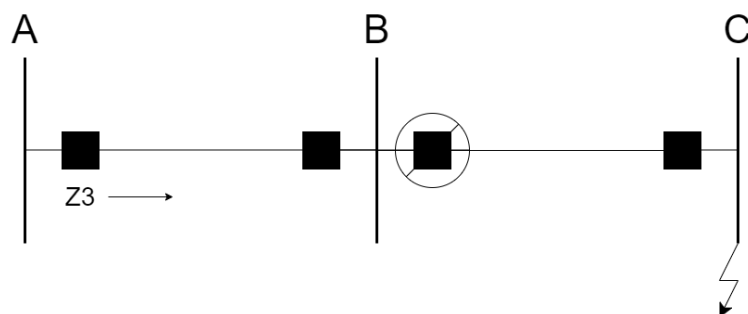
Kuva 4.4 1. distanssivyöhykkeen herkkyystarkastelu. Tutkittava rele sijaitsee asemalla A, ja testattavat viat ovat kiskovikoja asemalla B. Vyöhykkeen ulottuman ei haluta ulottuvan yli 85 % A-B -johdon myötäimpedanssista.

Vyöhykkeiden toiminta testataan erikseen oiko- ja maasuluille. Oikosulun tapauksessa käytetään kaksi- ja kolmivaiheista oikosulkua ja maasulun tapauksessa yksivaiheista maasulkua. 1. vyöhykkeen ulottuma testataan simuloimalla vasta-aseman kiskovikoja, mitä on havainnollistettu kuvassa 4.4. Lisäksi tutkittavalta asemalta otetaan pois käytöstä muut vikavirtaa syöttävät lähdöt yksi kerrallaan. Maasulun tapauksessa pois käytöstä otetaan myös keskinäisimpedanssin kautta voimajohtoon kytkeytyneet muut voimajohdot. Edellä mainituissa tapauksissa mitataan 1. vyöhykkeen todellinen ulottuma, jonka ei tulisi ylittää 85 % suojattavan johdon myötäimpedanssista.



Kuva 4.5 2. distanssivyöhykkeen herkkyystarkastelu. Tutkittava rele sijaitsee asemalla A, ja testattavat viat ovat kiskovikoja asemalla B. Normaalitilanteen lisäksi asemalta B otetaan pois käytöstä vikavirtaa syöttävät lähdöt yksi kerrallaan. Vyöhykkeen ulottuman halutaan olevan vähintään 120 % A-B –johdon myötäimpedanssista. Lisäksi vyöhykkeen ei haluta ulottuvan yli 50 % B-C –johdon myötäimpedanssista.

2. vyöhykkeen ulottumaa testaamalla halutaan varmistaa, että vyöhyke ylittää kaikissa tilanteissa suojaamaan koko johdon, mukaan lukien vasta-aseman kiskoviat. 2. vyöhykkeen ulottuman testaamista on havainnollistettu kuvassa 4.5. Vyöhykkeen ulottuma testataan simuloimalla vasta-aseman kiskovikoja normaalitilanteessa, sekä otettaessa vasta-asemalta pois käytöstä vikavirtaa syöttäviä lähtöjä yksi kerrallaan, kuten 1. vyöhykettä testattaessakin. Jotta vyöhykkeen voidaan olettaa ulottuvan vasta-asemalle asti kaikissa tilanteissa, vyöhykkeen ulottuman halutaan olevan vähintään 120 % releen mittaamasta impedanssista. Samaan aikaan releen ei kuitenkaan haluta ulottuvan vasta-asemalta lähteille johdoille kyseistä johtoa suojaavan releen 1. vyöhykettä pidemmälle. Tämän varmistamiseksi 2. vyöhykkeen ulottuman ei haluta ylittävän 50 % vasta-asemalta lähtevien johtojen myötäimpedanssista.



Kuva 4.6 3. distanssivyöhykkeen herkkyystarkastelu. Tutkittava rele sijaitsee asemalla A, ja testattavat viat ovat kiskovikoja asemalla C. 3. vyöhykkeen halutaan ulottuvan vasta-asemilta lähtevien johtojen päähän saakka tilanteissa, joissa vasta-asemalla on katkaisijavika. Tarkastelussa oletetaan, että asemalla B ei ole katkaisijavikasuojausta. Vyöhykkeen ulottuman halutaan olevan vähintään 120 % releen mittaamasta impedanssista.

3. vyöhyke toimii vasta-asemalta lähtevien johtojen etävarasuojana, mikäli vasta-asemalla on katkaisijavika tai relevika. Tässä tapauksessa oletetaan, että vasta-asemalla ei ole katkaisijavikasuojausta. 3. vyöhykkeen olisi siis yllettävä vasta-asemalta lähtevien johtojen toiseen päähän saakka. Vyöhykkeen ulottuma testataan simuloimalla toisen vasta-aseaman kiskossa tapahtuvia vikoja, mitä on havainnollistettu kuvassa 4.6. Vikoja simuloidaan sekä normaali-tilanteessa että ottamalla vasta-asemalta vikavirtaa syöttävät lähdöt pois käytöstä yksi kerrallaan. Jotta vyöhykkeen voidaan olettaa ulottuvan luotettavasti vasta-asemalta lähtevän johdon loppuun, vyöhykkeen ulottuman tulisi olla vähintään 120 % releen mittaamasta impedanssista. Yhteenvedo distanssivyöhykkeiden herkkyysanalyysissä käytettävistä vioista ja kriteereistä on esitetty taulukossa 4.1.

Taulukko 4.1 Distanssivyöhykkeiden herkkyysanalyysissä käytettävät viat ja halutun toiminnan määrittämiseen käytettävät kriteerit.

Vyöhyke	Testattavat viat	Kriteeri
1. vyöhyke	- Kiskovika vasta-asemalla - 2-v ja 3-v oikosulku, 1-v maasulku	- Ulottuma < 85 % suojattavan johdon myötäimpedanssista
2. vyöhyke	- Kiskovika vasta-asemalla - 2-v ja 3-v oikosulku, 1-v maasulku	- Ulottuma > 120 % releen mittaamasta impedanssista - Ulottuma < 50 % vasta-asemalta lähtevien johtojen myötäimpedanssista
3. vyöhyke	- Kiskovika toisella vasta-asemalla - 2-v ja 3-v oikosulku, 1-v maasulku	- Ulottuma > 120 % releen mittaamasta impedanssista

Edellä läpi käydyt kriteerit oikean toiminnan määrittelemiseen muodostavat pohjan halutulla tavalla toimivalle suojaukselle. Tarkastelemalla vyöhykkeitä yksi kerrallaan ei saada täyttä kuvaa suojauksen selektiivisyydestä, mutta toisaalta suojauksen halutun toiminnan todennäköisyys laskee, mikäli tietyt suojauksen suunnittelussa käytettävät peruseriaatteet eivät täyty.

Analyysin toteuttamiseen käytetään CAPE:n System Simulator -moduuliin kuuluvaa herkkyysanalyysimakroa. Makro sisältää testejä eri suojaustoiminnoille, kuten ylivirta- ja distanssitoiminnoille. Näistä käytetään kuitenkin vain distanssitoiminnoille suunnattuja testejä. Analyysi tehdään tarkasteltavalle alueelle kuuluville voimajohdoille. Tarkastelu on mahdollista tehdä joko yhdelle voimajohdolle kerrallaan tai vaihtoehtoisesti määritellylle joukolle voimajohtoja. Makro etsii tarkasteltavat suojaustoiminnot LZOP:lle määritellyn kontaktilogiikan perusteella.

4.3.4 Selektiivisyysanalyysi

Selektiivisyysanalyysin tarkoituksena oli simuloida suojauksen toimintaa laajemmassa kontekstissa ottamalla huomioon myös useita asemavälejä vikapaikasta pois päin sijaitsevien reileiden toiminta. Testattavaksi valittiin useita eri vikatyyppejä ja –paikkoja sekä keskeytystilanteita. Simulointien suorittamiseen käytettiin CAPE:n Relay Checking –moduulia, joka mahdollistaa suurempien, ennalta määriteltyjen vikajoukkojen automaattisen simuloinnin.

Simulointeihin sisällytettiin kolme- ja kaksivaiheiset oikosulut. Maasulkuja ei testattu tämän työn puitteissa, koska simulointiohjelmisto kaatui usein maasulkuja simuloitaessa, eikä maasulkujen laajempaa tarkastelua ollut näin ollen mahdollista toteuttaa luotettavasti. Vikapaikoiksi valittiin sähköasemien lähiviat molemmilla sähköasemilla sekä viat voimajohdolla 20 % välein voimajohdon myötäimpedanssista. Viat simuloitiin normaalitilanteessa, jolloin kaikki verkon komponentit ovat käytössä, sekä keskeytystilanteissa, joissa kummaltakin sähköasemalta otettiin muut kentät pois käytöstä yksi kerrallaan.

Tarkistusalueeksi, eli alueeksi, jolle vikoja luodaan, valittiin kerrallaan yksi voimajohto. Tarkistusalueen keskipisteeksi on mahdollista valita joko yksi voimajohto tai kisko. Tarkistusalueen voi myös valita ulottumaan halutun määrän asemavälejä alueen keskipisteestä

ulospäin, mikä mahdollistaa suuremman alueen suojauksen tarkastelun yhdellä simulointikerralla. Simulointialue, eli alue, jolla sijaitsevien releiden toiminta otetaan simuloinnissa huomioon, sisälsi voimajohdon päissä sijaitsevien sähköasemien lisäksi sähköasemat kaksi asemaväliä tutkittavan johdon päistä ulospäin. Simulointialue valittiin ulottumaan kaksi asemaväliä vikapaikasta ulospäin, jotta distanssireleiden kolmannet vyöhykkeet saadaan huomioitua simuloinnissa. Myös tutkittavaan voimajohtoon keskinäisimpedanssien kautta kytkeytyvien voimajohtojen päissä sijaitsevat sähköasemat voidaan ottaa simuloinnissa huomioon. Simulointialue määritellään erikseen jokaiselle tarkasteltavalle voimajohdolle. Simuloinnin tuloksista raportoitiin yksityiskohtaisesti viat, joissa havaittiin suojauksen epäselektiivinen toiminta, tai joissa pää- ja etävarasuojien välinen porrassaika oli liian pieni tai suuri. Pienimpänä sallittuna porrassaikana käytettiin 0,3 s ja suurimpana sallittuna porrassaikana 1,6 s.

5 SIMULOINNIN TULOKSET JA SOVELTUVUUS SUOJAUSASETTELUIDEN VERIFIOINTIIN

Tässä luvussa käsitellään edellisessä luvussa esiteltyjen herkkyys- ja selektiivisyysanalyysien tuloksia. Tulosten käsittelyssä ei keskitytä yksittäisiin simulointituloksiin, vaan huomio ohjataan yleisemmällä tasolla siihen, millaista tietoa testatuista analysointimenetelmistä saadaan ja miten sitä voidaan hyödyntää suojausasetteluiden verifiointissa. Lisäksi käydään läpi analysointimenetelmien testaamisessa havaittuja haasteita sekä mahdollisia kehitysehdotuksia menetelmien käytettävyyden parantamiseksi ja analyysista saatavan hyödyn kasvattamiseksi. Lopuksi käsitellään työn aikana havaittuja suojausasetteluiden simulointiin yleisesti liittyviä haasteita.

5.1 Herkkyysanalyysi

Distanssivyöhykkeiden herkkyysanalyysi suoritettiin tarkasteltavalla alueella sijaitseville 13 voimajohdolle. Tässä kappaleessa käydään läpi herkkyysanalyysin tuloksia yleisellä tasolla. Lisäksi käydään läpi havaittuja herkkyysanalyysin hyödyntämismahdollisuuksia ja menetelmään liittyviä haasteita ja kehitysehdotuksia.

5.1.1 Herkkyysanalyysin tulokset

Simulointimakro tulostaa analyysista raportin tekstimuodossa RTF-tiedostoon tai suoraan näytölle simulointiohjelmistoon. Raportti on jaettu kahteen osaan siten, että voimajohton päissä sijaitsevat sähköasemat tarkastellaan erikseen. Raportin alussa käydään läpi analyysin yleiset tiedot ja käytetyt asetukset, kuten tutkittava voimajohto sekä distanssivyöhykkeiden halutun toiminnan tunnistamiseen käytetyt rajat. Lisäksi listataan esimerkiksi keskeytykseen asetettavien muuntajien ja voimajohtojen lukumäärät.

```

Found 1 Zone 1 Phase Distance Elements
RA - RAUMA          3194 DIST "Z1" Zone "1"          (7SA6xx_V4.7_1A

Found 2 Zone 2 Phase Distance Elements
RA - RAUMA          3194 DIST "Z2" Zone "2"          (7SA6xx_V4.7_1A
RA - RAUMA          3194 DIST "Z1B" Zone "1"         (7SA6xx_V4.7_1A

Found 1 Zone 3 Phase Distance Elements
RA - RAUMA          3194 DIST "Z3" Zone "3"          (7SA6xx_V4.7_1A

Found 1 Zone 1 Ground Distance Elements
RA - RAUMA          3194 DIST "Z1" Zone "1"          (7SA6xx_V4.7_1A

Found 2 Zone 2 Ground Distance Elements
RA - RAUMA          3194 DIST "Z2" Zone "2"          (7SA6xx_V4.7_1A
RA - RAUMA          3194 DIST "Z1B" Zone "1"         (7SA6xx_V4.7_1A

Found 1 Zone 3 Ground Distance Elements
RA - RAUMA          3194 DIST "Z3" Zone "3"          (7SA6xx_V4.7_1A

```

Kuva 5.1 Kontaktilogiikan perusteella löydetty distanssitoiminnot toiselta sähköasemalta. Vaihe- ja maadistanssitoiminnot tarkastellaan erikseen.

Raportissa esitetään sähköasemalta kontaktilogiikan perusteella löydetty distanssitoiminnot, mikä on esitetty kuvassa 5.1. Löydetty distanssitoiminnot on jaoteltu vyöhykkeittäin vaihe- ja maadistanssitoimintoihin, joiden toiminta tarkastellaan erikseen. Distanssivyöhykkeiden testaamisesta saadut tulokset taulukoidaan tulostettuun raporttiin. Tässä kappaleessa esitetyt simulointitulokset ovat Rauma – Olkiluoto –voimajohto suojaavasta Rauman sähköasemalla sijaitsevasta distanssireleestä.

Testing zone 1 reach on path 5158 RA4-14321 OL4C- 1 to remote bus 7917 ACCW1(OLKILUOTO_-_RAUMA_A)

Element	Details	Fault	Outages Considered (Contingencies)	Line Imp. Ohms	Line Angle Degrees	Set Reach Ohms	Set Reach %	Act. Reach %	Des. Reach %	PASS FAIL
3194 DIST Z1 1	7SA6xx_V4.7_1A	TPH None		3.85	86.13	2.71	70.49	70.17	85.00	PASS
3194 DIST Z1 1	7SA6xx_V4.7_1A	TPH XFMR	: 13808-5439-1 (1.PM2)	3.85	86.13	2.71	70.49	70.27	85.00	PASS
3194 DIST Z1 1	7SA6xx_V4.7_1A	TPH XFMR	: 4503-948-1 (1.PM1)	3.85	86.13	2.71	70.49	70.27	85.00	PASS
3194 DIST Z1 1	7SA6xx_V4.7_1A	TPH XFMR	: 5008-1088-1 (1.PM3)	3.85	86.13	2.71	70.49	70.27	85.00	PASS
3194 DIST Z1 1	7SA6xx_V4.7_1A	TPH Line	: 1354-5811-1 (RAUMA_-_RAUMAN_TASAV)	3.85	86.13	2.71	70.49	70.27	85.00	PASS
3194 DIST Z1 1	7SA6xx_V4.7_1A	TPH Line	: 9114-7110-1 (OLKILUOTO_-_RAUMA_B)	3.85	86.13	2.71	70.49	70.08	85.00	PASS
3194 DIST Z1 1	7SA6xx_V4.7_1A	TPH Line	: 6911-12722-1 (LIETO_-_RAUMA)	3.85	86.13	2.71	70.49	70.08	85.00	PASS
3194 DIST Z1 1	7SA6xx_V4.7_1A	TPH Line	: 4890-9584-1 (RAUMA_-_RAUMAN_TASAV)	3.85	86.13	2.71	70.49	70.27	85.00	PASS

Kuva 5.2 Ote 1. distanssivyöhykkeen herkkyysoanalyysistä, jossa testataan, että vyöhyke ei yliulotu. Oteessa on esitetty yhdelle distanssivyöhykkeelle simuloitua kolmivaiheista oikosulua sekä normaali- että keskeytystilanteissa. Act. Reach % -sarakeessa on esitetty releen mittaaman impedanssin suhde voimajohdon myötäimpedanssiin. PASS FAIL -sarakeessa ilmoitetaan, läpäisekö vyöhykkeen ulottuma sille asetetun kriteerin.

Testit tehdään erikseen jokaiselle löydetylle releelle ja edelleen jokaiselle distanssivyöhykkeelle. Kuvassa 5.2 on esitetty 7SA6-releen 1. distanssivyöhykkeelle simuloitujen kolmivaiheisten oikosulkujen tulokset. Viat on simuloitu erikseen normaalitilanteissa, sekä keskeytystilanteissa, joissa tutkittavalta asemalta on otettu yksi aseman muista kentistä pois käytöstä. Act. Reach % -sarakeessa on esitetty releen mittaaman impedanssin suhde voimajoh-

don myötäimpedanssiin. Mikäli ulottuma täyttää vyöhykkeelle asetetun kriteerin, saa ulottuma PASS-merkinnän, mikä havaitaan PASS FAIL –sarakeesta. Kuvassa 5.2. esitetystä esimerkistä havaitaan kyseisen releen 1. distanssivyöhykkeen täyttävän sille asetetun ulottumakriteerin sekä normaali- että keskeytystilanteissa kolmivaiheisessa oikosulussa. Ulottumat oikosuluissa testataan myös kaksivaiheisessa oikosulussa, ja ulottumat maasuluissa testataan yksivaiheisella maasululla.

No.	Fault	Outages Considered (Contingencies)	Fault Location	Magn. Appz.	Angle Appz.	Calc. Reach	Act. Ratio	Des. Ratio	PASS FAIL	Oper. Sec.
1	TPH None		7917 ACCW1	3.86	86.10	7.56	1.96	1.20	PASS	0.42
2	TPH XFMR : 13808-5439-1 (1.PM2)		7917 ACCW1	3.86	86.11	7.56	1.96	1.20	PASS	0.42
3	TPH XFMR : 4503-948-1 (1.PM1)		7917 ACCW1	3.86	86.11	7.56	1.96	1.20	PASS	0.42
4	TPH XFMR : 5008-1088-1 (1.PM3)		7917 ACCW1	3.86	86.11	7.56	1.96	1.20	PASS	0.42
5	TPH Line : 1354-5811-1 (RAUMA_ - RAUMAN_TASAV		7917 ACCW1	3.86	86.11	7.56	1.96	1.20	PASS	0.42
6	TPH Line : 9114-7110-1 (OLKILUOTO_ - RAUMA_B)		7917 ACCW1	3.87	86.07	7.56	1.95	1.20	PASS	0.42
7	TPH Line : 6911-12722-1 (LIETO_ - RAUMA)		7917 ACCW1	3.87	86.09	7.56	1.96	1.20	PASS	0.42
8	TPH Line : 4890-9584-1 (RAUMA_ - RAUMAN_TASAV		7917 ACCW1	3.86	86.11	7.56	1.96	1.20	PASS	0.42

Kuva 5.3 Ote 2. distanssivyöhykkeen herkkyysoanalyysistä, jossa testataan vyöhykkeen ulottumista vasta-ase- malle asti. Oteessa on esitetty yhdelle distanssivyöhykkeelle simuloitua kolmivaiheista oikosulua sekä normaali- että keskeytystilanteissa. Act. Reach % -sarakeessa on esitetty releen mittamaan impedanssin suhde voimajohdon myötäimpedanssiin. PASS FAIL –sarakeessa ilmoitetaan, läpäiseekö vyöhykkeen ulottuma sille asetetun kriteerin. Oper. Sec. –sarakeessa on ilmoitettu vyöhykkeen odotettu laukaisuaika.

2. distanssivyöhykkeelle tehdään kaksi eri testiä. Näistä ensimmäisessä pyritään varmistamaan vyöhykkeen ulottuminen vasta-ase- malle asti vasta-ase- man kiskovioissa, mistä on esitetty esimerkki kuvassa 5.3. Testatut tilanteet ja raportoidut tiedot vastaavat pääosin edellä esitettyä 1. distanssivyöhykettä. Lisäksi Oper. Sec. –sarakeessa on ilmoitettu vyöhykkeen odotettu laukaisuaika. Toisessa testissä tarkistetaan, että vyöhyke ei ulotu liian pitkälle vasta- asemalta lähteille muille voimajohdoille, mistä on esitetty ote kuvassa 5.4. Edellä olevista testeistä poiketen tulokset on esitetty samassa taulukossa kaikille asemalta löytyneille vyö- hykkeille, jotka on eritelty ELEM-sarakeessa. Sarakeesta löytyvät FWD1- ja FWD2-vyö- hykkeet on selitetty raportissa ennen taulukkoa. Vyöhykkeiden ulottumat erilaisissa tilan- teissa on esitetty samaan tapaan kuin aiemmissakin testeissä. Kuvista havaitaan kriteerien täyttyvän testatuissa skenaarioissa.

Local Zone 2 Elements:
 FWD ELEMENT: 1: RA - RAUMA 3194 DIST "Z2" Zone "2" (7SA6xx_V4.7_1A); Contact Logic Code: " "
 FWD ELEMENT: 2: RA - RAUMA 3194 DIST "Z1B" Zone "1" (7SA6xx_V4.7_1A); Contact Logic Code: " "

No.	Fault	Outages Considered (Contingencies)	Fault Location	Line Imp. Ohms	Line Angle Degrees	ELEM	Actual Reach %	Des. Reach % or Marg.	PASS FAIL
1	TPH None		Fault on OLKILUOTO_-_ULVILA_A to 38	13.33	86.17	FWD1	21.44	50.0	PASS
						FWD2	29.63	50.0	PASS
2	TPH Line : 1540-9061-1(OLKILUOTO_-_OLKILUOD		Fault on OLKILUOTO_-_ULVILA_A to 38	13.33	86.17	FWD1	27.58	50.0	PASS
						FWD2	38.50	50.0	PASS
3	LTL None		Fault on OLKILUOTO_-_ULVILA_A to 38	13.33	86.17	FWD1	21.15	50.0	PASS
						FWD2	29.24	50.0	PASS
4	LTL Line : 1540-9061-1(OLKILUOTO_-_OLKILUOD		Fault on OLKILUOTO_-_ULVILA_A to 38	13.33	86.17	FWD1	27.68	50.0	PASS
						FWD2	38.50	50.0	PASS

Kuva 5.4 Ote 2. distanssivyoehykkeen herkkyyssanalyysista, jossa testataan, että vyöhyke ei ulotu liian pitkälle vasta-asemalta lähteille muille voimajohtoille. Otteessa on esitetty kahdelle distanssivyoehykkeelle simuloitua kaksi- ja kolmivaiheiset oikosulut sekä normaali- että keskeytystilanteissa. Kuvan yläosassa on selitetty testatut vyöhykkeet, ja vyöhykkeet on eritelty alemmassa taulukossa ELEM-sarakkeessa. Vyöhykkeen ulottuma vasta-asemalta lähtevälle voimajohtolle on esitetty Actual Reach % -sarakkeessa. PASS FAIL –sarakkeessa ilmoitetaan, läpäiseekö vyöhykkeen ulottuma sille asetetun kriteerin.

3. distanssivyoehykkeelle tehtävä testi muistuttaa pääosin 2. vyöhykkeelle tehtävää testiä, mutta 3. vyöhykkeelle pyritään varmistamaan ulottuminen vasta-asemalta lähtevien johtojen päähän saakka, mistä on esitetty ote kuvassa 5.5. Kuvasta havaitaan, että vyöhyke ei havaitse Olkiluoto – Ulvila A –voimajohtoon päässä olevaa vikaa. Tässä tapauksessa rele näkee simuloinnin mukaan vian takanaan, eikä vika näin ollen osu eteenpäin ulottuvalle 3. vyöhykkeelle. Tämän lopputuloksen aiheuttanut asia ei selvinnyt diplomityön aikana.

No.	Fault	Outages Considered (Contingencies)	Fault Location	Magn. Appz.	Angle Appz.	Calc. Reach	Act. Ratio	Des. Ratio	PASS FAIL	Oper. Sec.
1	TPH Line-end fault on OLKILUOTO_-_ULVILA_A		Line-end at (3882) OLKILUOTO_-_ULVI	123.53	-85.13	0.00	0.00	1.20	FAIL	> 999
2	TPH Line-end fault on OLKILUOTO_-_OLKILUODON		Line-end at (9061) OLKILUOTO_-_OLKI	4.96	85.87	26.86	5.42	1.20	PASS	1.02
3	LTL Line-end fault on OLKILUOTO_-_ULVILA_A		Line-end at (3882) OLKILUOTO_-_ULVI	122.86	-86.20	0.00	0.00	1.20	FAIL	> 999
4	LTL Line-end fault on OLKILUOTO_-_OLKILUODON		Line-end at (9061) OLKILUOTO_-_OLKI	4.95	85.89	26.86	5.42	1.20	PASS	1.02

Kuva 5.5 Ote 3. distanssivyoehykkeen herkkyyssanalyysista, jossa testataan, että vyöhyke ulottuu vasta-asemalta lähtevien voimajohtojen loppuun saakka. Otteessa on esitetty yhdelle vyöhykkeelle simuloitua kaksi- ja kolmivaiheiset oikosulut. Act. Reach % -sarakkeessa on esitetty releen mittaaman impedanssin suhde voimajohtoon myötäimpedanssiin. PASS FAIL –sarakkeessa ilmoitetaan, läpäiseekö vyöhykkeen ulottuma sille asetetun kriteerin. Oper. Sec. –sarakkeessa on ilmoitettu vyöhykkeen odotettu laukaisuaika.

Vyöhykkeille tehdyistä testeistä koostetaan raporttiin kunkin vyöhykkeen jälkeen yhteenveto, jossa kerrotaan testattujen vikojen ja kriteerin täyttämättömien vikatilanteiden lukumäärät. Yhteenvedot nopeuttavat hieman tulosten analysointia, koska jokaisen simuloitun tapauksen tulosta ei tarvitse välttämättä käydä läpi yksi kerrallaan.

5.1.2 Herkkyysanalyysin hyödyntämismahdollisuudet

Distanssitoiminnot ovat differentiaalitoimintojen ohella kantaverkon johtosuojauksen tärkeimmät suojaustoiminnot. Tästä syystä on erityisen tärkeää, että distanssitoimintojen asetuissa ei olisi virheitä. Vaikka pelkkien distanssivyöhykkeiden tarkasteleminen itsenäisesti yksi kerrallaan ei anna täydellistä kuvaa suojauksen toiminnasta, distanssivyöhykkeiden haluttu toiminta luo kuitenkin perustan toimivalle johtosuojaukselle.

Herkkyysanalyysin tekeminen on suhteellisen nopeaa verrattuna esimerkiksi testattuun selektiivisyysanalyysiin. Työssä testattuun yhtä voimajohtoa suojaavien distanssivyöhykkeiden simulointiin kuluu aikaa asemien kenttien määrästä riippuen n. 1 – 5 min. Simuloinnin tekemiseen itsessään ei näin ollen tarvitse varata paljoa aikaa, mikä helpottaa menetelmän integroimista osaksi asettelulaskennan työnkulkua. Simulointien nopeus mahdollistaa myös suurienkin alueiden suojauksen simuloimisen suhteellisen nopeasti, mikäli halutaan esimerkiksi tarkistaa jonkun tietyn alueen vanhojen suojausasetteluiden toimivuus.

Työssä testatuista simulointimenetelmistä herkkyysanalyysi on huomattavasti kevyempi ja nopeampi, minkä vuoksi sen ottaminen asettelulaskennan jokapäiväiseksi työkaluksi on helpompaa. Menetelmän hyödyntäminen mahdollistaa laskettujen distanssivyöhykkeiden aseteluiden nopean tarkistamisen asettelulaskennan yhteydessä. Mahdollisten näppäilyvirheiden havaitsemisen lisäksi simuloinnin hyödyntäminen myös nopeuttaa tiettyjä distanssivyöhykkeiden asettelulaskentaan liittyviä toimenpiteitä. Esimerkiksi sen tarkistaminen, että 2. distanssivyöhyke ei ulotu liian pitkälle vasta-asemalta lähteville voimajohdoille, vaatii tällä hetkellä ulottumien manuaalisen läpikäymisen. Herkkyystarkastelua hyödyntämällä simulointimakro käy kerralla läpi kaikki vasta-asemalta lähtevät voimajohdot keskeytystilanteeseen ja tulostaa kaikista tilanteista yhteenvedon, mikä yksinkertaistaa ja nopeuttaa kyseistä toimenpidettä.

5.1.3 Herkkyysanalyysin haasteet ja kehitysehdotukset

Distanssivyöhykkeiden herkkyysanalyysillä ei saada kattavaa kokonaiskuvaa suojauksen toiminnasta, koska tarkasteluun sisältyvät ainoastaan distanssivyöhykkeet. Muut johtosuojauksessa käytettävät suojaustoiminnot, kuten differentiaalitoiminto, suunnattu maasulkutoiminto ja suuntaamaton nollavirtatoiminto jäävät tarkastelun ulkopuolelle. Analyysi ei myöskään ota kantaa eri sähköasemilla sijaitsevien suojareiden väliseen yhteistoimintaan.

Herkkyysanalyysia voisi olla mahdollista hyödyntää myös muiden suojaustoimintojen tarkistamisessa. Suojaustoiminnon sisällyttäminen herkkyysanalyysiin vaatii, että suojaustoiminnon toiminnalle on mahdollista esittää yksiselitteinen kriteeri, johon suojaustoiminnon toimintaa on mahdollista verrata. Kriteerinä olisi mahdollista käyttää esimerkiksi mitatun vikavirran ja ylivirtatoiminnon virta-asettelun suhdetta. Näin ollen herkkyysanalyysiin voisi olla mahdollista sisällyttää esimerkiksi distanssireleiden varaylivirtatoiminnot.

Työssä käytetty simulointimakro ei koosta simuloinnin tuloksista tiivistä yhteenvedoa. Yhteenvedot koostetaan jokaiselle testatulle distanssivyöhykkeelle erikseen, mutta niitä ei koota lopuksi yhteen. Yhteenvedon puuttuminen johtaa siihen, että simuloinnista tulostetut raportit on käytävä kokonaisuudessaan läpi kokonaiskuvan muodostamiseksi. Tarkastelluista voimajohdoista tulostetut raportit ovat pituuksiltaan n. 850 – 3000 riviä. Yksittäistä voimajohtoa tarkasteltaessa tämä ei ole suuri ongelma, mutta työmäärä kasvaa huomattavasti, jos tarkastelun kohteena oleva alue on suurempi. Jotta automatisoidussa simuloinnissa säästetty aika ei kuluisi simulointitulosten lukemiseen, simulointituloksista voisi muodostaa tiivistetyn raportin, johon kerättäisiin mahdolliset simuloinnissa havaitut ongelmakohdat tarkempaa tarkastelua varten. Testattu simulointimakro saattaa sisältää tuloksille tehtävän simulointiohjelmiston ulkopuolista ohjelmaa käyttävän jälkiprosessoinnin, mutta sen toimintaa ei tämän työn puitteissa testattu.

Käytetyssä simulointimakrossa tarkasteltavat voimajohdot valitaan yksi kerrallaan. Mikäli analyysin käyttöä haluaa laajentaa kattamaan kerrallaan suurempia osia verkosta tai mahdollisesti jopa koko verkon, olisi hyvä pystyä valitsemaan tarkasteltavaksi esimerkiksi kaikki tietyn jännitetaso voimajohdot. Tämä tekisi simulointien suorittamisesta sujuvampaa, ja kaikki halutut voimajohdot tulisivat varmasti tarkastelluiksi.

5.2 Selektiivisyysanalyysi

Selektiivisyysanalyysi suoritettiin tarkasteltavalla alueella sijaitseville 13 voimajohdolle. Tässä kappaleessa käydään läpi selektiivisyysanalyysin tuloksia yleisellä tasolla. Lisäksi käydään läpi havaittuja selektiivisyysanalyysin hyödyntämismahdollisuuksia ja menetelmään liittyviä haasteita ja kehitysehdotuksia.

5.2.1 Selektiivisyysanalyysin tulokset

Analyysistä tulostetaan raportti joko suoraan simulointiohjelmiston näytölle tai ulkoiseen tekstitiedostoon. Raportin alussa käydään läpi valitut simulointiparametrit. Tämä sisältää muun muassa simuloinnin kohteena olevan voimajohdon, simulointialueen suuruuden, simulointiin sisällytettävät suojaus- ja viestiyhteystoiminnot, mitkä suojauksen toimintaan liittyvät poikkeamat raportoidaan, sekä muita simulointeja määritteleviä tietoja. Raporttiin tulostetaan lopputulokset jokaisesta simuloidusta viasta riippumatta siitä, havaittiinko viassa epäselektiivisyyttä vai ei. Mikäli vian yhteydessä havaitaan epäselektiivisyys, raporttiin tulostetaan yksityiskohtaisempi erittely suojauksen toiminnan eri vaiheista. Suojausten toimissa selektiivisesti raportoidut tiedot ovat suppeampia.

```

1 Close-in THREE_PHASE fault on 5158 14321 1 at local bus 5158

Auto_Clear_Change is ON
Close-in fault point on line "5158 RA4" to "14321 OL4C" Ckt 1 at RA - RAUMA
LZOP tag 4875 asserts at 1.00 cyc
LZOP tag 3970 asserts at 1.50 cyc
LZOP tag 3512 asserts at 21.00 cyc
LZOP tag 3748 asserts at 21.00 cyc
LZOP tag 3655 asserts at 21.00 cyc
LZOP tag 4784 asserts at 21.00 cyc
LZOP tag 3913 asserts at 21.00 cyc
LZOP tag 4774 asserts at 51.00 cyc
LZOP tag 2363 asserts at 66.00 cyc
LZOP tag 2281 asserts at 101.00 cyc
LZOP tag 2100 asserts at 101.00 cyc
LZOP tag 4622 asserts at 151.00 cyc
LZOP tag 4998 asserts at 151.00 cyc
LZOP tag 3913 asserts at 21.00 cyc
LZOP tag 4774 asserts at 51.00 cyc
LZOP tag 4110 asserts at 54.00 cyc
LZOP tag 2281 asserts at 101.00 cyc
LZOP tag 4622 asserts at 151.00 cyc
LZOP tag 1427 asserts at 154.00 cyc
LZOP tag 4956 asserts at 154.00 cyc

```

Kuva 5.6 Ote raportista suojausten selektiivisen toiminnan tapauksessa. Aluksi kerrotaan simuloitavan vian olevan lähivika Rauman sähköasemalla Rauman ja Olkiluodon välisellä voimajohdolla. Lopuksi eritellään kaikki viassa havahtuneet LZOP:t ja niiden oletetut laukaisunopeudet jaksoissa.

Kuvassa 5.6 on esitetty ote raportista suojausten selektiivisen toiminnan tapauksessa. Raporttiin sisällytetään simuloitava vika, viassa havahtuneet LZOP:t sekä niiden oletetut laukaisuajat jaksoissa. Mikäli suojaus on toiminut selektiivisesti, ei raportissa kiinnitetä huomiota siihen, mitkä suojaustoiminnot laukaisivat vian pois.

```

Fault 2 of 132: after event 2 68.0 c 1.36 s
Close-in fault point on line "13899 OL4D" to "10522 HT4" Ckt 1 at OL - OLKILUOTO
Tie opened between "1859 OL4D" and "8 OL4D" at OL - OLKILUOTO
Tie opened between "1998 OL4D" and "819 OL4D" at OL - OLKILUOTO
Close-in THREE_PHASE at bus "13899 OL4D"

Number of fault buses: 1
Bus & phase pair      Fault current Amps @ deg
13899A - 00           7918.025 @ -85.55
13899B - 00           7918.025 @ 154.45
13899C - 00           7918.025 @ 34.45

*****
*** MISCOORDINATION ***
*****
After event 2 68.0 c 1.36 s

```

Kuva 5.7 Selektiivisyytarkastelussa havaittu epäselektiivisyys. Raportin alussa kerrotaan vikapaikka ja vikatyypin, sekä jo mahdollisesti tähän mennessä avautuneet katkaisijat tai erotusvälit. Lisäksi kerrotaan, että viassa on havaittu epäselektiivisyys, ja monesko askel vian simuloinnissa on menossa.

Suojauksen toiminnassa havaitut poikkeamat on jaettu kahteen eri kategoriaan: epäselektiivisyyteen ja liian lyhyeen tai pitkään releiden väliseen porrasaikaan. Raportoitujen tietojen rakenne on molemmissa tapauksissa sama. Kuvassa 5.7 on esitetty esimerkki raportoidusta epäselektiivisyydestä. Aluksi raportissa eritellään vikapaikka ja vikatyypin, sekä mahdolliset tähän mennessä avautuneet katkaisijat tai erotusvälit. Näihin tietoihin sisältyy myös mahdollinen keskeytystilanne. Kuvasta havaitaan kyseessä olevan Olkiluoto-Huittinen –voima-johto, jolla on kolmivaiheinen oikosulku Olkiluodon sähköasemalla. Lisäksi kerrotaan, että kyseessä on kyseisen vikasimulaation toinen vaihe, eli ensimmäiset katkaisijat ovat jo avautuneet ja epäselektiivisyys havaittiin seuraavassa vaiheessa. Seuraavaksi raportissa eritellään viassa toimineet LZOP:t, jotka on jaoteltu pää- ja etävarasuojiin. LZOP:t ja niihin kuuluvat viassa toimineet suojaustoiminnot on koottu yhteenvedoksi taulukkoon, josta on esitetty esimerkki kuvassa 5.8.

Substation ID	LZOP	Name	Type	BkFlr	InhBkr	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total	
OL - OLKILUOTO	2100	ACD32B - HT A Huittinen A	MISC	F	N	Pr1	ZPG1_7SA6,ZPI_P443	0.020	0.040	0.060	Op in event 1 3-ph; Dropped out
FO - FORSSA	2363	AC04E - HT Huittinen	MISC	F	N	Bkp	ZPG3_7SA6	1.320	0.040	1.360	Op in event 2 3-ph
UL - ULVILA	1427	ACA03B - HT Huittinen	MISC	F	N	Bkp	ZPG3_7SA6,ZPP_P443	1.320	0.040	1.360	Op in event 2 3-ph
HT - HUITTINEN	4110	AC08B - UL Ulvila	MISC	F	N	Bkp	ZPG5_7SA6	2.080	0.040	2.120	Predicted

Kuva 5.8 Viassa toimineet suojaustoiminnot ja LZOP:t. Trip Path –sarakeessa on eritelty viassa havahtuneet suojaustoiminnot. Substation ID- ja Name-sarakeissa kerrotaan, mille sähköasemalle ja mihin sähköaseman kenttään havahtunut suojaustoiminto kuuluu. P/B-sarakeessa kerrotaan, onko toiminut LZOP pää- vai etävarasuojia. Total-sarakeessa on esitetty suojauksen toiminta-aika, joka on jaettu LZOP:n ja katkaisijan toiminta-ajoiksi LZOP- ja Breaker-sarakeisiin. Taulukon oikeassa reunassa kerrotaan, mikä tapahtuma milläkin sähköasemalla on käynnissä suojauksen havahtumisen seurauksena.

Raportista nähdään, mitkä suojaustoiminnot ovat havahtuneet milläkin sähköasemalla. Tästä voidaan edelleen päätellä, mikä suojauksen toiminnassa on johtanut epäselektiivisyyteen.

Esitettyssä esimerkissä havaitaan Olkiluodon pääsuojan toimineen halutulla tavalla, ja Olkiluodon katkaisijat ovat auenneet. Lisäksi on listattu kolme muuta LZOP:ta, jotka ovat havahtuneet ja toimineet tai niiden toiminta on ennakoitu vian simuloinnin mahdollisissa seuraavissa vaiheissa. Huittisten sähköasemalla sijaitsevat samaa voimajohtoa suojaavat releet eivät kuitenkaan havahtuneet, mikä tarkoittaa, että suojaus ei toiminut selektiivisesti. Tarkastelemalla Huittisten releiden distanssiaseteluita ei havaittu syytä sille, miksi suojaus ei toiminut selektiivisesti. Ongelman oletetaan johtuvan CAPE:n verkkomallista, mutta ongelman todellinen syy ei selvinnyt diplomityön aikana.

Lopuksi raportissa listataan simuloinnin tässä ja edeltävissä vaiheissa lauenneet katkaisijat. Näiden vaiheiden jälkeen siirrytään joko saman vian seuraavaan vaiheeseen, mikäli sellainen on tarpeellinen, tai seuraavan vian simulointiin.

Suurin osa simuloinneissa havaituista epäselektiivisyyksistä liittyi CAPE:n Relay Checking moduulin keskeytystilanteita simuloivaan osaan, joka avasi yhtenä keskeytystilanteena voimajohdon ja katkaisijan väliin mallinnetut erottimet yksi kerrallaan. Tämä johtuu todennäköisesti tavasta, jolla Fingridin sähköasemien kiskorakenteet on mallinnettu CAPE:ssa, eikä tällaisten keskeytystilanteiden simuloiminen ole tarpeellista. Havaittujen epäselektiivisyyksien määrä laskee huomattavasti, mikäli tällaiset tapaukset jätetään huomioimatta.

Substation ID	LZOP	Name	Type	BkFlr	InhBkr	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total	
UL - ULVILA	4786 ACB14B	- KD Kristinestad	MISC	F	N	Pri	ZPGI_7SA6,ZPI_REL670,POTT_TRIP	0.020	0.040	0.060	Op in event 1 3-ph; Dropped out
KD - KRISTINESTAD	4774 AC05B	- UL Ulvila	MISC	F	N	Pri	POTT_TRIP_A	0.030	0.040	0.070	Op in event 2 3-ph
KD - KRISTINESTAD	5030 AC07A	- TU Tuovila	MISC	F	N	Bkp	ZPG5_7SA6,ZP4_P443	3.020	0.040	3.060	Predicted

Kuva 5.9 LZOP:t ja suojaustoiminnot liian pitkän porrasajan tapauksessa.

Liian pitkän tai lyhyen porrasajan tapauksessa raportti noudattaa samaa rakennetta kuin edellä esitettyssä epäselektiivisyyden tapauksessa. Ero löytyy suojaustoimintojen toiminta-ajoista, joista on esitetty esimerkki Ulvila-Kristinestad –voimajohdolta kuvassa 5.9. Kuvasta havaitaan suojauksen toimineen POTT-viestiyhteysvyöhykkeellä Ulvilassa ja Kristinestadissa eikä muita laukaisuja tapahtunut, eli suojaus toimi selektiivisesti. Seuraavan havahtuneen suojaustoiminnon havaitaan kuitenkin olevan Kristinestad-Tuovila –voimajohdon suuntaamaton vyöhyke, joka erottaisi vian vasta 3,06 s kuluttua vian alkamisesta. Pää- ja etävarasuojien laukaisuaikojen erotus ylittää näin ollen suurimman sallitun porrasajan,

minkä CAPE havaitsee. Tässä tapauksessa havainto johtuu siitä, että Ulvilan katkaisijat olivat aenneet ensimmäisinä, mistä syystä vikaa ei voi enää havaita muilta Ulvilaan liittyviltä voimajohdoilta, eikä muilla Kristinestadiin tulevilla voimajohdoilla ole tällä hetkellä CAPE-tietokantaan tuotuja suojausasetteluita. Tästä syystä Ulvilan katkaisijoiden ollessa auki ainoastaan Kristinestad-Tuovila –voimajohdolle katsova rele pystyy havaitsemaan vian takanaan. Mikäli myös Tuovilassa olisi suojausasettelut, havaittua liian pitkää porrasaikaa ei todennäköisesti olisi esiintynyt. Vastaavia tapauksia havaittiin myös muilla voimajohdoilla. Näin ollen tutkittavan voimajohdon ympärillä olisi oltava tarpeeksi suurella alueella suojausasettelut, jotta suojauksen toiminnasta saadaan todenmukainen kuva.

5.2.2 Selektiivisyysanalyysin hyödyntämismahdollisuudet

Selektiivisyysanalyysia hyödyntämällä saadaan parhaimmillaan hyvin kattava kuva suojauksen toiminnasta laajalla alueella erilaisissa vikatilanteissa. Suojauksen toiminnan tarkastelu kauempana vikapaikasta on mahdollista tehdä käsinkin, mutta se vaatii useiden eri releiden aseteluiden manuaalista tarkastelemista ja on siten hyvin hidasta. CAPE:lla on mahdollista huomioida suojausasetteluiden toiminta kauempanakin vikapaikasta, eikä simulointiin sisällytettävien releiden tai vikojen määrä kasvata vikatapausten simuloimiseen kuluva työmäärää. Näin ollen testattavia vikatapauksia voidaan laajentaa myös asettelulaskennassa käytettävien tyypillisimpien tapausten ulkopuolelle. Tämä on hyödyllistä erityisesti tapauksissa, joissa suojattava verkko on suojauksen toteuttamisen näkökulmasta haastava.

CAPE:n selektiivisyysanalyysistä tulostamista raporteista on helppo havaita epäselektiivisesti toimineet releet ja suojausasettelut, koska CAPE erittelee raporttiin kaikki viassa havahuneet suojaustoiminnot. Tästä syystä epäselektiivisen suojauksen toiminnan aiheuttaneet asetelut on helppo paikallistaa.

Selektiivisyysanalyysi on jokapäiväiseksi työkaluksi melko hidas ja raskas, erityisesti suurempia alueita tai suurempaa määrää erilaisia vikatilanteita simuloitaessa. Selektiivisyysanalyysin toimintaperiaatetta on kuitenkin mahdollista hyödyntää tarvittaessa myös yksittäisten vikojen simulointiin CAPE:n System Simulator –moduulilla, jossa toimintaperiaate on sama, mutta etukäteen valittujen vikajoukkojen automaattisen läpikäymisen sijaan simuloitavaksi valitaan yksittäinen vika. Yksittäisiä vikoja simuloitaessa simulointiin kuluva aika pysyy siedettävänä ja työkalu siten käyttökelpoisena jokapäiväisessäkin käytössä.

Selektiivisyysanalyysin suhteellisesta hitaudesta johtuen laajojen selektiivisyysanalyysien toteuttaminen lienee todennäköisempää ja käyttökelpoisempaa esimerkiksi vuosittain. Koko verkon näkökulmasta suojauksen toiminnassa ei pitäisi tapahtua suuria muutoksia yhden vuoden aikana, jolloin koko verkon läpikäyminen tätä useammin ei liene tarpeellista. Selektiivisyysanalyysia voisi hyödyntää myös suojattavassa verkossa tapahtuvien suurempien muutoksien yhteydessä, mikäli halutaan tarkistaa muutosten vaikutus verkossa lähialueilla sijaitsevaan suojaukseen.

5.2.3 Selektiivisyysanalyysin haasteet ja kehitysehdotukset

Jotta selektiivisyysanalyysista saadaan mahdollisimman suuri hyöty, kaikki käytössä olevat suojaustoiminnot pitäisi saada sisällytettyä simuloiteihin täydessä toiminnallisuudessaan. Työssä tehdyissä simuloinneissa differentiaali- ja suunnattujen maasulkutoimintojen viestiyhteystoiminnot eivät olleet käytössä. Työhön tarkasteltavaksi valitulla alueella on muutamia voimajohtoja, joiden suojauksessa on käytetty differentiaali- ja distanssireleen yhdistelmää. Tällaisten voimajohtojen suojauksen toiminnan simulointi ei siis tällä hetkellä ole kattavaa. Suunnattujen maasulkutoimintojen viestiyhteyksien toteuttamiseen todellisuudessa on monessa tapauksessa jouduttu käyttämään releeseen rakennettua lisälogiikkaa, koska viestiyhteyksien toteutustapa vaihtelee eri valmistajien releiden välillä. Viestiyhteystoimintojen toteuttaminen CAPE:ssa vaatii releisiin rakennetun lisälogiikan vuoksi lähempää tarkastelua.

Maasulkujen simuloiminen jäi työn puitteissa minimaaliseksi, koska CAPE kaatui usein maasulkuja simuloitaessa toistaiseksi tuntemattomasta syystä. Kaatumisen syy täytyy selvittää ja ongelma korjata, jotta myös maasulut saadaan sisällytettyä simuloiteihin.

Selektiivisyysanalyysin suorittamiseen käytettiin CAPE:n Relay Checking –moduulia, joka mahdollisti eri vikatyyprien, vikapaikkojen ja keskeytystilanteiden testaamisen. Lähestymistapa soveltui simuloinnin testaamiseen, mutta sovellettaessa simulointia käytännössä mahdollisuus simulointiparametrien tarkempaan valintaan kasvattaisi simuloinnista saatavaa hyötyä. Työssä käytetyssä lähestymistavassa ei ollut mahdollista testata suojauksen toimintaa vioilla, joissa on vikaresistanssia, mikä jättää testaamatta suuren osan verkossa to-

dellisuudessa tapahtuvista vioista. Myös suunnatut maasulkutoiminnot ja herkät nollavirta-toiminnot jäävät työssä käytetyllä lähestymistavalla testaamatta, koska niiden on tarkoitus toimia juuri vioissa, joissa on enemmän vikaresistanssia. Jotta simuloinnista saatava hyöty olisi mahdollisimman suuri, tulisi myös vikaresistanssia sisältävät viat sisällyttää testattavien vikojen valikoimaan. Myös vikapaikkojen valinnassa olisi hyötyä suuremmasta valinnanvapaudesta. Työssä käytetyssä lähestymistavassa voimajohdolla tapahtuvien vikojen vikapaikat oli mahdollista valita ainoastaan tasavälein, esimerkiksi 20 % välein voimajohdon myötäimpedanssista. Kiinnostavimmat vikapaikat osuvat distanssireleiden vyöhykerajojen läheisyyteen, jolloin mahdollisuus näiden vikapaikkojen valitsemiseen joko vähentäisi simuloitavien vikojen määrää, tai kohdistaisi simuloitavat viat tarkemmin niihin voimajohtojen osiin, joissa suojauksen toiminnassa voi olettaa olevan eniten haasteita.

Työssä käytetyssä lähestymistavassa vikoja simuloitaessa otettiin muut sähköasemilta löytyvät kentät pois käytöstä yksi kerrallaan. Kaikkien kenttien ottamista pois käytöstä vuorollaan ei nähdä tarpeellisenä, koska se kasvattaa simuloitavien vikojen määrää huomattavasti tuomatta juuri lisäarvoa simuloinnin lopputuloksiin. Simuloitaviksi keskeytystilanteiksi riittäisi, että molemmilta sähköasemilta otetaan yksi kerrallaan pois käytöstä suurimmat vika- ja maasulkuvirran syötöt, koska niiden vaikutus suojauksen toimintaan on kaikista suurin. Suurimman vika- tai maasulkuvirran syötön ollessa tutkittava voimajohto, keskeytykseen valitaan toiseksi eniten vika- tai maasulkuvirtaa syöttävä kenttä. Mikäli suojaus toimii selektiivisesti tilanteissa, joissa suurimman vaikutuksen suojauksen toimintaan omaava kenttä on pois käytöstä, pitäisi suojauksen toimia selektiivisesti myös tilanteissa, joissa jokin muu kenttä on pois käytöstä. Lisäksi käytetyssä lähestymistavassa keskeytystilanteiksi oli sisällytetty verkkomallissa voimajohdon ja katkaisijan väliin jäävien erottimien avaaminen yksi kerrallaan, mikä ei ole tarpeellinen testattava tilanne. Simuloitavien vikatilanteiden priorisointi edellä mainitulla tavalla pienentäisi huomattavasti simuloitavien vikojen määrää.

CAPE sisältää valmiita simulointimakroja, joilla voidaan määritellä tarkemmin simuloitavaksi valittavat vikatilanteet, kuten yllä olevissa kappaleissa on ehdotettu. Ne eivät kuitenkaan tällä hetkellä toimi Fingridin käytössä olevalla verkkomallilla. Simulointimakrot on suunniteltu käytettäväksi CAPE-tietokannalla, jonka verkkomallissa sähköasemien kiskorakenteet on tiivistetty ja esitetty yhtenä kiskona. Fingridillä on käytössä yksityiskohtaisempi verkkomalli, jossa sähköasemien kiskorakenteet on mallinnettu vastaamaan todellisuutta,

eikä niitä ole tiivistetty yhdeksi kiskoksi. Simulointimakrot eivät osaa käsitellä yksityiskoh-
taisempia kiskorakenteita, minkä vuoksi ne eivät ole tämän hetkisessä muodossaan käyttö-
kelpoisia. Simuloinnista saatavan hyödyn kasvattamiseksi nähdään suositeltavana kehittää
Fingridin verkkomallilla toimiva simulointimakro, joka mahdollistaa simulointiparametrien
ja näin ollen simuloitavien skenaarioiden tarkemman määrittämisen. Kattava vikatilanteiden
valikoima voisi sisältää esimerkiksi vikatilanteet, jotka on esitetty taulukossa 5.1.

Taulukko 5.1 Esimerkki selektiivisyysanalyysin valittavista vikatilanteista. Valittavia parametreja ovat vika-
tyyppi, vikapaikka, vikaresistanssi ja keskeytystilanne. Selektiivisyysanalyysi käy läpi parametreista muodos-
tuvut kombinaatiot.

Vikatyypit	- 2-v ja 3-v oikosulku - 1-v ja 2-v maasulku
Vikapaikat	- Sähköasemien lähiviat - Johtoviat 10 %, 30 %, 70 % ja 90 % voimajohdon myötäimpedanssista
Vikaresistanssit	- 0 Ω ja 2 Ω (kaikki vikatyypit) - 100 Ω ja 500 Ω (maasulut)
Keskeytystilanteet	- Suurin vikavirran syöttö pois käytöstä molemmilta sähköasemilta - Suurin maasulkuvirran syöttö pois käytöstä molemmilta sähköasemilta

Taulukossa 5.1 listatut parametrit muodostavat yhteensä 288 vikatilannetta voimajohtoa
kohti, mikä on samaa suuruusluokkaa työssä tehtyjen testien kanssa. Taulukossa esitetyt vi-
katilanteet kattavat kuitenkin laajemmin verkossa mahdollisesti esiintyvät vikatilanteet ja
testaavat perusteellisemmin kaikkien käytettyjen suojaustoimintojen toiminnan. Esitetyt vi-
katilanteet tarjoaisivat näin ollen tehokkaamman lähestymistavan suojauksen toiminnan
mahdollisimman kattavaan testaamiseen.

Simuloitavien vikatilanteiden tarkempi määrittäminen nähdään hyödylliseksi myös siitä
syystä, että vähän lisäarvoa tuovien vikatilanteiden karsimisella saadaan pienennettyä huo-
mattavasti simulointiin kuluva aika. Simulointeihin käytetyllä kannettavalla tietokoneella
yhden vian simulointiin kuluva aika on simulaatioon sisällytettävien releiden määrästä riip-
puen n. 30 – 60 s. Todellisuudessa yhden vian simulointiin kuluva aika on todennäköisesti
lähempänä jakauman ylärajaa, jotta simulaatioon saadaan sisällytettyä releitä tarpeeksi laa-
jalta alueelta, ja simuloinnista saadaan suojauksen selektiivisyyden kannalta hyödyllistä tie-
toa. Esimerkiksi yllä olevassa taulukossa esitettyjen vikatilanteiden simulointiin kuluisi ai-
kaa noin 4 h 50 min, mikäli yhden vian simulointiin kuluva aika olisi 60 s.

Simulointitulosten läpikäymistä voisi nopeuttaa huomattavasti myös karsimalla raportista pois tapaukset, joissa suojaus toimi selektiivisesti. Tämän hetkessä muodossaan selektiivisesti toimineista tapauksista raportoitava tieto on hyvin pintapuolista ja siitä saatava lisäarvo näin ollen hyvin pientä. Tästä syystä voisi olla mahdollista jättää nämä tiedot raportoimatta kokonaan ja keskittyä sen sijaan tapauksiin, joissa havaittiin poikkeamia.

5.3 Suojausasetteluiden simulointiin yleisesti liittyvät haasteet

Suojausasetteluiden simuloinnin suunnittelussa ja toteutuksessa sekä simulointitulosten analysoinnissa havaittiin useita haasteita, jotka vaativat jatkokehitystä simuloinnin toteuttamisen sujuvoittamiseksi ja simuloinnista saatavan hyödyn kasvattamiseksi. Diplomityössä käytettyihin analysointimenetelmiin liittyviä haasteita ja kehitysehdotuksia on käsitelty edellä kappaleissa 5.1.3 ja 5.2.3. Seuraavissa kappaleissa käsitellään suojausasetteluiden simulointiin yleisesti liittyviä haasteita.

5.3.1 Simulointitulosten oikeellisuuden varmistaminen

Jotta simuloinnista saatavia tuloksia on mahdollista hyödyntää asettelulaskennan työkaluna, on ensin varmistettava, että simulointiohjelmiston tuottamiin tuloksiin voidaan luottaa. Simulointeja testattaessa havaittiin useita asioita, jotka johtivat virheellisiin simulointituloksiin. Osa asioista liittyy CAPE-tietokannan luomiseen käytettävien lähtötietojen ja konversio-ohjelman väliseen interaktioon, mikä johtaa virheisiin CAPE:n verkkomallissa ja siten myös virheellisiin simulointituloksiin. Muita huomioitavia asioita ovat esimerkiksi CAPE:n vikavirtalaskentaan vaikuttavat asetukset ja simuloinnissa käytettävät suojausasettelut.

CAPE:n verkkomallissa havaittiin virtamuuntajiin liittyviä asioita, jotka johtivat virheellisiin simulointituloksiin. CAPE-tietokantaa luotaessa virtamuuntajien polariteetit kääntyivät CAPE:n verkkomallissa päinvastaisiksi kuin todellisuudessa. Tämä johtaa siihen, että esimerkiksi distanssireleet havaitsevat viat releen takana, vaikka vika olisi todellisuudessa releen edessä. Toinen virtamuuntajista havaittu asia liittyy duplex-kiskojärjestelmän virtamuuntajien hallintaan CAPE:ssa. Duplex-kiskojärjestelmässä on kaksi virtamuuntajaa, jotka yhdistetään CAPE:ssa yhdeksi virtuaaliseksi virtamuuntajaksi, jota kutsutaan CAPE:ssa ”sum pointiksi”. Sum pointin käyttäminen aiheuttaa ongelman tilanteessa, jossa sähköasemalla on tehty nollavirran kierrätys releen kaikkien vaihekäämien läpi releen yliaaltosalvan

toiminnan parantamiseksi. Jotta releen asettelut toimivat myös kierrätetyn nollavirran kanssa, on suojausasettelutietokantaan luotu välivirtamuuntaja, jota ei ole todellisuudessa olemassa (Javanainen 2020). CAPE-tietokantaa luotaessa myös tämä välivirtamuuntaja, jota ei ole todellisuudessa olemassa, sisältyy CAPE:en luotavaan sum pointiin, minkä vuoksi kyseisen sum pointin muuntosuhteesta tulee väärä. Väärä muuntosuhde aiheutti muun muassa distanssireleiden huomattavaa yliulottumista ja siten virheellisiä simulointituloksia.

Yllä kuvatut esimerkit havainnollistavat, että CAPE:n kaltaista simulointiohjelmistoa käyttöön otettaessa on otettava huomioon käytettävien lähtötietojen ja simulointiohjelmiston yhteensopivuus. Erilaisissa ohjelmistoissa ja formaateissa olevat lähtötiedot eivät välttämättä toimi suoraan simulointiohjelmistoon käännettynä. Näin ollen simulointiohjelmiston käyttöönotto voi vaatia huomattavaakin määrää huolellista testaamista, jotta edellä mainittujen kaltaiset viat voidaan havaita ja korjata. Vikojen korjaaminen on tehokkainta suorittaa käytettävien lähtötietojen ja CAPE-tietokannan luomiseen käytettävän konversion tasolla, jotta korjaustoimenpiteitä ei tarvitse tehdä jälkikäteen jokaiselle luodulle CAPE-tietokannalle.

Lisää testaamista vaatii myös CAPE:n vikavirtalaskennan tulosten varmistaminen. CAPE:lla laskettuja vikavirtoja verrattiin Siemens PSS/E –ohjelmistolla laskettuihin vikavirtoihin. PSS/E on voimansiirtoverkkojen simulointiin tarkoitettu ohjelmisto, jota Fingridin asettelulaskijat käyttävät muun muassa vikavirtojen laskentaan. Verrattaessa CAPE:lla laskettuja vikavirtoja PSS/E:llä laskettuihin vikavirtoihin muutamalla sähköasemalla havaittiin vikavirtojen suuruuksien poikkeavan toisistaan. Erojen suuruus vaihteli sähköasemien, jännite-
tasojen ja vikatyypin välillä. Erot olivat suurempia 110 kV verkossa kuin 400 kV verkossa: 400 kV verkossa ero oli testatuilla asemilla suurimmillaan noin 4 %, kun taas 110 kV verkossa ero oli suurimmillaan noin 22 %. Lisäksi erot olivat suurempia yksivaiheisissa vi-
oissa kolmivaiheisiin vikoihin verrattuna. Eroja havaittiin erityisesti joidenkin päämuuntajien syöttämissä vikavirroissa (Tuominen 2020). Mikäli CAPE:lla simulointia halutaan käyttää jo laskettujen asetteluiden tarkistamiseen, CAPE:lla tehtävien vikavirtalaskelmien tulokset olisi hyvä saada vastaamaan mahdollisimman tarkasti PSS/E:tä, jota hyödyntäen suojaus-
asettelut on alun perin laskettu. Mikäli asetteluiden laskentaan ja niiden tarkistamiseen käytettävät vikavirtalaskelmat eroavat huomattavasti toisistaan, simuloinnin lopputuloksiin liittyvä epävarmuus kasvaa. Erot vikavirroissa voivat aiheuttaa virheellisiä simulointituloksia erityisesti rajatapauksissa, joissa marginaali suojauksen toiminnalle on pieni.

Yllä esitetyistä syistä johtuen on suositeltavaa käyttää jatkossa aikaa CAPE:n simuloinnin lopputulosten oikeellisuuden varmistamiseen, jotta tuloksia voidaan hyödyntää asettelulas-kennassa päätöksenteon tukena. Näin saadaan suurempi varmuus siitä, että simuloinnin lopputulokset vastaavat mahdollisimman läheisesti todellisuutta.

5.3.2 Simuloinnissa käytettävät suojausasettelut

Simulointeja testattaessa havaittiin, että simuloinnista saatavan hyödyn maksimoimiseksi simuloinnissa olisi suositeltavaa käyttää releistä ladattuja suojausasetteluita, jotka ovat releissä todellisuudessa käytössä. Käyttämällä releistä ladattuja asetteluita mahdollistetaan asetteluvirheiden havaitseminen koko suojausasetteluiden elinkaaren ajalta. Työn alussa tutkittavalla alueella sijaitsevista releistä vain murto-osalle oli käytettävissä releistä ladatut asettelut. Tutkittavalla alueella sijaitsevista releistä ladattiin releissä käytössä olevat asettelut simulointia varten. Asetteluita ei kuitenkaan saatu ladattua kaikista releistä, minkä vuoksi osassa releistä käytettiin suojausasettelutietokannasta saatavilla olevia asetteluita. Kyseisistä releistä ei näin ollen pystytty havaitsemaan mahdollisia asettelu- ja koestusvaiheessa tapahtuneita asetteluvirheitä. Releestä ladattujen asetteluiden saatavuuden tilanne on luultavasti samankaltainen myös muualla Fingridin verkossa.

Simulointeja testattaessa havaittiin myös asetteluihin liittyvä ongelma, mikäli asetteluita ei ole ladattu releestä, vaan niiden alkuperä on nykyistä suojausasettelutietokantaa edeltävässä järjestelmässä. Asetteluiden merkintätapa vanhassa suojausasettelutietokannassa johti CAPE-tietokannan luomisessa käytettävässä konversiossa siihen, että CAPE:en tuotuna asetteluissa oli käytössä useita suojaustoimintoja, jotka eivät todellisuudessa ole releessä käytössä. Lisäksi CAPE-tietokannan luomiseen käytettävä ohjelma lisäsi kyseisiin toimintoihin liittyville tyhjille parametreille oletusarvot. Näiden asetteluiden käyttö johti siis simulointituloksiin, jotka eivät vastanneet todellisuutta. Nykyisessä muodossaan tällaisten asetteluiden käyttäminen simuloinneissa ei ole mahdollista. Niiden käyttäminen vaatisi, että sellaiset suojaustoiminnot, jotka eivät todellisuudessa käytössä, otetaan myös suojausasettelutietokannassa sijaitsevista asetteluista pois käytöstä. Toinen vaihtoehto olisi saada CAPE-tietokannan luomisessa tapahtuvan asetteluiden oletusarvojen lisääminen pois käytöstä.

Ylimääräisten suojaustoimintojen manuaalinen läpikäyminen on aikaa vievää, eikä se ratkaise molempia yllä esitettyjä asetteluihin liittyviä ongelmia. Manuaalista läpikäymistä voidaan hyödyntää poikkeustilanteissa, joissa releestä ladattuja asetteluita ei ole saatavilla, mutta tätä menettelytapaa ei nähdä laajassa mittakaavassa järkeväksi. Molemmat havaitut ongelmat on mahdollista korjata sillä, että simuloinnissa käytetään ainoastaan releistä ladattuja asetteluita. Näin pystytään havaitsemaan mahdolliset asetteluvirheet koko suojausasetteluiden elinkaaren ajalta, eikä asetteluissa pitäisi myöskään olla käytössä ylimääräisiä suojaustoimintoja, jotka sotkisivat simuloinnin tuloksia. Releistä ladattujen asetteluiden käyttäminen vaatii, että ne ladataan releistä suojausasettelutietokantaan, josta ne voidaan edelleen tuoda CAPE:en. Tätä tehdään nykyisin esimerkiksi takuukoestuksien yhteydessä, ja käytävissä olevien asetteluiden määrän pitäisi näin ollen kasvaa ajan kuluessa. On kuitenkin suositeltavaa varmistaa, että releistä ladatut asettelut saadaan suojausasettelutietokantaan uusien sähköasemien käyttöönottojen sekä takuukoestuksien yhteydessä.

Jotta simulointia voitaisiin hyödyntää mahdollisimman tehokkaasti asettelulaskennan yhteydessä, olisi laskettujen suojausasetteluiden tuonnin CAPE:en oltava suojausasantuntijalle mahdollisimman nopeaa ja sujuvaa. Näin mahdollistettaisiin esimerkiksi työssä testatun distanssivyöhykkeiden herkkyysanalyysin hyödyntäminen asettelulaskentaprosessissa. Mikäli asetteluiden tuominen CAPE:en on hidasta tai työlästä, simulointiohjelmiston potentiaali voi jäädä ainakin osin hyödyntämättä.

5.3.3 Simuloinnin tulosten analysoiminen

Simuloinnin hyödyllisyys työkaluna on lopulta kiinni siitä, miten tehokkaasti suojausasantuntija pystyy hyödyntämään simuloinneilla tuotettua dataa päätöksenteon tukena. Tästä syystä on erityisen tärkeää, että simuloimalla tuotettu data olisi mahdollisimman selkeää ja mahdollistaisi keskittymisen tapauksiin, jotka vaativat lisää huomiota. Molemmat työssä testatut analysointimenetelmät tuottavat suuren määrän dataa tutkitun alueen suhteellisen pienestä koosta huolimatta. Testihetkellä kummassakaan testattu menetelmässä ei ollut käytävissä simulointituloksista koostettavaa yhteenvetoa, joka tiivistäisi simuloinnissa mahdollisesti havaitut ongelmakohdat helppolukaiseksi kokonaisuudeksi. Tällä hetkellä simulointitulokset tallennetaan tuhansista riveistä koostuviin tekstitiedostoihin, jotka on käytännössä käytävä läpi vika kerrallaan, jotta ongelmakohdat voi poimia lähemmin tarkasteltavaksi. Si-

mulointitulosten manuaalinen läpikäyminen on hyvin aikaa vievää, minkä vuoksi simulointitulosten suodattamista ja jäsentelyä helpommin luettavaan muotoon olisi hyvä kehittää. Myös raporttien tiivistäminen, kuten selektiivisesti toimineiden vikatapauksen poistaminen raportista selektiivisyysanalyysin kohdalla, voisi olla yksi askel simulointitulosten läpikäymisen nopeuttamiseen. Lisäksi simuloiteihin, joissa ongelmia ei havaittu, voisi sisällyttää raportin alkuun maininnan, jossa kerrotaan suojauksen toiminnan täyttäneen halutut kriteerit kaikissa testatuissa tapauksissa. Näin ei tarvitsisi käyttää aikaa sellaisten raporttien lukemiseen, joissa ongelmia ei havaittu eikä jatkotoimenpiteillekään näin ollen ole tarvetta. Simulointitulosten läpikäymisen sujuvuus korostuu erityisesti tulevaisuudessa, mikäli simulointia aletaan hyödyntää laajemmin koko Fingridin verkon alueella. Tällöin simuloitavien voimajohtojen lukumäärä ja siten myös tulosten analysointiin kuluva aika kasvaa huomattavasti.

Tulosten yhteenvedon voisi olla hyvä sisällyttää myös tulosten priorisointia erityisesti simuloitaessa suurempia alueita kerralla, jotta tulosten analysoiminen voidaan aloittaa kriittisimmistä tapauksista. Tämä tarkoittaisi ainakin sitä, että havaitut epäselektiivisyydet ovat liian lyhyitä porrasaikoja kriittisempiä. Mikäli simulointi on sisältänyt voimajohtoja useilta eri jännitetasoilta, korkeammilta jännitetasoilta havaitut puutteet ovat matalammilta jännitetasoilta havaittuja puutteita kriittisempiä.

Suojauksen toimintaa simuloitaessa on valittava yleiset kriteerit, joiden perusteella simulointiohjelmisto päättää, toimiiko suojaus halutulla tavalla. Vaikka yleiset kriteerit muodostavat hyvän pohjan simuloimiselle, verkossa voi olla poikkeuksia, joissa suojaus on suunniteltu jostain syystä näistä kriteereistä poikkeavalla tavalla. Tällaisia tapauksia simuloitaessa olisi joko käytettävä kyseiselle kohteelle spesifejä kriteereitä, jotka vastaavat suojauksen suunnittelussa käytettyjä kriteereitä, tai vaihtoehtoisesti osattava tulkita simuloinnin tuloksia tapauksissa, joissa suojaus ei jostain syystä täytä simuloinnille asetettuja kriteereitä. Kummassakin tapauksessa simuloinnin suorittaminen ja simulointituloksien tulkitseminen vaativat asiantuntemusta sekä relesuojauksesta että suojattavasta verkosta. Simulointi itsessään ei siis paranna suojauksen luotettavuutta, mutta suojausasiantuntijan on mahdollista käyttää sitä työkaluna päätöksenteon tukemisessa.

6 YHTEENVETO

Diplomityön tavoitteena oli selvittää PSS/CAPE-simulointiohjelmiston tarjoamia mahdollisuuksia kantaverkon voimajohtojen suojausasetteluiden verifiointiin. Kantaverkon suojausasetteluita ei nykyisin tarkasteta asetteluiden laskemisen jälkeen esimerkiksi toisen asettelulaskijan toimesta. Modernit numeeriset suojareleet sisältävät useita suojaustoimintoja, minkä vuoksi releen toiminnan määrittelevien parametrien määrä kasvaa. Samalla kasvaa myös inhimillisten virheiden todennäköisyys asetteluita laskettaessa tai releeseen aseteltaessa. Simuloinnin hyödyntämisellä pyritään saamaan varmuus siitä, että kantaverkon relesuojaus toimii releissä käytössä olevilla asetteluilla selektiivisesti erilaisissa vikatilanteissa.

Simuloinnin soveltuvuutta suojausasetteluiden verifiointiin arvioitiin case-esimerkeillä, joissa CAPE:sta valittuja simulointitoimintoja testattiin pienellä Fingridin 400 kV verkosta valitulla alueella. Alueeksi valittiin Olkiluodon sähköaseman ympärille keskittyvä yhdeksästä sähköasemasta ja 13 voimajohdosta koostuva verkko. Testaamista varten luotiin verkkomallista ja suojausasetteluista CAPE-tietokanta. Lisäksi tietokantaan luotiin simuloinnin vaatimat kontaktilogiikat, joilla määritellään, mitkä releet ja suojaustoiminnot laukaisevat mitkään katkaisijat. Alueella testattavaksi valittiin CAPE:sta kaksi analysointimenetelmää: distanssitoimintojen herkkyysanalyysi sekä selektiivisyysanalyysi. Työssä ei keskitytty yksittäisiin simulointituloksiin, vaan huomio ohjattiin siihen, millaista tietoa analysointimenetelmillä saadaan suojauksen toiminnasta, ja miten tätä tietoa on mahdollista hyödyntää. Lisäksi pohdittiin analysointimenetelmiin ja suojausasetteluiden simulointiin yleisesti liittyviä haasteita, ja miten simuloinnista saatavaa hyötyä voisi kasvattaa.

Distanssivyöhykkeiden herkkyysanalyysillä testattiin distanssivyöhykkeiden ulottumat yksi vyöhyke kerrallaan. Jokaiselle vyöhykkeelle määriteltiin oma kriteerinsä, johon vyöhykkeen ulottumaa verrattiin. Herkkyysanalyysin käyttäminen mahdollistaa tehokkaan distanssivyöhykkeiden ulottumien tarkistamisen. Herkkyysanalyysin tekemiseen yhdelle voimajohdolle kuluu muutamia minuutteja ja se on testatuista analysointimenetelmistä huomattavasti nopeampi ja kevyempi. Tämä helpottaa menetelmän integroimista osaksi asettelulaskennan työkulkua. Menetelmä helpottaa laskettujen asetteluiden tarkistamista asetteluiden laskentavaiheessa, ja mahdollistaa vanhempien asetteluiden tarkistamisen tilanteen niin vaatiessa. Menetelmää voidaan laajentaa kattamaan muitakin suojaustoimintoja. Analyysi ei ota kantaa

eri suojaustoimintojen tai eri asemilla sijaitsevien releiden väliseen yhteistoimintaan, eikä näin ollen anna kattavaa kuvaa suojauksen toiminnasta.

Selektiivisyysanalyysillä testattiin suojauksen toimintaa laajemmassa kontekstissa ottamalla huomioon releet kaksi asemaväliä vikaantuneen voimajohdon päistä ulospäin. Selektiivisyysanalyysi mahdollistaa suurienkin vikajoukkojen testaamisen kerralla, millä voidaan parhaimmillaan saada hyvin kattava kuva suojauksen toiminnasta. Simuloinneista raportoidaan havaitut epäselektiivisyydet ja liian lyhyet tai pitkät porrassajat. Suojauksen epäselektiivisen toiminnan aiheuttaneet suojaustoiminnot on helppo havaita, koska kaikki viassa toimineet suojaustoiminnot eritellään simuloinnin tuloksissa. Selektiivisyysanalyysin mahdollisena käyttökohteena nähdään esimerkiksi vuosittain suoritettava laajempi analyysi, josta saadaan tarkempi käsitys suojauksen toiminnasta koko verkon alueella. Laajojen selektiivisyysanalyysien tekeminen on melko hidasta ja raskasta. Selektiivisyysanalyysin toimintaperiaatetta on kuitenkin mahdollista hyödyntää myös pienempien vikajoukkojen ja yksittäisten vikatapauksen simuloinnissa, mikä lisää analyysin käyttökelpoisuutta myös jokapäiväisenä työkaluna.

Selektiivisyysanalyysin suorittaminen erityisesti suurilla vikajoukoilla on suhteellisen hidasta yhden vian simuloinnin viedessä noin 1 min. Jotta suurempien vikajoukkojen simuloimiseen kuluva aika saataisiin mahdollisimman lyhyeksi, kannattaa simuloitavien vikojen valintaan kiinnittää huomiota. Työssä käytetty lähestymistapa ei mahdollista vikajoukkojen määrittämistä tarpeeksi suurella tarkkuudella, minkä vuoksi kaikkia haluttuja vikoja ei pystytä simuloimaan, ja toisaalta simulointeihin sisältyy vikoja, joiden simuloinnista ei saada juurikaan lisäarvoa. Jotta simuloinnista saatava hyöty voidaan maksimoida, on suositeltavaa pyrkiä kehittämään simulointimakro, joka mahdollistaa vikatapauksen tarkemman määrittämisen. Lisäksi työssä ei pystytty simuloimaan maasulkuja, koska simulointiohjelmisto kaa-tui niitä simuloitaessa.

Jotta simulointia voidaan hyödyntää asettelulaskennan työkaluna, on saatava varmuus simulointitulosten oikeellisuudesta. Työssä havaittiin verkkomalliin liittyviä ongelmia, jotka johtivat virheellisiin simulointituloksiin. Lisäksi havaittiin eroja verrattaessa CAPE:n vikavir-

talaskelmia PSS/E:n vikavirtalaskelmiin, mikä voi johtaa erityisesti rajatapauksissa virheellisiin simulointituloksiin. Siksi on suositeltavaa käyttää tulevaisuudessa aikaa sen varmistamiseen, että CAPE:n simulointitulokset ovat luotettavia.

Simulointeja varten ladattiin asettelutiedostot simulointialueella sijaitsevista releistä. Suojasasettelutietokannassa olevat asettelut, joita ei oltu ladattu releistä, aiheuttivat virheellisiä simulointituloksia. Lisäksi kyseisiä asetteluita käyttämällä ei voida havaita mahdollisia relettä aseteltaessa tai koestaessa tapahtuneita virheitä. Jotta simuloinneista saatava hyöty voidaan maksimoida koko releasetteluiden elinkaaren ajalta, tulisi simuloinneissa käyttää releistä ladattuja todellisuudessa käytössä olevia asetteluita.

Simuloinnin hyödyllisyys työkaluna riippuu paljon siitä, miten tehokkaasti suojausasiantuntija pystyy hyödyntämään simuloimalla tuotettua dataa. Molemmat työssä testatut analysointimenetelmät tuottavat suuren määrän dataa. Nykyisessä muodossaan erityisesti selektiivisyysanalyysin raportit sisältävät paljon tietoa, jonka tarjoama lisäarvo on hyvin pieni. Simulointitulosten suodattamisella ja paremmalla jäsentelyllä simulointituloksia analysoidessa olisi helpompi keskittyä lisää huomiota vaativiin tapauksiin.

Edellä mainittujen kehityskohteiden lisäksi simuloinnin käyttöönotto koko Fingridin verkon alueella vaatii, että CAPE-tietokantaan saadaan suojausasettelut kaikille sähköasemille. Lisäksi simuloinnin mahdollistava kontaktilogiikka on luotava kaikille verkon sähköasemille.

Kun simulointiohjelmisto on saatu toimimaan halutulla tavalla, olisi mielenkiintoista tehdä jatkotutkimus, jossa simuloitaisiin suojauksen toimintaa laajasti koko verkon alueella ja tutkittaisiin, miten hyvin suojauksen selektiivisyys toteutuu käytössä olevilla suojausasetteluilla.

LÄHTEET

- (ABB 2000) ABB. 2000. ABB:n TTT-käsikirja, luku 7.
- (Alaeddini et al. 2015) Alaeddini et al. 2015. Comparison of Risk Assessment Approaches in Wide Area Protection Coordination. [verkkojulkaisu]. Quanta Technology. USA.
- (Anderson 1999) Anderson, P. M. 1999. Power System Protection. New York, USA: Wiley-IEEE Press. 1305 s. ISBN 978-0-7803-3427-4.
- (Barman et al. 2015) Barman et al. 2015. A Practical Guide to Performing Wide-Area Coordination Analysis. [verkkojulkaisu]. Power Engineers, Inc. USA.
- (Electrocon 2005) Electrocon International, Inc. 2005. CAPE documentation, System Simulator, User's Tutorial.
- (Electrocon 2017) Electrocon International, Inc. 2017. CAPE documentation, Guide to ShortCuts and Ready-to-use CAPE Macros.
- (Elovaara & Haarla 2011a) Elovaara, J. & Haarla, L. 2011a. Sähköverkot I. Helsinki, Suomi: Otatieto. 520 s. ISBN 978-951-672-360-3.
- (Elovaara & Haarla 2011b) Elovaara, J. & Haarla, L. 2011b. Sähköverkot II. Helsinki, Suomi: Otatieto. 551 s. ISBN 978-951-672-363-4.
- (Fingrid 2011) Fingrid, 2011. Kantaverkon käsikirja. Helsinki, Suomi: Fingrid. 681 s. Sisäinen.
- (Fingrid 2018) Fingrid. 2018. Relesuojauksen perehdytysmateriaalit. Sisäinen esitys.
- (Fingrid 2020a) Fingrid. 2020a. Suomen sähköjärjestelmä. [www-sivu]. [viitattu 21.1.2020]. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/suomen-sahkojarjestelma/>
- (Fingrid 2020b) Fingrid. 2020b. Pohjoismainen sähköjärjestelmä ja liittynät muihin järjestelmiin. [www-sivu]. [viitattu 21.1.2020]. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/pohjoismainen-sahkojarjestelma-ja-liittynnat-muihin-jarjestelmiin/>
- (Fingrid 2020c) Fingrid. 2020c. Fingridin sähkösiirtoverkko. [www-sivu]. [viitattu 21.1.2020]. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/fingridin-sahkonsiirtoverkko/>
- (GE 2011) GE. 2011. Protection and Automation Application Guide. 2. painos. Alstom Grid. 512 s. ISBN: 978-0-9568678-0-3.
- (Honkanen 2020) Honkanen, J. 2020. Erikoisasantuntija, relesuojaus, Fingrid Oyj. Keskustelut aikavälillä 1.1.2020 – 31.8.2020, Helsinki.

- (IEC 60255-151 2009) IEC 60255-151. 2009. Measuring relay and protection equipment – Part 151. Functional requirements for over/under current protection. 63 s.
- (Javanainen 2020) Javanainen, A. 2020. Suunnittelija, relesuojaus, Fingrid Oyj. Kes- kustelut aikavälillä 1.1.2020 – 31.8.2020. Helsinki.
- (McGuinness et al. 2018) McGuinness, S. et al. 2018. Grid-wide area protection settings anal- ysis using protection settings evaluation tool. The Journal of En- gineering. [Verkkolehti]. Vol 2018 lss. 15, s. 1252-1255. [viitattu 13.3.2020]. ISSN 2051-3305 (sähköinen). Saatavissa: DOI: 10.1049/joe.2018.0244.
- (SFS-IEC 60050-448 2002) SFS-IEC 60050-448. 2002. Sähköteknillinen sanasto. Osa 448: Sähkövoimajärjestelmän relesuojaus. Helsinki: Suomen standar- doimisliitto. 82 s.
- (Suontausta 2019) Suontausta, J. 2019. Kantaverkon relesuojauksen toiminta suurhäi- riön jälkeisessä käytönpalautuksessa. Diplomityö. Aalto-yliopisto, Sähkötekniikan korkeakoulu. Espoo. 79 s.
- (Sähkömarkkinalaki 2013) Sähkömarkkinalaki. 2013. 588/2013. [viitattu 21.1.2020]. Saata- villa: <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>
- (Sähköturvallisuuslaki 2016) Sähköturvallisuuslaki. 2016. 1135/2016. [viitattu 24.1.2020]. Saa- tavilla: <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2016/20161135>
- (Tuominen 2020) Tuominen, J. 2020. Asiantuntija, järjestelmäsuunnittelu, Fingrid Oyj. Sähköpostiviesti 20.5.2020.

Liite 1: Fingrid Oyj:n sähkösiirtoverkko

