



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

SAMULI HANKIVUO
YHTEISVIKOJEN SYNTYMISEN ESTÄMINEN
YDINVOIMALAITOSTEN SÄHKÖJÄRJESTELMISSÄ
SÄHKÖVERKON HÄIRIÖISSÄ
Diplomityö

Tarkastaja: professori
Pertti Järventausta
Ohjaaja: DI Riku Reinivaara
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta-
neuvoston kokouksessa
5. lokakuuta 2011

TIIVISTELMÄ

TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Sähkötekniikan koulutusohjelma

HANKIVUO, SAMULI: Yhteisvikojen syntymisen estäminen ydinvoimalaitosten sähköjärjestelmissä sähköverkon häiriöissä

Diplomityö, 98 sivua

Marraskuu 2011

Pääaine: Sähkövoimatekniikka

Tarkastaja: professori Pertti Järventausta

Avainsanat: ydinvoimalaitos, kantaverkko, sähköverkkohäiriö, syvyysuuntainen puolustus.

Suomen ydinvoimaloissa voimalaitoksien sisäisestä sähkönjakelusta vastaa neljä rinnakkaista turvallisuusjärjestelmää. Käyttökokemukset osoittavat, että nykyisellä kantaverkkoliityntämallilla toimittaessa häiriöt voivat päästä kantaverkosta tunkeutumaan ydinvoimalaitosten kaikkiin neljään turvallisuusjärjestelmään ja mahdollisesti aiheuttaa niissä vaurioita heikentäen ydinturvallisuutta. Verkkohäiriöihin on pyritty varautumaan laitteiden mitoituksella siten, että ne kestävät odotettavissa olevat häiriöt ja niiden seuraukset. Käyttökokemusten myötä on kuitenkin tullut pohdittavaksi laitesuojauksen lisäksi sähköjärjestelmien suojausmalleja, joilla voitaisiin suojata yksittäisen laitteen lisäksi kokonainen turvallisuusjärjestelmä ja näin parantaa ydinvoimalaitosten sähköjärjestelmien luotettavuutta sekä siten ydinturvallisuutta.

Työn päätavoite on tutkia Suomen ydinvoimalaitosten rakenteen kannalta, kuinka ulkoisilta verkkohäiriöiltä voitaisiin suojautua paremmin. Työn alussa tutustutaan ydinvoimaloiden sähköjärjestelmiin. Tämän jälkeen tutustutaan sähköverkkohäiriöiden syntyyn, häiriöiden vaikutuksiin sekä häiriöiltä suojautumiseen. Näiden jälkeen tutustutaan erilaisuusperiaatteen soveltamiseen ydinvoimaloita koskevissa sähköjärjestelmissä ja annetaan muutamia muutosehdotuksia. Työn loppupuolella esitellään ja tarkastellaan neljää erityyppistä kantaverkkoliityntämällä rakenteellista ja toiminnallista mallia, joilla Suomen ydinvoimalaitoksien sähköjärjestelmät voitaisiin suojata ulkoisilta verkkohäiriöiltä. Esiteltäviä kantaverkkoliityntämälle on käytössä eri puolilla maailmaa.

Työn tuloksena annetaan muutamia ehdotuksia järjestelmien teknisiin ja toiminnallisiin muutoksiin. Lisäksi nostetaan esiin muutamia lisätutkimusta kaipaavia osalualueita. Valmiita suunnitelmia tai ratkaisuja parannusten läpiviemiseksi ei anneta, vaan muutosehdotuksien tarkoituksena on herättää lähinnä laajempaa keskustelua ja tuoda nykyisen keskustelun tueksi lisätietoa. Muutosehdotuksena annetaan muun muassa kantaverkkoliityntämän muuttamista luvussa 7 esiteltävän 2/4 -mallin mukaiseksi. Kylmän divisioonan käyttöönotto valmiilla laitoksilla on lähes mahdotonta ja koskeekin lähinnä vain uusien laitoksien suunnittelua. Lisäksi suositellaan kantaverkon varayhteyden ainakin osittaista kaapelointia. Kaikki työn muutosehdotukset ja toimenpidesuosittelukset ovat opinnäytetyöntekijän henkilökohtaisia näkemyksiä eivätkä edusta Säteilyturvakeskuksen virallista kantaa.

ABSTRACT

TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Master's Degree Programme in Electrical Technology

HANKIVUO, SAMULI: Prevention of Common Cause Failures in Nuclear Power Plant Electrical Systems in Case of Electrical Network Disturbances

Master of Science Thesis, 98 pages

November 2011

Major: Power Engineering

Examiner: Professor Pertti Järventausta

Keywords: nuclear power plant, main grid, grid disturbances, defense in depth.

There are four redundancy safety systems which are responsible for the internal distribution of electricity at Finnish nuclear power plants. Operating experiences show that grid disturbances may penetrate the nuclear power plants' every four redundancy safety systems and have potential to compromise the nuclear safety when operating in the current grid connection model. Devices have been made and dimensioned so that they can withstand the expected disturbances and their consequences. Based on operating experiences, electric protection models, which could protect complete safety systems, have been considered. The protection of whole individual redundancy safety systems would improve electrical systems of nuclear power plants reliability, as well as nuclear safety.

The goal of this thesis is to study the structure of the Finnish nuclear power plants in terms of considering how to make protection better against grid disturbances. The first part of the thesis introduces the electrical systems of nuclear power plants. Then the electricity network disturbances, the effects of disturbances on network and the protection against the disturbances are inspected. Then application of the diversity principle to electrical systems of nuclear power plants and sites are presented and some suggestions for improvement are given. This is followed by analyses of four structural and functional models of grid connection types which provide the Finnish nuclear power plants with better protection against grid disturbances. The presented grid connection models are in use around the world.

As a result of the thesis, some modifications are suggested for technical and operational systems to improve reliability and safety. In addition, a few research areas merit underlining. Ready-made plans or solutions for carrying out the improvements are not given, but the proposed modification is intended to stimulate a wider debate and mostly add brief information to the current debate. For example, one proposed modification is to change grid connections to 2/4 -model according to Chapter 7. The commissioning of a cold division in operating plants is very difficult and concerns mainly the design of new plants. In addition, it is recommended that the stand-by grid connection should be cabled at least partially. All modifications of the thesis and recommendations for actions are the personal view of the author and do not represent the Radiation and Nuclear Safety Authority's official position.

ALKUSANAT

Tämä opinnäytetyö on tehty Säteilyturvakeskuksen ydinvoimalaitostenvalvonta osastolla kesän ja syksyn 2011 aikana. Työn ohjaajana toimi Säteilyturvakeskuksesta DI Riku Reinivaara. Haluan kiittää ohjaaja Reinivaaraa, Säteilyturvakeskusta ja erityisesti koko Sähkö- ja automaatiojärjestelmät -toimistoa mahdollisuudesta diplomityön tekemiseen ja mielenkiintoisesta diplomityöaiheesta. Tahdon antaa myös erityiskiitoksen diplomityön tarkastajalle, professori Järventaustalle, työn ripeästä mutta huolellisesta tarkastamisesta.

Samuli Hankivuo

Marraskuu 2011

Helsinki

SISÄLLYS

Lyhenteiden ja termien määritelmät.....	viii
1 Johdanto	1
1.1 Työn tausta	1
1.2 Työn tavoitteet ja rajausta	2
2 Säteilysuojakeskus ja ydinvoimalaitokset	4
3 Ydinvoimalaitosten sähköjärjestelmät	5
3.1 Sähköjärjestelmien turvallisuusluokitus.....	6
3.2 Yleiset suunnitteluvaatimukset	6
3.2.1 Rinnakkaisperiaate (redundancy)	7
3.2.2 Erotteluperiaate (separation).....	8
3.2.3 Erilaisuusperiaate (diversity)	8
3.2.4 Turvallisen tilan periaate	9
3.2.5 Riittävä harkinta-aika.....	9
3.2.6 Syvyysuuntaisen puolustuksen periaate	9
3.3 Omakäyttösähköverkko.....	11
3.3.1 Keskijännite 10 kV	12
3.3.2 Pienjännite 690 V.....	13
3.3.3 Pienjännite 400 V.....	13
3.3.4 DC -verkot	13
3.4 Vaihtosähkön menetys	13
3.4.1 Varmennetut vaihtosähköjärjestelmät.....	14
3.4.2 Erikoisvarmennettu vaihtosähköverkko	15
3.5 Yhteydet ulkoiseen kantaverkkoon	15
3.5.1 400 kV yhteys	17
3.5.2 110 kV yhteys	18
3.5.3 Syötönvaihtoautomaattikka	18
3.5.4 Varavoimalat ja -yhteydet.....	19
4 Sähköverkkohäiriöiden synty ja vaikutukset	21
4.1 Vikatilanteet	21
4.1.1 Salamaniskut avojohdoille.....	21
4.1.2 Oikosulut ja maasulut	22
4.1.3 Epäsymmetrinen vika	23
4.2 Häiriöiden vaikutus sähköverkossa.....	23
4.2.1 Jännitemuutokset	23
4.2.2 Ylivirta.....	24
4.2.3 Epäsymmetria kolmivaiheverkossa	26
4.2.4 Taajuuspoikkeama	26
4.3 Yhteenveto kantaverkon vikojen ja häiriöiden vaikutuksista Suomen ydinvoimalaitoksille.....	27
4.4 Muita huomioitavia sähköverkon ilmiöitä	27
4.4.1 Yliaallot	28

4.4.2	Muuntajan kytkentäsäysvirta.....	28
4.5	Suomen kantaverkon vika- ja häiriötilastoja.....	29
5	Suojautumismenetelmät sähköverkon häiriöiltä	31
5.1	Ohjeet ja standardit	31
5.1.1	Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset (VJV).....	31
5.1.2	YVL -ohje	33
5.1.3	Standardit	34
5.2	Selektiivisyys	34
5.3	Suojautuminen jännitehäiriöltä	35
5.3.1	Ylijännite	35
5.3.2	Alijännite	36
5.4	Suojautuminen ylivirralla.....	37
5.5	Suojautuminen maasuluilta	38
5.6	Suojautuminen taajuuden muutoksia vastaan	38
5.7	Suojautuminen epäsymmetrisiä vikoja vastaan	39
5.8	Maadoitus.....	40
5.9	400 kV verkko.....	40
5.10	110 kV verkko.....	41
6	Erilaisuusperiaatteen soveltaminen.....	43
6.1	Sähköteholähteet laitosyksiköillä poikkeusolosuhteissa.....	44
6.1.1	400 kV ja 110 kV yhteys	44
6.1.2	Hätädieselgeneraattorit	44
6.1.3	Kaasuturbiinit.....	45
6.1.4	Vesivoimalaitokset.....	45
6.1.5	Lisädieselaggregaatit ja siirrettävät generaattorit	46
6.1.6	Laitoksien välinen yhteys	47
6.2	Sähkönjakelutien diversifiointi laitoksilla ja laitosalueella	47
6.2.1	Ilmajohdot.....	47
6.2.2	Maakaapelit.....	51
6.2.3	Kaasueristeiset kytkinasemat	52
6.2.4	Suojaukset, releet	52
6.2.5	DC/AC -muuttajat.....	55
7	2/4 -divisioonan eriytetty sähkönsyöttö	57
7.1	Esimerkkitoteutus.....	58
7.2	Häiriöiden siirtyminen jännitetasojen välillä	59
7.2.1	Ylijännitteiden siirtyminen	59
7.2.2	Epäsymmetrian siirtyminen	61
7.3	Mallin vahvuudet	62
7.4	Mallin heikkoudet	63
7.5	Yhteenveto	65
8	Kylmä divisioona	67
8.1	Esimerkkitoteutus.....	67

8.2	Mallin vahvuudet	68
8.3	Mallin heikkoudet	70
8.4	Muita huomioita	70
8.5	Yhteenveto	70
9	Omakäytölle siirtymisen vaikutukset	72
9.1	Omakäyttö ja omakäytön tarkoitus	72
9.2	Omakäyttö transienttilähteenä	74
9.2.1	Vaikutukset sähköjärjestelmille	75
9.2.2	Vaikutukset höyryprosessille	76
9.2.3	Simulointituloksia omakäytölle siirtymisestä	76
9.2.4	Kokemuksia omakäytölle siirtymisestä	78
9.3	Omakäytöstä aiheutuvat hyödyt turvallisuudelle	80
9.4	Omakäytöstä aiheutuvat heikkoudet turvallisuudelle	80
9.5	Omakäyttömahdollisuuden korvaavia turvajärjestelmiä	81
9.6	Muu maailma	82
9.7	Muita huomioita	82
9.8	Yhteenveto	83
10	Yhden ja kahden turbiini-generaattorilaitosten eroja	85
10.1	Esimerkkitoteutus kahdesta turbiini-generaattorista	85
10.2	Kahden turbiini-generaattorin vahvuudet	86
10.3	Kahden turbiini-generaattorin heikkoudet	87
10.4	Muita huomioita	88
10.5	Yhteenveto	88
11	Yhteenveto	90
11.1	Yhteenveto kantaverkonliityntämalleista	90
11.2	Toimenpidesuosituksset	91
	Lähteet	93

LYHENTEIDEN JA TERMIEN MÄÄRITELMÄT

AC	Vaihtosähkö
DC	Tasasähkö
DiDELSYS	Defence in Depth of Electrical Systems
EYT	Ei ydinteknisesti luokiteltu (turvallisuuksiluokitus)
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
FSAR	Final Safety Analysis Report, ydinvoimalaitoksen lopullinen turvallisuusseloste
FRT	Fault ride through, verkkovian sieto
FV	Fennovoiman ydinvoimala
HVDC	Suurjännite tasasähköyhteys
IAEA	International Atomic Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
IRS	International Incident Reporting System
K	Epäsymmetriakerroin, sähköverkon häiriöissä
KTA	Der Kerntechnische Ausschuss, saksalainen ydintekninen standardi
LO1	Loviisa 1 -ydinvoimalaitosyksikkö
LO2	Loviisa 2 -ydinvoimalaitosyksikkö
LVDC	Pienjännitetasasähkö
NEA	Nuclear Energy Agency
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OL1	Olkiluoto 1 -ydinvoimalaitosyksikkö
OL2	Olkiluoto 2 -ydinvoimalaitosyksikkö
OL3	Olkiluoto 3 -ydinvoimalaitosyksikkö
PSA	Probabilistic Safety Analysis, todennäköisyyspohjainen turvallisuusanalyysi
SAM	Severe Accident Management, lisädieselgeneraattorit LO1/2:lla
SBO	Station Black Out, lisädieselgeneraattorit OL3:lla
SKI	Swedish Nuclear Power Inspectorate
STUK	Säteilyturvakeskus
TL1,-2,-3,-4	Turvallisuusluokka 1,-2,-3,-4
TTKE	Turvallisuustekniset käyttöehdot
TVO	Teollisuuden Voima Oy
UPS	Uninterruptible Power Supply, katkeamaton tehonsyöttölähde
VJV	Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset, Fingrid

Vikatyytit

Yhteisvika	Tarkoittaa usean järjestelmän, laitteen tai rakenteen vikaantumista saman yksittäisen tapahtuman tai syyn seurauksena joko samanaikaisesti tai lyhyen ajan sisällä.
Yksittäisvika	Tarkoittaa satunnaisvikaa ja sen seurauksia, jotka oletetaan tapahtuviksi joko normaalissa käyttötilanteessa tai alkutapahtuman ja sen seurauksien lisäksi.
Piilevä vika	On vika, joka ei aiheuta hälytystä ja jota ei havaita suunnitelmien mukaisissa testauksissa tai tarkastuksissa.
Toimintovika	On laitteen tai sen osan tilan muutokseen liittyvä virhetilanne.
Jäännösyhteisvika	On laitteiden välinen tunnistamaton riippuvuus.
Odotettavissa oleva käyttöhäiriö	Voi tapahtua vähintään kerran laitoksen elinaikana.
Oletettu onnettomuus	Tapahtuma, jonka todennäköisyys on alle odotettavissa oleva käyttöhäiriö.

Reaktorin tilat

Kuuma sammutustila	Primääriveden lämpötila yli 97 celsiusta ja reaktori alikriittinen. Tilaan päästään muutamassa sekunnissa. Tilan saavuttamiseen vaaditaan TL2 järjestelmät. Synonyymi termille hallittutila.
Kylmä sammutustila	Primääriveden lämpötila alle 97 celsiusta ja reaktori alikriittinen sekä paineeton. Tila saavutetaan 12...24 tunnissa riippuen laitoksesta. Tilan saavuttamiseen vaaditaan TL3 järjestelmät. Synonyymi termille turvallinen tila.

1 JOHDANTO

Tämä opinnäytetyö pohjautuu pääasiassa kolmeen merkittävään sähköhäiriötapahtumaan, jotka ovat sattuneet Suomen ja Ruotsin ydinvoimaloissa. Tässä työssä pyritään esittelemään ja löytämään keinoja, joilla näiden tapahtumien jäännösyhteisvikatyyppeiltä häiriöiltä voitaisiin jatkossa välttyä. Työssä ei tarkemmin puututa näiden häiriöiden yksittäisiin syihin, vaan nämä niputetaan kokonaisiksi esimerkkitapahtumiksi, joiden pohjalta vastaavien häiriöiden ennaltaehkäiseviä keinoja käsitellään.

1.1 Työn tausta

Heinäkuussa 2006 Ruotsissa Tukholman pohjoispuolella sijaitsevassa Forsmark 1 -ydinvoimalaitosyksikössä tapahtui häiriötilanne, joka sai alkunsa virheellisestä kytkentätoimenpiteestä laitoksen 400 kV kytkinkentällä. Kytkentä aiheutti 2-vaiheisen oikosulun. Laitosyksikkö irtikytkeytyi vian seurauksena 400 kV verkosta, mistä aiheutui voimakas jännitetransientti voimalaitoksen sähköjärjestelmiin. Laitosyksikön kaksi neljästä turvallisuusjärjestelmästä (divisioonasta) menetti jännitteensä UPS -laitteineen, mistä seurasi pikasulku ja laitos ohjattiin kylmään sammutustilaan. [1]

Kesäkuussa 2008 Forsmark 2 -ydinvoimalaitosyksikössä tapahtui vastaavan tyyppinen sähköhäiriöiden tapahtumasarja. Tapahtuma sai alkunsa salamaniskusta 400 kV linjaan Hagbyn ja Tunan välillä aiheuttaen 90 ms kestäneen 3-vaiheisen valokaa-rioikosulun. Oikosulku synnytti sähköverkkoon vaihesiirtoa. Tämän seurauksena kaikki reaktorin pääkiertopumput pysähtyivät ja valvomohenkilökunta laukaisi manuaalisesti pikasulun. [2; 3]

Toukokuussa 2008 Olkiluoto 1 -ydinvoimalaitosyksikössä tapahtui myös merkittävä sähköhäiriöiden sarja. Alkutapahtumana oli voimalaitoksen päägeneraattorin jännitesäätäjän vikaantumisen vuosihuollon jälkeisen tehonnoston yhteydessä. Häiriöstä seurasi jännitetransientti laitoksen omakäyttösjohdotverkkoon ja laitos irtosi kantaverkosta. Transientti vioitti laitoksen sähkölaitteita, mistä seurasi turbiinipikasulun myötä reaktoripikasulku. [4]

Edellä mainituissa tapahtumasarjoissa aktivoitui useita peräkkäisiä piileviä vikoja, joiden seurauksena osa sähkö- ja muita turvallisuusjärjestelmiä ei toiminut suunnitellusti. Yhteisenä tekijänä häiriöissä oli se, että sähkövika siirtyi 400 kV yhteyden kautta voimalaitosten kaikkiin neljään turvallisuusjärjestelmään aiheuttaen niissä vaurioita, erityisesti tehoelektronikassa. Missään edellä mainituista tapauksista polttoaine ei vaurioitunut, joskin se oli äärimmäisen lähellä Forsmark 2 -tapahtumassa kesäkuussa 2008.

1.2 Työn tavoitteet ja rajaus

Työn tavoitteena on tutkia Suomen ydinvoimalaitosten rakenteen kannalta, kuinka ulkoisilta verkkohäiriöiltä voitaisiin yleisesti suojautua paremmin. Toistaiseksi laitosten suojaus perustuu rinnakkaisuus-, erottelu- ja erilaisuusperiaatteisiin. Rinnakkaisten turvallisuusjärjestelmien periaate ei suojaa verkkohäiriöiltä, koska kantaverkosta häiriöt pääsevät etenemään kaikkiin neljään turvallisuusjärjestelmään, jotka ovat rinnan kantaverkon kanssa. Verkkohäiriöihin on pyritty varautumaan laitteiden mitoituksella siten, että ne kestävät odotettavissa olevat viat ja niiden seuraukset. Kuitenkin edellä kerrotut tapahtumat ovat tuoneet esiin uusia häiriömekanismeja, jotka voivat johtaa sähkölaitteiden virhetoimintoon, laukeamiseen tai jopa vioittumiseen ja edelleen reaktorin vaurioitumiseen. Tässä työssä pyritään tutkimaan erityyppisiä mahdollisuuksia parantaa laitosten suojausta syvyysuuntaisella puolustuksella laitesuojauksen lisäksi. Syvyysuuntaisen puolustuksen yhtenä tavoitteena on suojata kokonaisuudessaan yksittäinen divisioona ja näin estää eri divisioonissa tapahtuvat samanaikaiset yksittäisviat, jotka johtaisivat yhteisvikaan. Tarkoituksena ei ole esittää valmiita suunnitelmia tai ratkaisuja parannusten läpiviemiseksi, vaan lähinnä herättää laajempaa keskustelua siitä, miten verkkohäiriöiltä voitaisiin suojautua entistä paremmin ydinvoimalaitosten kantaverkkoliittymän rakennetta hyväksikäyttäen.

Ennen varsinaisia rakenteellisia vaihtoehtoja tutustutaan erilaisuusperiaatteen soveltamiseen ydinvoimalaitoksia koskevissa sähköjärjestelmissä, koska erilaisuusperiaate on hyvin keskeinen tekijä ydinturvallisuuden varmistamisessa. Ensimmäinen rakenteellinen vaihtoehto järjestelmäsuojausten toteuttamiseksi olisi muuttaa laitoksen verkkoliittymää. Nykyisin laitosten kaikki neljä divisioonaa saavat syöttönsä päägeneraattorin ja 400 kV kautta, 110 kV verkkoliittymän ollessa varalla. Divisioonien syöttö voitaisiin muuttaa esimerkiksi siten, että divisioonat 1 ja 3 saisivat syöttönsä normaalitilanteessa 110 kV kautta sekä divisioonat 2 ja 4 400 kV kautta. Tällöin saataisiin syöttöihin lisää rinnakkaisuutta ja erottelua.

Toinen mahdollinen rakenteellinen vaihtoehto järjestelmäsuojaukseen voisi olla yhden divisioonan pitäminen kylmänä, eli jännitteettömässä tilassa, normaalin tehoajon aikana. Tällöin kylmä divisioona olisi sekä sähköisesti että fyysisesti erotettu ja siten suojattuna sähköisiltä häiriöiltä, ja vasta tarpeen vaatiessa kyseinen divisioona otettaisiin käyttöön.

Työssä kolmas selvitettävä aihe on toiminnallinen suojautumisvaihtoehto: voimalaitoksen omakäytölle eli saarekkeeseen siirtymisen hyödyt ja haitat turvallisuudelle. Pääongelmina saarekkeeseen siirryttäessä ovat voimalaitoksen sähkö- ja prosessijärjestelmiin kohdistuvat transientit. Omakäytön eräs vaihtoehto voisi kenties olla turvallisuuden kannalta tärkeimpien apulaitteiden korvaaminen muilla kuin sähköllä toimiviksi, esimerkiksi höyryllä, luonnonkierrolla tai dieselhätävesipumpuilla.

Neljäntenä tutkittavana aiheena työssä on yhden ja kahden turbiini-generaattorin laitosten erot sähköhäiriöiden ja turvallisuuden näkökulmasta. Näillä kaikilla edellä

mainituilla vaihtoehdoilla voisi olla mahdollista saada laitoksiin enemmän turvamarginaalia, niin kutsuttuja cliff edge -ilmiöitä vastaa. Cliff edge -ilmiöiksi kutsutaan häiriötilanteita, joissa ylitetään ennalta suunnitteluperusteiksi otetut arvot. Näiden rakenteellisten ja toiminnallisten eri vaihtoehtojen hyötyjä ja haittoja pyritään analysoimaan työssä kvalitatiivisesti. Luotettavuus- tai todennäköisyyspohjaista turvallisuusanalyysiä (PSA) ei käytetä perusteluna tässä työssä. Jotta PSA -laskelmista saataisiin luotettavia siten, että niistä olisi myös hyötyä, tulisi laskelmat tehdä tarkasti, eikä se ole tämän työn puitteissa mahdollista. Työn lähteinä on käytetty olemassa olevia ydinvoimalaitosdokumentteja, sähkövoimatekniikan kirjallisuutta ja ydinvoima- sekä sähkövoimatekniikan alan asiantuntijoiden haastatteluja.

2 SÄTEILYTURVAKESKUS JA YDINVOIMALAITOKSET

Säteilylain 6§:n nojalla Säteilyturvakeskus (STUK) on Suomen säteilyvalvonnasta ja ydinturvallisuudesta vastaava viranomaisena. Ydinturvallisuuden alalla säteilyturvakeskus valvoo kaikkia Suomessa toimivia ydinlaitoksia, -materiaaleja sekä kansainvälisten sopimuksien noudattamista. STUK valvoo ydinlaitosten koko elinkaarta, laitosten suunnittelua, rakentamista, käyttöä ja aikanaan purkamista sekä loppusijoitusta. STUK kuuluu sosiaali- ja terveysministeriön hallinnonalaan. [5]

Ydinenergialain (990/87) 9§:n mukaisesti ydinvoimalaitoksen luvanhaltijan velvollisuutena on huolehtia ydinenergian käytön turvallisuudesta. Ydinvastuulain 3§:n nojalla vastuu ydinvahingon tapahtuessa kuuluu Suomessa ydinlaitoksen haltijalle, ei säteilyturvakeskukselle. Ydinlaitoksen haltija on myös velvollinen korvaamaan ydinlaitoksessaan sattuneesta ydintapahtumasta johtuneen ydinvahingon. [5]

STUK antaa ydinenergian käytön turvallisuutta, turva- ja valmiusjärjestelyjä sekä valvontaa koskevat yksityiskohtaiset määräykset ydinvoimalaitosohjeissa (YVL-ohje) ydinenergialain (990/87) 55 §:n 2 momentin 3 kohdan sekä valtioneuvoston asetuksen (733/08) nojalla. YVL-ohjeet ovat sääntöjä, joita luvanhaltijan (ydinmateriaalin käyttäjän, ydinvoimayhtiön) tai muun kyseeseen tulevan organisaation on noudatettava, ellei Säteilyturvakeskukselle ole esitetty muuta hyväksyttävää ratkaisua, jolla YVL-ohjeen turvallisuustaso saavutetaan. [6]

STUKin toteuttaman valvonnan kohdentamisessa keskeistä on järjestelmän toiminnon turvallisuusmerkitys. Ydinlaitosten komponenteille, laitteille ja rakenteille tehtävä turvallisuusluokitus vaikuttaa niiden valvontaan. Mitä tärkeämmästä luokasta on kysymys, sitä parempaa laatua edellytetään. [7]

Ydinvoimalaitosten järjestelmien ja laitteiden luotettavasta toiminnasta varmistutaan STUKin valvomilla määräjain toistettavilla toiminnallisilla kokeilla. Turvallisuuden kannalta kriittiset kokeet toistovälineen määrittelyä voimalaitoksen turvallisuusteknisissä käyttöehdoissa (TTKE). [8]

3 YDINVOIMALAITOSTEN SÄHKÖJÄRJESTELMÄT

Ydinvoimalaitoksen sähköjärjestelmillä ja laitteilla on kolme eri päämääriin suuntautuvaa tehtävää:

1. Sähkötehon tuottaminen ja syöttäminen valtakunnan kantaverkkoon,
2. voimalaitosprosessien monien sähkökäyttöisten toimilaitteiden ja laajan automaation vaatiman apuenergian syöttäminen laitoksen käydessä sekä
3. laitoksen eri vara- ja hätäjärjestelmien turvatoimintojen toteuttamiseen tarvitseman energian syöttäminen häiriö- ja onnettomuustilanteissa.

Nämä toiminnot on voitava toteuttaa sekä laitoksen ulkoisista että sisäisistä teholähteistä. Sähköjärjestelmien ehdottoman luotettava toiminta on välttämätöntä laitoksen turvallisuuden varmistamiseksi sekä häiriöiden hallitsemiseksi ja mahdollisten onnettomuuksien seurausten lieventämiseksi. Luotettavuutta tarvitaan, koska useimpien turvallisuusjärjestelmien käyttövoimana on sähköenergia, ja ei-sähkövoimalla käyvät turvallisuusjärjestelmien laitteetkin tarvitsevat ohjaus- ja säätötoimintoihinsa apusähköä. Lisäksi ydinvoimalaitoksen käyttöhenkilökunta tarvitsee toimintansa perustaksi tietoa laitoksen eri prosessien tilasta, ja näiden mittareiden ja antureiden apusähkön saanti on turvattava kaikissa tilanteissa. [8; 9]

Sähkön saannin ja turvallisuusjärjestelmien toiminnan varmistamisen tavallista korkeammat kriteerit ydinvoimalaitoksilla johtuvat ydinvoiman käytölle tyypillisestä jälkilämmöstä, uraanin halkeamisketjusta. Jälkilämpöä ei synny muissa lauhdevoimalaitostyypeissä. Esimerkiksi Olkiluoto 3 laitoksen (OL3) menettäessä kaiken vaihtosähkön polttoaine alkaa vaurioitua noin kahden tunnin kuluttua. Tässä vaiheessa höyrystimien sekundääripuolen vesi on kiehunut tyhjiin jälkilämmön vuoksi. Vuoden toiminnassa olleen ydinreaktorin jälkilämmön suuruus välittömästi reaktorin pysäytyksen jälkeen on noin 7 % (mikä tarkoittaa esimerkiksi OL3:ssa 300 MW lämpötehoa noin 60 m³ tilavuudessa) ja tunnin päästä sammutuksesta 1,3 % sekä vielä kuukauden päästä 0,1 % ennen pysäytystä vallinneesta tehosta. Näin suuri lämpöteho näin pienessä tilavuudessa riittää aiheuttamaan polttoaineen ylikuumenemisen ja edelleen sulamisen, mikäli reaktoria ei jäähdytetä riittävästi. Polttoaineen vaurioituessa pääsisi ensin kaasumaiset ja lopulta kiinteitä fissiotuotteita eli korkean säteilytason radioaktiivista ydinmateriaalia vapautumaan ulos polttoaineensuojakuoresta. Jälkilämmön poiston varmistaminen on reaktiivisuuden hallinnan ohella toinen ydinturvallisuuden perusvaatimuksista. [8; 10]

3.1 Sähköjärjestelmien turvallisuusluokitus

Turvallisuusluokitus perustuu valtioneuvoston asetukseen (733/08) 4§: ”Ydinvoimalaitoksen turvallisuustoiminnot on määriteltävä ja niihin liittyvät järjestelmät, rakenteet ja laitteet on luokiteltava niiden turvallisuusmerkityksen perusteella.” [5] Turvallisuusluokka yksilöi, miten tulee menetellä kyseisen järjestelmän tai laitteen osalta, sen suunnittelussa, rakentamisessa, valvonnassa ja käytössä. Laitteiden luokituksen pääperiaatteena on, että järjestelmään kuuluva laite on samaa turvallisuusluokkaa kuin itse järjestelmä, mikäli kyseinen laite on tarpeen järjestelmän turvallisuustehtävän toteuttamisessa. Mikäli kyseinen laite on vähemmän tärkeässä tehtävässä, se voi olla alemmassa luokassa tai EYT (ei ydinteknisesti luokiteltu). [7]

Turvallisuusluokkien pääperiaatteet ovat seuraavat tärkeysjärjestyksessä:

Turvallisuusluokkaan 1 (TL1) kuuluvia varsinaisia sähkövoimajärjestelmiä ei ole. Luokka sisältää järjestelmät, joiden vika tai vaurio uhkaa välittömästi reaktorin sammutusta tai jäähtytystä. Näitä ovat esimerkiksi primääripiirin osat.

Turvallisuusluokkaan 2 (TL2) kuuluvat ne sähköjärjestelmät, joita tarvitaan turvallisuusluokkien 1 ja 2 järjestelmien turvallisuustoiminnoissa. Näissä toiminnoissa oikea-aikainen ja keskeytyksetön toiminta ovat välttämättömiä. Nämä toiminnot turvaavat reaktorin alikriittisyyden, jälkilämmön poiston ja siten primääripiirin eheyden. Laitteilta vaaditaan soveltuvien osien ydinteknisten standardien täyttyminen.

Turvallisuusluokkaan 3 (TL3) kuuluvat ne sähköjärjestelmät, joita tarvitaan turvallisuusluokan 3 järjestelmien turvallisuustoiminnoissa, kuten sähköteholähteet ja jakelujärjestelmät. Näitä ovat muun muassa reaktorin sammutus ja alikriittisen tilan ylläpito, jälkilämmön poisto käytetyistä polttoaineista ja vakavien reaktorionnettomuuksien seurausten lieventäminen.

Turvallisuusluokkaan 4 (TL4) sijoitetaan ylempään turvallisuusluokkaan kuulumattomat järjestelmät, joiden vaurioitumisesta voi aiheutua ydin- tai säteilyturvallisuutta merkittävästi uhkaava alkutapahtuma. Näitä ovat muun muassa sähkönsyöttöyhteydet kantaverkosta dieselvarmennettuihin keskuksiin, ukkossuojaus ja päägeneraattorit sekä palontorjuntajärjestelmät.

Turvallisuusluokkaan EYT kuuluvat kaikki ne järjestelmät, jotka eivät kuulu turvallisuusluokkiin 1, 2, 3 tai 4. [9; 11]

3.2 Yleiset suunnitteluvaatimukset

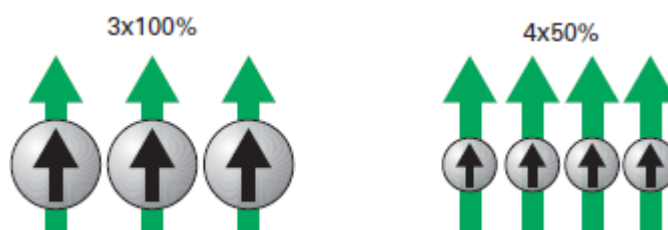
Laitosyksiköiden sekä sisäinen että ulkoinen sähkötehonsyöttöjärjestelmä tulee suunnitella siten, että kummankin kapasiteetti yksinään on riittävä toteuttamaan ydinturvallisuuden kannalta kolme kaikkein kriittisintä tehtävää: reaktorin jälkilämmön poisto, primääripiirin eheyden varmistaminen ja reaktorin säilyttäminen alikriittisenä. Ydinvoimalaitosten sähköjärjestelmiä koskevia kansainvälisiä standardeja ovat muun muassa IEEE 308, IEEE765, KTA 3701 ja IAEA DS303. [7]

Turvallisuusjärjestelmien suunnittelussa käytetään sekä todennäköisyyspohjaisia että deterministisiä suunnitteluperusteita. Turvallisuustoimintojen luotettavuutta määrittäessä huomioidaan alkutapahtuman todennäköisyys ja seurausvaikutusten vakavuus. Ydinvoimalaitoksien suunnittelussa huomioidaan sekä sisäiset että ulkoiset tapahtumat ja uhat. Tyypillisimmät sisäiset uhat ovat operaattoreiden tekemät virheet, laiteviat sekä prosessihäiriöt. Tyypillisimmät ulkoiset uhat ovat tulipalo, maanjäristys, tulva sekä lentokoneen törmäys. Suomessa noudatettavan ajattelun mukaan vain suunnitteluperusteiden systemaattinen täyttäminen ei riitä. Näiden lisäksi suunnitteluperusteiden ulkopuolisia ilmiöitä ja uhkia, niin sanottuja cliff edge -ilmiöitä, on tutkittava, jotta mahdolliset Japanin kevään 2011 tyyppiset tapahtumat tulevat havaituiksi, ja siten niihin osattaisiin paremmin varautua ennakolta. [8; 12]

Turvallisuusjärjestelmien suunnittelussa noudatetaan periaatteita, joilla varmistetaan, että turvallisuuden kannalta tärkeät toiminnot tapahtuvat luotettavasti onnettomuuksien estämiseksi ja niiden seurausten lieventämiseksi. Näitä periaatteita ovat rinnakkaisperiaate, erotteluperiaate, eri toimintaperiaatteiden käyttö, turvallisen tilan periaate ja turvallisuustoimintojen automaattinen käynnistyminen (riittävä harkinta-aika). Lisäksi suunnittelussa tulee varmistaa, ettei turvallisuusluokan 4 eikä luokan EYT sähköjärjestelmien vioittuminen tai häiriö vaaranna turvallisuusluokan 2 tai 3 sähkö- tai automaatiojärjestelmän toimintaa. [7; 8; 10]

3.2.1 Rinnakkaisperiaate (redundancy)

Rinnakkaisperiaatteessa turvallisuusjärjestelmät jaetaan useiksi toisiaan korvaaviksi osajärjestelmiksi. Turvallisuustehtävä täytetään, jos esimerkiksi kaksi neljästä tai yksi kolmesta osajärjestelmästä toimii. Tällöin järjestelmä pystyy toteuttamaan turvallisuustoimintonsa, vaikka mikä tahansa järjestelmän yksittäinen laite vioittuisi ja lisäksi mikä tahansa turvallisuustoimintoon vaikuttava laite olisi samanaikaisesti poissa käytöstä, esimerkiksi huollossa. Tätä kutsutaan myös $N + 2$ -vikakriteeriksi. Lisäksi näin toteutuksessa järjestelmässä yksittäinen aiheeton signaali ei johda aiheettomaan turvallisuustoiminnon käynnistymiseen. Rinnakkaisten osajärjestelmien välisiä ristikytkentöjä tulee välttää, ellei voida osoittaa, että ne parantavat kokonaisjärjestelmän luotettavuutta. Kuvassa 3.1 havainnollistetaan rinnakkaisuusperiaatetta. [7; 8]

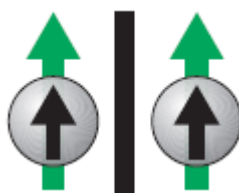


Kuva 3.1. Rinnakkaiset osajärjestelmät.[8]

Tämän lisäksi on hyvä tietää, että niin sanotun ”vanhan mallin” laitoksissa on yleisimmin 2 x 100 % osajärjestelmät ja näitä on vielä maailmalla melko paljon käytössä, erityisesti Ranskassa. [H1] Suomessa olevat laitokset ovat käytännössä 4 x 50 %, eikä uusia 2 x 100 % laitoksia enää hyväksytäkään missään.

3.2.2 Erotteluperiaate (separation)

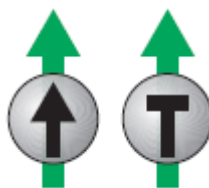
Rinnakkaiset osajärjestelmät suunnitellaan niin, että niiden yhtäaikainen vikaantuminen ja vaurioituminen ovat epätodennäköistä. Erotteluperiaate kattaa sekä toiminnallisen että fyysisen erottelun. Osajärjestelmät sijoitetaan eri tiloihin tai samassa tilassa olevat vähintään kauaksi toisistaan. Lisäksi toisiinsa liittyvien osajärjestelmien haitalliset vuorovaikutukset estetään. Turvallisuusluokiteltujen sähköjärjestelmien toiminnallinen erotus on suunniteltava siten, että rinnakkaisten osajärjestelmien toimintakyvyn heikkeneminen tai vioittuminen saman sähköhäiriön vuoksi on epätodennäköistä. Kuvassa 3.2 havainnollistetaan erotteluperiaatetta. [7; 8; 10]



Kuva 3.2. Erotteluperiaate.[8]

3.2.3 Erilaisuusperiaate (diversity)

Kun sama toiminto toteutetaan eri toimintaperiaatteisiin perustuvilla järjestelmillä tai laitteilla, sitä kutsutaan erilaisuusperiaatteeksi. Tällä erilaisuusperiaatteella pystytään erityisen hyvin välttämään yhteisvikojen mahdollisuutta ja siten parantamaan turvallisuustoimintojen kokonaisluotettavuutta. Esimerkiksi reaktorin pysäyttäminen voidaan tehdä joko säätösauvoilla tai booriliuksella, joka on riippumaton säätösauvojen toiminnasta ja päinvastoin. Erilaisuusperiaatetta sovellettaessa tulee kuitenkin aina varmistua, ettei järjestelmän monimutkaisuuden lisääntyminen mitätöi luotettavuuden lisäystä. Kuvassa 3.3 havainnollistetaan erilaisuusperiaatetta. [7; 8]



Kuva 3.3. Erilaisuusperiaate. Kuvassa on esimerkkinä keskipako- ja mätäpumppu.[8]

Erilaisuutta voidaan toteuttaa kuudella eri ulottuvuudella: suunnittelu- (*design*), laite- (*equipment*), ohjelmisto- (*digital software*), toiminnallisuus- (*functional*), signaali- (*signal*) ja henkilö (*human*) -ulottuvuudella. Eri ulottuvuuksien käyttämisellä voidaan parantaa erilaisuusperiaatteen toteutumista. Mitä enemmän eri ulottuvuuksia otetaan käyttöön, sitä pienempi on yhteisvian syntymisen todennäköisyys ja sitä turvallisempi järjestelmä on. [13] Näiden lisäksi laite tai järjestelmä voi olla diversi ulkoisia tai sisäisiä uhkia vastaan. Eli erilaisuuden vaikutuksen suunta antaa kaksi lisäulottuvuutta erilaisuusperiaatteen toteuttamiseen. Tosin erilaisuuden lisääntyessä järjestelmien ylläpito tulee entistä haasteellisemmaksi ja alkaa jossain vaiheessa lisätä vikaantumisen todennäköisyyttä, jolloin erilaisuusperiaatteen vaikutus saturoituu.

3.2.4 Turvallisen tilan periaate

Mikäli laite tai järjestelmä menettää käyttövoimansa, kuten sähkön tai paineilmansa, se joutuu laitoksen turvallisuuden kannalta mahdollisimman edulliseen tilaan. Esimerkiksi sähkönsyötön menetys johtaa suojausehdon laukeamiseen, josta seuraa suojausjärjestelmän käynnistyminen, niin kutsuttu lepovirtaperiaate. [8] Esimerkiksi painevesireaktorilaitoksessa (PWR) laitoksen säätösauvat pidetään ylhäällä reaktorin sydämen ulkopuolella sähkömagneettien avulla, ja sähkön menetyksen seurauksena magnetoimisvirta katkeaa, mistä seuraa reaktorin pysähtyminen säätösauvojen pudotessa reaktoriin gravitaation voimalla.

3.2.5 Riittävä harkinta-aika

Häiriö- ja onnettomuustilanteiden hallinnan alkuvaiheessa tarvittavien turvallisuustoimintojen tulee käynnistyä automaattisesti. Tällöin operaattoreille jää riittävästi aikaa harkita jatkotoimenpiteitä. YVL 1.0:n mukaan harkinta-aika tulee arvioida laitoskohtaisesti. Tarvittaessa henkilökunnan on voitava aloittaa turvatoimet myös manuaalisesti ennen harkinta-ajan päättymistä. [8] Tyypillinen ja Suomessa käytössä oleva harkinta-aika on 30 minuuttia. Uusimmissa laitoksissa tämä on useita tunteja.

3.2.6 Syvyysuuntaisen puolustuksen periaate

Ydinvoimalaitosten koko elinkaaren ajan pyritään hyvään turvallisuuteen ja luotettavuuteen. Häiriötön ja luotettava toiminta ovat keskeisiä tavoitteita sekä turvallisuuden että taloudellisuuden kannalta. Onnettomuuksien mahdollisuutta ei kuitenkaan pystytä täydellisesti pois sulkemaan. Tästä syystä ydinvoimalaitoksilla on moninkertaisia ja päällekkäisiä turvallisuusjärjestelmiä, joilla häiriöiden ja onnettomuuksien etenemistä ja vaikutuksia voidaan estää tai vähintäänkin rajoittaa. Tätä eri turvallisuusjärjestelmien tasoja ja toiminnan tarkoitusta kutsutaan syvyysuuntaiseksi puolustukseksi. [8] Valtio-

neuvoston asetuksessa (733/08) 12§ esitetään vaatimus toteuttaa toiminnallista syvyys-suuntaista puolustusta.

Syvyysuuntaisella puolustuksella (*defence in depth*) tarkoitetaan suunnittelufilosofiaa, jolla varmistetaan kolmen tärkeimmän turvallisuustehtävän – reaktiivisuuden hallinnan, polttoaineen jäähtymisen ja radioaktiivisten aineiden leviämisen estämisen – toiminta. Tämä on yksi tärkeimpiä ja olennaisimpia ydinturvallisuuden periaatteita, jossa asetetaan useita peräkkäisiä, toisiaan varmentavia suojatoimia kompensoimaan mahdollisia inhimillisiä virheitä sekä järjestelmä- ja/tai laitevioista johtuvaa puutteellista onnettomuustilanteen hallintaa. Näin saavutetaan turvallisuustavoitteet, vaikka yksi suojauksen taso epäonnistuisi tai vaikka sattuisi todella poikkeuksellisten vikojen yhdistelmä. Erityisesti on kiinnitettävä huomiota tapahtumiin, jotka voivat rikkoa monia järjestelmiä ja läpäistä useampia suojauksen tasoja. Näitä tapahtumia ovat esimerkiksi eritasoiset kyberhyökkäykset, kantaverkon häiriöt, tulipalot, tulvat ja maanjäristykset. Syvyysuuntaisen puolustusperiaatteen puolustustasojen on oltava toisistaan riippumattomia siten, että yhden tai useamman puolustustason menetys ei olennaisesti vaikuta muiden puolustustasojen toimintaan. Riippumattomuuden on perustuttava fyysiseen erotteiluun, toiminnallisen erottelun ja erilaisuusperiaatteen riittävään soveltamiseen puolustuslinjojen välillä. [14] Turvallisuustasoiksi voidaan erotella ennaltaehkäisevä, suojaava ja lieventävä, joita taulukko 3.1 selventää.

Taulukko 3.1. Syvyysuuntaisen puolustuksen yleisesti hyväksytyt tasot, tehtävät ja vaadittu tapahtumataajuus. [15]

Taso	Tehtävä	Vaadittu / (sallittu) tapahtumataajuus
I	Ennaltaehkäisevän tason tavoite on estää poikkeamat laitoksen normaalista käyttötilasta. Tähän pyritään mm. korkeilla laatuvaatimuksilla ja varmuusmarginaaleilla.	
II	Suojaavan tason tavoite on havaita häiriöt ja estää niiden kehittyminen vakavaksi onnettomuudeksi. Erityisen tärkeänä tehtävänä on pysäyttää reaktori, varmistaa reaktorisydämen jäähtyminen sekä jälkilämmön poisto, ja siten varmistaa polttoaineen suojakuoren eheys.	$f > 10 E - 2 / a$
III	Sisältää järjestelmät, jotka käynnistyvät automaattisesti onnettomuustilanteen syntyessä ja estävät onnettomuuden kehittymisen vakavaksi onnettomuudeksi.	$10 E - 2 > f > 10 E - 3$
IV	Tavoitteena on onnettomuuden etenemisen seurauksien lieventämistaso . Tärkeimpänä tehtävänä on varmistaa suojarakennuksen eheys sekä suojarakennukseen liittyvien järjestelmien toiminta.	$f < 10 E - 3 / a$
V	Tavoitteena on lieventää huomattavan radioaktiivisen päästön seurauksia valmius- ja pelastusjärjestelmiin	$f < 10 E - 5 / a$

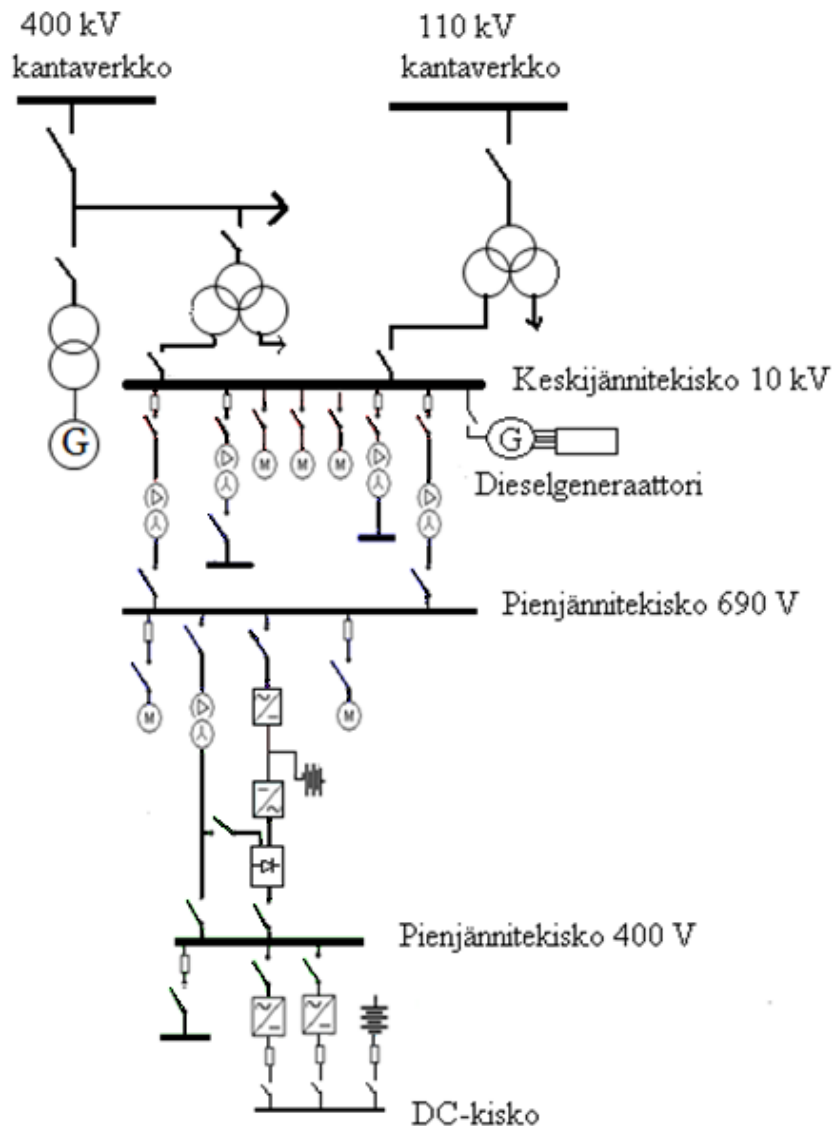
Lisäksi syvyysuuntaiseen puolustukseen katsotaan kuuluvaksi radioaktiivisten aineiden peräkkäisten leviämisseiden periaate. Leviämisseiteitä ovat polttoaine, polttoaineen suojakuori, primaariipiiri ja suojarakennus. Näiden lisäksi hyvän suunnittelun ja laadunhallinnan periaatteen katsotaan kuuluvan osaksi syvyysuuntaista puolustusta. Puolustustasojen välinen riittävä riippumattomuus osoitetaan determinististen analyysien ja todennäköisyysperusteisten analyysien avulla. Deterministisillä analyyseillä tarkoitetaan, sitä että määrätty viat tapahtuvat, eikä niiden esiintymistodennäköisyyksiä huomioida. Analyysillä vaaditaan osoitettavaksi, että vaaditut turvallisuustoimet toteutuvat halutulla tavalla. [8; 14; 16]

On hyvä huomata, että niin sanottua vanhaa ydinvoimalaitossuunnittelua edustavissa laitoksissa on epätasaisuutta turvajärjestelmissä eri uhkia vastaan. Toisaalta näissä on monesti useita teknisesti erilaisia ja osin vaihtosähköstä riippumattomia järjestelmiä. Kun taas niin sanotuissa uudemmissa ydinvoimalaitoksissa eri toimintaperiaatteisiin perustuvia järjestelmiä on usein vähemmän, mutta niiden vikasietoisuutta on parannettu lisäämällä rinnakkaisuutta ja erottelua. Täten riippuvuus sähkösaannista uudemmissa laitoksilla on suurempi kuin vanhoilla. [12]

3.3 Omakäyttösähköverkko

Omakäyttösähköverkon tehtävä on syöttää tarvittava sähköteho laitoksen automaatiojärjestelmille ja käyttölaitteille joko omilta sähkötehon syöttölähteiltä tai ulkoisesta kantaverkosta. Normaaleilla omakäyttösähköjärjestelmillä tarkoitetaan sellaisia sähköjärjestelmiä, joiden toimintaa ei ole varmennettu varatehon syöttöjärjestelmin (EYT, TL 4 laitteet). Pelkästään turvallisuustoimintoja suorittavat sähköjärjestelmät on erotettu rakenteellisesti normaalia käyttöä palvelevista laitososista. [7]

Omakäyttösähköverkko on eroteltu suomalaisissa ydinvoimalaitoksissa neljään lähes identtiseen osajärjestelmään eli divisioonaan kohtien 3.1.1 ja 3.1.2 mukaisesti. Divisioonat on eroteltu toisistaan sekä sähköisesti että fyysisesti. Jako neljään osajärjestelmään pienentää myös oikosulkuvirtoja. Omakäyttöverkko jakautuu tyypillisesti keskijännite- ja 1 - 2 pienjännitetasoon sekä tasasähköverkkoon. Lisäksi voidaan erottaa varmennettu vaihtosähköverkko. Kuvassa 3.4 selvennetään yhden divisioonan sähkönjakelua, jännitetasot ovat esimerkkinä OL3:sta.



Kuva 3.4. Esimerkki yhdestä divisioonasta sähköjakeluportaineen.

3.3.1 Keskijännite 10 kV

Ydinvoimalaitosten suurimpaan omakäyttöverkon jännitetasoon on kytketty suoraan suurimmat moottorikuormat ja alempiin jännitetasoihin syöttöyhteydet jakelumuuntajien kautta. Suurimmat moottorit ovat tyypillisesti reaktorin jäähdytepumppujen moottoreita. Olkiluodon OL1/2 laitoksilla suurimpana jännitetasona on 6,6 kV, OL3:lla 10 kV. OL3:lla 10 kV kiskoihin liitetään kaikki vähintään 300 kW moottorit, suurimman ollessa 10,9 MW. Loviisassa suurimpana jännitetasona on 6,3 kV, jolla syötetään kaikkia teholtaan 200 kW suurempia sähkömoottoreita. Suurimmat Loviisan sähkömoottorit ovat viiden syöttövesipumpun ja kuuden reaktorin pääkiertopumpun moottorit, jotka ovat teholtaan 2 MW ja 1,15 MW. OL3 ja LO1/2 hätä dieselgeneraattorit on kytketty keskijännite kiskoihin. Keskijänniteverkko on tyypillisesti maadoittamaton. [9; 17]

3.3.2 Pienjännite 690 V

Väljännitetasona oleva pienjännite 690 V saa syöttönsä jakelumuuntajien välityksellä 10 kV keskijännitekiskosta. Väljännitekiskoon kytketään keskikokoisia moottoreita sekä alempiin jännitetasoihin syöttöyhteyksiä. Väljännite syöttää myös laitoksien UPS laitteita. Olkiluodon OL1/2 laitoksilla väljännitetasona on 660 V ja OL3:lla 690 V. OL1/2 laitoksilla hätädieselgeneraattorit on kytketty väljännitetasoon ja siten myös jälkilämmönpoistopumppujen moottorit. Väljänniteverkko on tyypillisesti maadoitettu. Loviisassa ei ole virallista väljännitettä. [17]

3.3.3 Pienjännite 400 V

Pienjännitteellä syötetään pieniä moottoreita, valaistusta, huoltosähköverkkoa ja lämmitystä. Olkiluodon OL1/2 laitoksilla käytetään 380/220 V. Loviisan ja OL3 laitoksilla on käytössä 400 V. OL3:ssa sekä 690 V ja 400 V jännitetasot ovat TN-S -järjestelmän mukaiset sähkönjakelujärjestelmät. [17]

3.3.4 DC -verkot

Tasasähköjärjestelmien kuormituksena ovat suojaus-, automatiikka-, säätö-, ohjaus- ja erikoisvarmennettua vaihtosähköverkkoa syöttävät vaihtosuuntaajat. Loviisassa on käytössä 220 V ja ± 24 V DC jännitteet ja Olkiluodon laitoksilla 440 VDC, 110 VDC, 48 VDC, ± 48 VDC ja ± 24 VDC. Tasasähkökeskuksia syötetään tasasuuntaajien kautta dieselvarmennetuista jakokeskuksista. Mikäli dieselkiskosta jännite häviää tai laskee alle sallitun, saavat tasasähkökeskukset syöttönsä akustoilta dieselien käynnistymisen ajan. Useimmiten tasasähköjärjestelmät on rakennettu kestovarausperiaatteella siten, että tasasuuntaajat syöttävät kuormituksia ja pitävät samanaikaisesti akustot kestovaruksessa. OL3:ssa 220VDC on toteutettu IT -järjestelmänä. [9; 17]

YVL 5.2:ssa vaaditaan, että turvallisuusluokan 2 ja 3 tasasähkölaitteiden toiminnan varmistamiseksi tulee niiden sähkötehon syöttö varmistaa luotettavilla ja riittävän tehokkailla akustoilla. Edelleen ohjeen YVL 1.0 mukaisesti tärkeitä sähköjärjestelmiä varmistavien akustojen kapasiteetin on riitettävä vähintään kahdeksi tunniksi kaikissa olosuhteissa. Akustojen latauslaitteiden on myös kyettävä samanaikaisesti sekä lataamaan akustoja että syöttämään tasasähköä kulutuslaitteille. Latauslaitteet tulee suunnitella siten, että sitä syöttävän verkon sähköhäiriöt eivät välity latauslaitteen läpi tasasähköjärjestelmään. [7]

3.4 Vaihtosähkön menetykset

Vaihtosähkön menetyksellä tarkoitetaan tilannetta, jossa vaihtosähköä ei saada kanta-verkosta eikä päägeneraattorilta eli normaaleista sähkötehonlähteistä. Vaihtosähkön

menetykseen on laitoksilla varauduttu useilla dieselgeneraattoreilla ja sähköakustoilla sekä ei-sähkötoimisilla laitteilla ja järjestelmillä.

Vaihtosähkön tärkeimmät kuormat ovat oikosulkumoottorit, joilla pumpataan vettä reaktoriin ja varmistetaan jälkilämmön poisto. Täten laitoksien turvallisuuden kannalta merkittävimpiä ovat pitkäaikaiset sähkönmenetykset. Loviisan voimalaitoksilla höyrystimien vesivaranto riittää noin 4 - 5 tuntia, joten voimalaitos selviää tämän ajan ilman vaihtosähköä. Jos vaihtosähköä ei kyetä palauttamaan viiden tunnin sisällä laitosautomatiikkaa syöttävien tasasähkökeskusten tasasuuntaajille, aletaan menettää koko voimalaitoksen valvonta ja ohjaukset. Tällöin myös jännitteen palauttaminen verkkoyhteyksien kautta omakäyttöön hankaloituu, mutta se on kuitenkin mahdollista sekä kytkinlaitostiloissa että kentällä tehtävien paikallisten manuaalisten ohjausten avulla. Vertailun vuoksi OL3:n on ilmoitettu selviävän noin kaksi tuntia ilman vaihtosähköä, ja OL1/2:ssa sydänvaurio alkaa noin 1,5 tunnin kuluessa vaihtosähkön menetyksestä [H1]. [10]

Vaihtosähkön äkillisesti syntyvään menetykseen on varauduttu myös pääkiertopumppujen huimamassoilla. Sähkönsyötön katketessa pääkiertopumppujen syöttöjärjestelmien pyörivät huimamassat luovuttavat liike-energiansa pääkiertopumpuille. Huimamassojen liike-energialla turvataan pääkiertopumppujen pyöriminen ja tällä tarpeeksi tehokas, pakotettulämmönsiirtovirtaus polttoaineen pinnalla estäen äkillinen lämmönsiirtokriisi ja siten sydämen vaurioituminen. [H1]

3.4.1 Varmennetut vaihtosähköjärjestelmät

Varmennetuiksi vaihtosähköjärjestelmiksi kutsutaan laitousyksiköillä hätädieselgeneraattoreiden syöttämää verkkoa kuormineen. Hätädieselgeneraattoreita on jokaisella laitousyksiköllä neljä kappaletta, yksi jokaista sähkönjakeludivisioonaa kohti. Laitosautomatio käynnistää (myös käsikäynnistys mahdollinen) hätädieselgeneraattorit, mikäli sähkötehon saanti on estynyt päägeneraattorilta ja kantaverkosta tai divisioonassa esiintyy alijännitettä. Hätädieselgeneraattori käynnistyy OL1/2 7 sekunnissa ja LO1/2 15 sekunnissa. Loviisassa yksikin hätädieselgeneraattori mahdollistaa toimiessaan laitoksen turvallisen alasajon. Olkiluodossa laitoksen turvalliseen alasajoon tarvitaan kahden hätädieselin toimiminen, tosin joissakin tapauksissa yksikin riittää. [9]

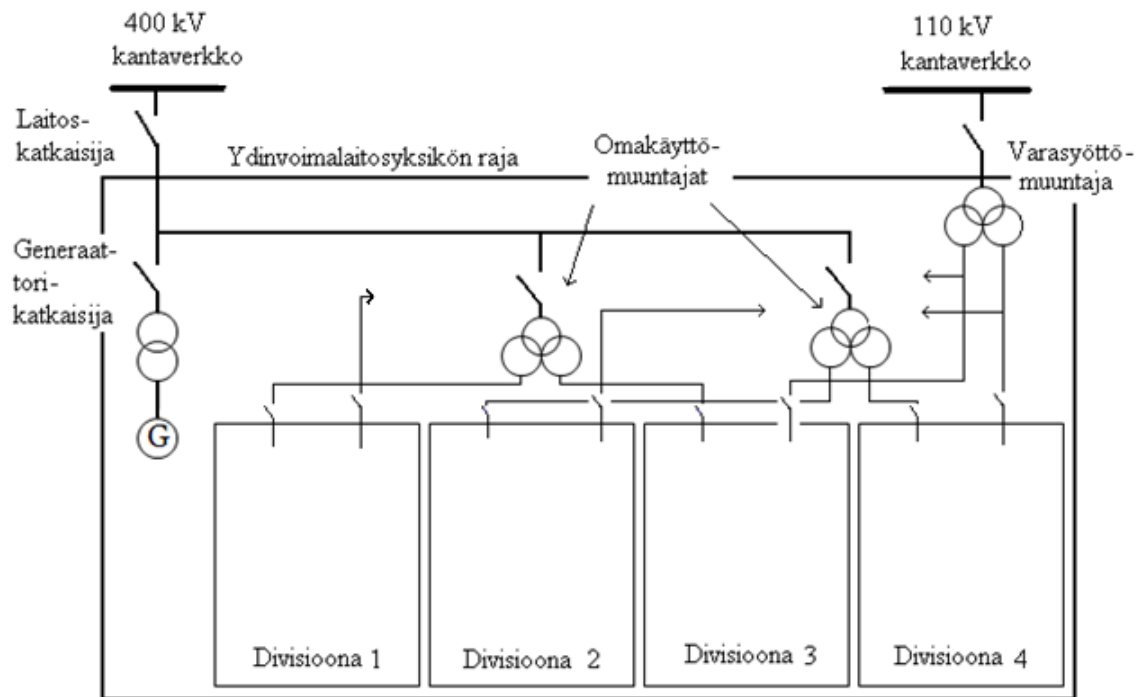
Kiehutusvesireaktoreilla (BWR) hätädieselgeneraattorit ovat kytketty välijännitteenä olevaan pienjännitekiskoon. PWR laitoksilla on sitä vastoin tyypillistä, että hätädieselgeneraattorit syöttävät turvallisuusluokiteltua keskijännitekiskoa suurempien pumppujen tarvitseman suuremman tehotarpeen vuoksi. Lisää hätädieseleistä on kappalessa 6.1.2.

3.4.2 Erikoisvarmennettu vaihtosähköverkko

Erikoisvarmennettuja vaihtosähköverkkoja syöttävät katkeamattomat tehonsyöttölähteet eli UPS -teholähteet. UPS -syöttöjen tarkoitus on varmistaa tärkeiden tai herkkien sähkölaitteiden sähkötehonsaanti lyhyiden (alle 2 tuntia) toimintahäiriöiden aikana. Erikoisvarmennettuun vaihtosähköverkkoon on kytketty ne vaihtosähkölaitteet, jotka eivät siedä edes hätädieselgeneraattoreiden käynnistymisajan, noin 7 - 15 s, pituista sähkökatkoa ja joiden pitää pysyä toiminnassa, vaikka hätädieselit eivät käynnistyisikään. Näitä kuormia ovat esimerkiksi valvomon tietokoneet, automaatio ja eräät mitta- ja toimilaitteet, kuten ulospuhallusventtiilit. Sähköverkon ollessa normaalitilassa UPS:n akkuja ladataan kestovarauksella, eli ne pidetään täydessä varaustilassa tasasuuntaajilla ja latauslaitteilla. Sähköverkon häiriötilanteessa sähkö syötetään akustoista suoraan DC verkkoon ja vaihtosuuntaajan avulla AC verkkoon. UPS -laitteilla on tyypillisesti sarjassa tasasuuntaaja sekä vaihtosuuntaaja ja välipiirissä tasasuuntaajan kanssa rinnan akusto. UPS akustojen mitoituskapasiteetit vaihtelevat laitosyksiköiden ja tehtäviensä mukaan 15 minuutista 12 tuntiin.

3.5 Yhteydet ulkoiseen kantaverkkoon

Suomessa ydinvoimalaitokset liittyvät 400 kV ja 110 kV kantaverkkoon. Voimalaitoksen tuottama energia syötetään 400 kV verkkoon. Laitoksen omakäyttöteho otetaan generaattorikiskosta omakäyttömuuntajien (tyypillisesti kaksi kappaletta) kautta, joilta tehoa syötetään kunkin divisioonan keskijännitekiskoon. Omakäyttöteho tulee joko päämuuntajan ylä- tai alapuolelta riippuen laitoksen tehosta. 110 kV yhteys on pääasias- sa varayhteytenä, mistä tehoa saadaan varasyöttömuuntajan kautta. Kuvassa 3.5 havainnollistetaan kantaverkkoyhteyksiä voimalaitosverkkoon.



Kuva 3.5. Ydinvoimalaitoksen omakäyttöverkkojen yhteydet ulkoiseen kantaverkkoon.

Ohjeen YVL 1.0 mukaan: ”sähkötehon syöttöä varten tulee ulkopuolisesta verkosta kuhunkin laitoksen sisäisen sähkönjakelujärjestelmän rinnakkaiseen osaan olla kaksi erillistä, toisistaan riippumatonta verkkoyhteyttä. Kumpikin verkkoyhteys on voitava ottaa käyttöön riittävän nopeasti laitoksen päägeneraattorin verkosta erottamisen jälkeen.” Lisäksi laitossyksikkö tulee varustaa syötönvaihtojärjestelmällä, joka huolehtii luotettavasti sähkönsyötön vaihdosta ulkoisten verkkoyhteyksien välillä (ks. kohta 3.5.3). [7]

Ydinvoimalaitoksen sähköjärjestelmien ja kantaverkkoliittymän suojauksen suunnittelun perustana on YVL 5.2 kohta 2.2: ”Voimansiirtoverkossa esiintyvien jännitevaihteluiden ja taajuuspoikkeamien vaikutukset ydinlaitoksen sähköjärjestelmiin ja –laitteisiin on analysoitava ja otettava huomioon suunnittelussa. Verkkoyhteydet tukijärjestelmineen on mitoitettava sähkötekniisesti sekä erotettava rakenteellisesti ja toiminnallisesti siten, että suunnittelun perustana olevat voimansiirtoverkon häiriötilanteet eivät vaaranna turvallisuusluokiteltujen laitteiden toimintakykyä laitoksen käyttöhäiriöissä ja onnettomuustilanteissa.” [7] Voimansiirtoverkon jännite- ja taajuuspoikkeamia esitellään kohdassa 5.1.1.

Yhteydet voivat sijaita samalla johtokadulla, kunhan niiden yhteisen vikaantumisen todennäköisyys on minimoitu kaikissa käyttö-, häiriö- ja onnettomuustilanteissa. Yhteisen kytkinkentän käyttö on myös sallittua. [9] Voimalaitoksien yhteydet ulkoiseen voimansiirtoverkkoon voivat olla myös yhteiset useammalle laitossyksikölle. Kuitenkin tällöin kummankin yhteyden kapasiteetin on yksin oltava riittävä tärkeimpien turvallisuustoimintojen toteuttamiseen samanaikaisesti kaikilla laitossyksiköillä. [7]

Loviisan voimalaitokselle on laskettu 2006 Ari Kanervan diplomityössä ”Ulkoisten sähköyhteyksien menetystaajuus ja kesto Loviisan ydinvoimalaitoksella” 400 kV

yhteyden (2 kpl) vikataajuudeksi $2,42E-02$ (= 1 vika 41,3 vuodessa) ja 110 kV yhteyden (1 kpl) vikataajuudeksi $1,38E-01$ (= 1 vika 7,2 vuodessa). Loviisan laitoksien käyttöikä on noin 40 vuotta. Kaikkein todennäköisin vika 400 kV yhteydellä on ”*kiskosuojareleen aiheeton tai virheellinen laukaisu*”, minkä vikataajuus on $1,0E-02$. Toisaalta tämä aiheuttaa vain kytkentätoimenpiteiden aikaisen, noin 20 minuuttia, katkoksen. Molemmat kantaverkkoyhteydet voidaan menettää yhtä aikaa muun muassa myrskyn, suurhäiriön tai syötönvaihdon epäonnistuessa. Syötönvaihdon epäonnistumistodennäköisyydeksi on arvioitu 0,013. Kanervan laskelmien mukaan yli viiden tunnin sähkönmenetyks tapahtuu tehoajolla todennäköisyydellä 1,3 kertaa tuhannessa vuodessa. Ulkoisen verkon menetys on laitoksen sydämensulamiskannalta Loviisassa pieni, alle 1 % sydämensulamiskannasta, joka on alle $10E-5$. [18]

3.5.1 400 kV yhteys

Ydinvoimalaitoksen tuottama sähköenergia tuotetaan päägeneraattorilla (kuvassa 3.5 ”G”), jonka läheisyydessä sijaitsee generaattorin generaattorimuuntaja (blokkimuuntaja). Blokkimuuntajalta teho siirtyy 400 kV kytkinkentälle voimalaitoksen turbiinihallin viereen, mistä teho siirtyy yhdellä 400 kV ilmajohtolla 400 kV kytkinasemalle. Kytkinasemalta teho jakautuu kahtena 400 kV ilmajohtona valtakunnan kantaverkkoon. Omakäyttöteho otetaan joko ennen blokkimuuntajaa tai blokkimuuntajan jälkeen, riippuen generaattoritehosta. Laitoskatkaisija sijaitsee laitoksen kytkinkentällä. Mikäli turbiini-generaattorissa ilmenee häiriötä tai tapahtuu turpiini- tai reaktoripikasulku ja sen seurauksena generaattori irtikytketään generaattorikatkaisijalla, jää laitos ensisijaisesti kiinni 400 kV verkkoon. Tällöin laitos saa 400 kV verkosta omakäyttötehonsa häiriön ajan. Mikäli häiriötä ilmenee 400 kV verkossa ja kytkinkentän katkaisija laukeaa sen seurauksena, jää laitos omakäytölle eli saarekkeeseen. Kaikki päägeneraattorin tuottama teho ohjautuu laitoksen sisäiseen omakäyttöverkkoon. Saarekkeeseen siirtymisestä aiheutuu huomattavia transienteja sekä sähköjärjestelmille että höyryprosessiin.

Loviisassa lasketun arvion mukaan laitoksen tehoajon aikana pääsyöttöyhteyden (400 kV) keskimääräinen menetystaajuus on 5,7...6 kertaa sadassa vuodessa. Edellä mainitussa vikataajuudessa ei ole huomioitu vikoja, joista selvittää pika- ja aikajällekytkennöillä. Erityyppisten vikojen keskimääräinen kesto on 0,3...8 tuntia, poikkeuksena mitoitusperusteet ylittävä myrsky, jonka keskimääräiseksi kestoksi esitetään 15 tuntia. [18]

Sähköasema

Käytössä olevilla suomalaisilla ydinvoimalaitoksilla 400 kV sähköasema on toteutettu kaksikisko-apukiskojärjestelmällä, jota käytetään normaalisti kiskokatkaisija auki. Kaksikisko-apukiskojärjestelmän etuja ovat syöttöjen ja kuormitusten muuttaminen käytön aikana sekä ryhmittelyn mahdollisuus tilannetta vastaavaksi. Täten kaikki huolto- ja korjaustoimenpiteet voidaan tehdä ilman keskeytystä laitoksen ollessa jännitteinen. Ol-

kiluoto 3 -laitoksen liityntä toteutetaan kaksoiskatkaisijajärjestelmällä (duplex). Duplexin etuna on muun muassa erittäin korkea käyttövarmuus. Duplexin huonona puolena pidetään komponenttien suurta määrää sekä suojauksen monimutkaisuutta. [9; 19]

Blokkimuuntaja

Päämuuntajan tehtävänä on muuntaa päägeneraattorista tuleva sähkö, jonka jännite on luokkaa 20 kV 400 kV tasolle. Muuntajassa on kiinteä muuntosuhde, joten jännitteen säätö toteutetaan generaattorin jännitteensäätäjällä.

3.5.2 110 kV yhteys

Jos päägeneraattorilta tai 400 kV verkosta omakäyttömuuntajien kautta ei ole mahdollista saada tehoa laitosyksikön omakäyttöön tai syöttöjännitteessä esiintyy liian suuria häiriöitä, voidaan syöttö saada 110 kV verkosta varasyöttömuuntajan kautta erityisen syötönvaihtokytkentäautomaatiikan (ks. kohta 3.5.3) avulla. Olkiluodon laitoksilla 110 kV yhteyttä käytetään vain varayhteytenä häiriötilanteissa, kun Loviisassa 110 kV yhteyttä käytetään häiriötilanteiden lisäksi vuosihuoltojen aikana. Normaalisissa käyttötilanteissa varasyöttömuuntajat ovat jännitteisiä ja kytkettynä 110 kV verkkoon, mutta yhteyksien laitosten sisäiset keskijännitekiskojen syöttökatkaisijat ovat auki. OL3 laitoksella 110 kV yhteyden varasyöttömuuntaja on sen verran pienitehoinen, että osa kuormasta joudutaan pudottamaan pois, minkä seurauksena tapahtuu reaktoripikasulku. Eli OL3:ssa 110 kV verkkoyhteys on vain laitoksen alas ajamista varten. Mikäli laitosyksikkö siirtyy 110 kV syötölle, on kyseinen laitosyksikkö ajettava määrääjassa kylmään sammutustilaan turvallisuusteknisten käyttöehtojen (TTKE) mukaan. Mikäli ulkoinen 110 kV verkkoyhteys on menetetty, 110 kV kytkinasemaa voidaan syöttää Olkiluodossa laitosalueella sijaitsevasta kaasuturbiinivoimalaitoksista (ks. kohta 6.1.3) ja Loviisassa laitosalueella olevalta erilliseltä EY07 dieselvoimalalta. Loviisassa on laskettu, että 110 kV yhteyden sähkökatko esiintyy taajuudella 19 kertaa sadassa vuodessa. Tämä ei sisällä jälleenkytkentöjä. [9; 18; 19; 20]

3.5.3 Syötönvaihtoautomaatiikka

Syötönvaihtoautomaatiikan tehtävänä on suorittaa automaattinen syötönvaihto tarvittaessa omakäyttösähköverkon normaalista 400 kV ja päägeneraattorin syötöstä 110 kV varasyöttöön ja tarvittaessa takaisin. Takaisinpäin syötönvaihto käynnistyy vain valvomohenkilökunnan käynnistämänä. Vaihdoissa syötönvaihdon on tapahduttava niin, että syötöt ovat rinnakkain korkeintaan 0,2 sekuntia, eikä jännitekatkoa näin pääse syntymään. Automaattinen syötönvaihto voi tapahtua sekä käsiohjauksella että relesuojauksien käsitystä. Laitteisto estää rinnakkaissyötön molemmista kantaverkkoliitännöistä. [19]

Ydinvoimalaitoksien keskijännitekiskojen kuormat ovat pääasiassa suuritehoisia oikosulkumoottoreita, jotka syötön katketessa pyrkivät ylläpitämään kiskon jännitettä välittömästi syötön katkettua. Sattumanvarainen sähkönsyötön palautus tai vaihto keskijännitekiskoon voisi näin ollen aiheuttaa moottorien jännitteen nousun jopa 180 % nimelliseen jännitteeseen verrattuna. Tämä saattaisi vaurioittaa moottoreita ja niiden apulaitteita, joten sattumanvarainen jälleenkytkentä on estettävä. Syötönvaihtoautomaatiikka vertailee jännitesyöttöjen vaiheita ja taajuuksia, joiden perusteella jälleenkytkentä voidaan toteuttaa. [19]

Automatisoitu syötönvaihtolaitteisto koostuu kahdesta pääosasta: kytkentä- ja valvontaosasta. Kytkentäsekvenssin päätarkoitus on estää vaihdon toteutuminen, jos kiskojen ylivirta- tai valokaarisuojaus on havahtunut tai lauennut. Valvontasekvenssin päätarkoitus on estää liian suurien oikosulkuvirtojen syntyminen suurjännitekiskoihin. Myös katkaisijan rikkoontuminen on huomioitu. Laitteiston virhetoiminnoista menee hälytys valvomoon. [19]

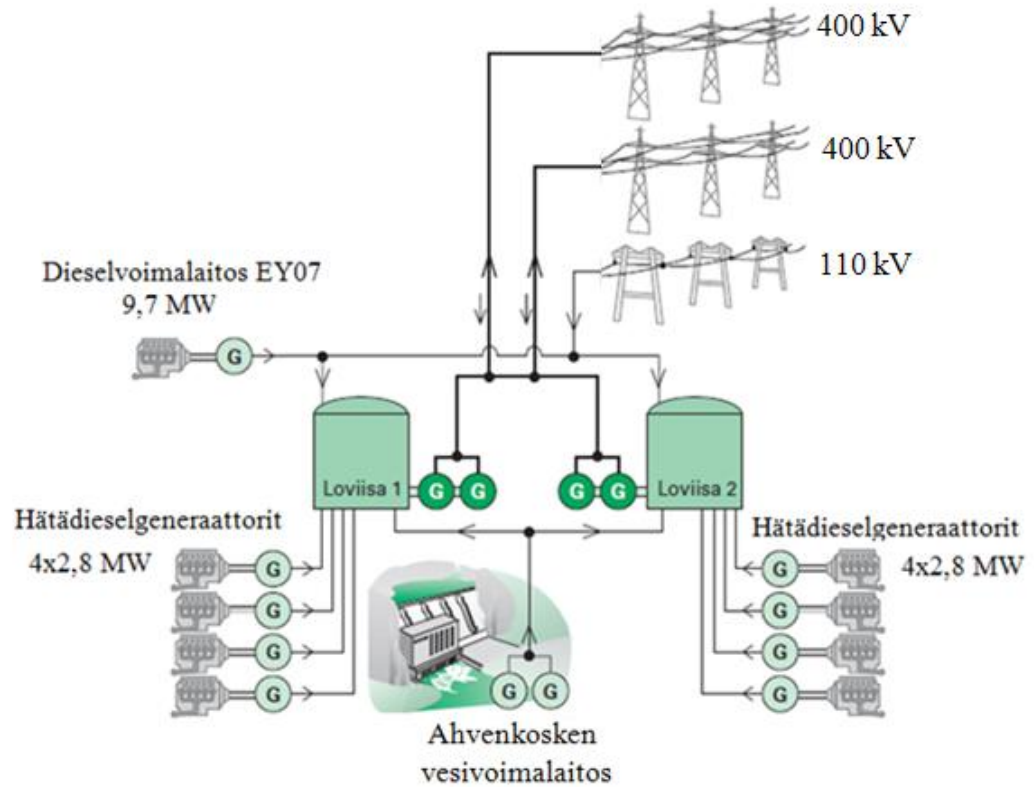
3.5.4 Varavoimalat ja -yhteydet

Ydinvoimalaitoksilla on kantaverkkoyhteyksien ja hätädieselgeneraattoreiden lisäksi paikalliset varavoimalat. Vakavan pitkäaikaisen kantaverkon häiriön tai alueellisen kantaverkon häiriön varalle Suomen ydinvoimalaitosten sähkön saanti on varmistettu suorilla etuoikeutetuilla yhteyksillä läheisille pienvoimalaitoksille. Ennen näinä pienvaravoimaloina toimi läheinen vesivoimalaitos, mutta viimeaikoina näitä on korvattu kaasuturbiineilla. Pienvesivoimalat yhteyksineen ovat toistaiseksi olemassa, mutta niiden luotettavuutta ei pidetä kovin korkeana erityisesti syöttöyhteyksien osalta. [8] Kaasuturbiinit lisäävät sähkön saannin varmuutta ydinvoimalaitoksille ja siten vahvistavat syvyys-suuntaista puolustusta. Loviisan kaasuturbiini on korvattu kesän 2011 aikana dieselvoimalaitoksella. YVL -5.2:ssa varavoimaloista sanotaan seuraavasti: ”*Vaihtosähkön syöttölähde voi olla myös yhteinen usealle laitosesyksikölle. Tällöin syöttölähteen kapasiteetin on oltava riittävä kaikkien laitoksien yhtäaikaiseen turvatoimintojen käyttöön. Riippumaton syöttölähde on voitava tarvittaessa ottaa käyttöön riittävän nopeasti ja luotettavasti. Yhteydet tulee suunnitella siten, että sähköhäiriöiden leviäminen niiden kautta laitosesyksiköltä toiselle ja yhteyksien suunnittelematon käyttöönotto tai kytkeytyminen on estetty luotettavalla tavalla ja inhimilliset virheet huomioon ottaen.*” [7]

Varavoimaloiden lisäksi ydinvoimalaitokset on varustettava kykeneviksi syöttämään samalla laitospaikalla sijaitsevia viereisiä laitosesyksiköitä. Tällä lisätään entisestään sähkön saannin varmuutta ydinvoimalaitosesyksiköille erityisesti kantaverkon pitempiäaikaisissa häiriöissä, ja siten vahvistetaan syvyys-suuntaista puolustusta. YVL -5.2:ssa laitosesyksiköiden keskinäisestä yhteydestä sanotaan seuraavasti: ”*Ydinvoimalaitosesyksiköiden vaihtosähköjärjestelmät on suunniteltava niin, että samalla laitospaikalla olevalta laitosesyksiköltä voidaan tarvittaessa syöttää sähkötehoa toiselle laitosesyksikölle siten, että toinen yksikkö voidaan tällä tavoin pitää turvallisessa tilassa ulkoisen verkon menetyksen yhteydessä. Syöttöyhteys tulee suunnitella siten, että sähköhäiriöiden leviämi-*

nen sen kautta laitousyksiköltä toiselle ja yhteyden suunnittelematon käyttöönotto tai kytkeminen on epätodennäköistä.” [7]

Loviisan ydinvoimalaitosten sähkönsaantia laitousyksiköille ja sähköyhteyksiä havainnollistetaan kuvassa 3.6. Tarkemmin varatehonlähteistä kerrotaan kohdassa 6.1.



Kuva 3.6. Loviisan ydinvoimalaitosten sähköteholähteet. [8]

4 SÄHKÖVERKKOHÄIRIÖIDEN SYNTY JA VAIKUTUKSET

Tässä diplomityössä häiriöllä (*disturbance*) tarkoitetaan prosessille tai laitteelle aiheutuva toimintahäiriötä. Häiriö ei välttämättä johda vikatilaa vaan ainoastaan laitteen tai järjestelmän häiriintyneeseen toimintaan. Häiriö voi kuitenkin johtaa järjestelmän tai laitteen vikatilanteeseen. Vika (*fault, failure*) jossakin laitteessa tarkoittaa sitä, että kyseinen laite ei suoriudu sille tarkoitettu tehtävästä, ja siten useimmiten irrotetaan verkosta. Käyttökeskeytys (*outage*) tarkoittaa sitä, että laite on osittain tai kokonaan kytketty irti järjestelmästä. Kaikki viat eivät aiheuta häiriöitä. Kun salama iskee johdolle aiheuttaen oiko- tai maasulun, johto ei siirrä tehoa ja siinä on vika. Kun rele avaa johtokatkaisijan, verkossa on häiriö ja johdolla on häiriön aiheuttama käyttökeskeytys. [21]

4.1 Vikatilanteet

Sähköjärjestelmissä voi tapahtua ja tapahtuukin mitä moninaisimpia vikatilanteita ja näiden yhdistelmiä. Yleisesti vikatilanteiksi katsotaan ylikuormitus, yli- ja alijännite, yli- ja alitaajuus sekä oiko- ja maasulut. Seuraavaksi käydään läpi kaikkein yleisimmät vikatilanteet, joita ovat salamaniskut avojohdolle, oikosulut sekä maasulut ja epäsymmetrinen vika. Näiden lisäksi sähköverkoissa voi tapahtua ohjelmistopohjaisia vikatilanteita, joissa automaation alaiset releet eivät toimi tarkoitetulla tavalla. Nämä ohjelmistopohjaiset vikatilanteet kuuluvat automaation piiriin, eikä niitä avata tässä työssä tämän enempää. Salamaniskuja tapahtuu luonnollisesti vain voimalaitoksen ulkopuolella, mutta muuten seuraavaksi kerrotut vikatilanteet kattavat sekä voimalaitoksien sähköjärjestelmät että kantaverkon.

4.1.1 Salamaniskut avojohdoille

Kantaverkon tavallisin vika syntyy salamaniskusta avojohdolle, mistä seuraa jyrkkä transienttilylijännite ja tästä yleensä 1-vaiheinen maasulku. Suora salamanisku avojohdtimeen on kuitenkin harvinainen, koska siirtojohdot ovat suojattu ukkosjohtimilla. Jos pylvään kohdalla ukkosjohtimen ja vaihejohtimen eristystaso ei riitä (400 kV verkossa 1300 kV, kun salaman aiheuttama transienttijännite voi olla useita MV), tälle välille syntyy ylilyönnistä valokaari. Tämän tyyppinen vika leviää helposti kaksi- tai kolmivaiheiseksi oikosuluksi. Oikosulut ja tehollisesti maadoitetun kantaverkon maasulut ovat

sellaisia vikatilanteita, missä vikaantunut komponentti on erotettava pikajälleenkytkennällä (PJK) tai aikajälleenkytkennällä (AJK) verkosta. [21]

Takaisku

Kun salama on iskenyt ukkosjohtimiin tai pylvääseen, syntyy pylvään ja vaihejohtimen välille suuri potentiaaliero johtuen salamavirrasta ja pylvään impedanssista. Kun tämä potentiaalinousu ylittää vaihejohtimen ja pylvään eristeen (ilman) sähkölujuuden tapahtuu takaisku ylilyöntinä pylvästä johtimeen. Ylilyöntiin liittyvän jännitteen äkillisen romahtamisen ja virran äkillisen nousun takia se on erittäin vaarallinen sattua lähellä käämityksiä sisältäviä laitteita, kuten moottoreita ja generaattoreita. Takaiskun suuruuteen vaikuttaa johtimien välinen kytkentä ja maadoituselektrodeissa tapahtuva ionisaatio. [21] Takaiskuista voimalaitosten läheisyydessä ja takaiskujen vaikutuksista voimalaitoksille on esitetty enemmän muun muassa kirjassa *Suurjännitetekniikka*, Aro 2003. [22]

4.1.2 Oikosulut ja maasulut

Oiko- ja maasulut ovat rinnakkaisvikoja (*shunt faults*). Oikosulku syntyy kun kahden tai useamman erijännitetason tai saman jännitetason eri vaiheen virtajohtimet joutuvat pieni impedanssiseen eristysvikaan. Oikosululle on tyypillistä, että vikavirta on suuri ja vikapaikan jännite pieni, käytännössä nolla. Rinnakkaisvikoja aiheuttavat esimerkiksi salamankätköt, eristyksen vanheneminen ja mekaaninen haurastuminen, korjaus- ja huolto-toimenpiteiden yhteydessä asetettujen maadoitusten unohtuminen paikalleen, ylijännitteen aiheuttama valokaari eristysvälin ylitse, mekaaninen vaurio, virheelliset käyttötoimenpiteet ja ilkivalta. Johtojen ja muuntajien impedanssit rajoittavat vikavirtaa, joten vikavirta on sitä pienempi mitä kauempana vikapaikka on generaattoreista. Vikapaikka jää aina sähkönjakelun ja -siirron näkökulmasta hetkesi aikaa pois käytöstä. Sähkönjakelun ja -siirron keskeytymisen lisäksi oikosulku aiheuttaa jännitekuoppia viereisissä ja ylemmissä verkonosissa ja siten heikentää sähkönlaatua. [21]

Maasulku syntyy eristysvian seurauksena, kun virtapiirin johdin joutuu johtavaan yhteyteen maan tai maahan yhteydessä olevan osan kanssa. Maasulkuvirran aiheuttamien vaarajännitteiden vuoksi maasulusta aiheutuu maadoitetussa verkossa vikapaikkaan ja sen lähiympäristöön hengenvaara. Käyttömaadoitetussa verkossa maasulku on luonteeltaan kuin yksivaiheinen oikosulku. Maasulkuvirta voi aiheuttaa myös tulipaloja. [21]

Kaksoismaasulku

Verkossa voi toisinaan esiintyä myös kaksoismaasulku. Tämä tarkoittaa, että saman galvaanisesti yhteen kytketyn verkon alueella samanaikaisesti on kaksi eri maasulkua eri vaiheissa. Kaksoismaasulku saa tavallisesti alkunsa 1-vaiheisen maasulun seurauksena, jolloin kahden terveen vaiheen jännitteet nousevat. Tämän suurentuneen jännitteen seurauksena ehjän vaiheen eriste ei enää kestä jostakin heikosta kohdasta. Tällöin syn-

tyy uuteen paikkaan uusi maasulku. Tämä vikatyyppe on erityisen vaarallinen, koska ei voida tietää mitä reittiä virta milloinkin kulkee lähtöpisteeseensä. [21] Kaksoismaasulut liittyvät käytännössä vain maasta erotettuun tai sammutettuun verkkoon.

4.1.3 Epäsymmetrinen vika

Epäsymmetrinen vika tarkoittaa sitä, että vian vaikutus näkyy eri lailla eri vaiheissa. Useimmiten epäsymmetrian tulkitaan merkitsevän jännitteiden epäsymmetriaa, jossa jännitteiden tehollisarvot tai niiden väliset kulmat eivät ole samat. Tilanne missä vaihejännitteiden kulmat ovat poikenneet 120 asteesta, kutsutaan myös vaihekulmapoikkeamaksi. Epäsymmetrisiä vikatilanteita ovat 1-vaiheinen oikosulku eli maasulku ja kaksivaiheinen oikosulku, myös maakosketuksella, sekä johdin katkeamat. Lisäksi epäsymmetrisen vian tavoin verkossa vaikuttaa sulakkeen palaminen, suojauksen epätäydellinen toiminta sekä katkaisijan yksinapainen toiminta. [21]

Vaihesiirtoa aiheuttavia epäsymmetrisiä vikatilanteita analysoitaessa käytetään symmetrisiä komponentteja. Epäsymmetrinen kolmivaihejännite ilmaistaan kolmella symmetrisellä kolmivaihekomponentilla: U_0 – nollakomponentti, U_1 – myötäkomponentti, U_2 – vastakomponentti. Symmetrisessä käytössä esiintyy vain virran ja jännitteen myötäkomponentti. Jos järjestelmässä ei ole nollajohdinta, nollavirralla ei ole kulkutietä tarkoittaen sitä, että $I_0 = 0$. Sitä vastoin vastakomponentti voi esiintyä järjestelmässä riippumatta siitä, onko järjestelmässä nollajohdinta vai ei. Jännite-epäsymmetrian mittarina käytetään yleisesti epäsymmetriakerrointa K (*unbalance factor*). K on vastakomponentin tai nollakomponentin suhde myötäkomponenttiin. [21]

4.2 Häiriöiden vaikutus sähköverkossa

Häiriöiden seurauksena sähköverkkoon syntyy tyypillisimmillään jännitteen muutoksia sekä ylivirtoja. Epäsymmetrisistä vikatilanteista syntyy myös epäsymmetriaa verkkoon vaiheiden välille. Seuraavassa käydään lävitse häiriöiden vaikutuksia sähköverkossa.

4.2.1 Jännitemuutokset

Normaalikäyttötilanteessa jännitteen tulisi olla yleisesti $\pm 10\%$ sisällä (voimalaitoksen sisällä hälytysraja $\pm 5\%$) nimellisjännitteestä. Normaalitilanteella tarkoitetaan, että verkossa ei ole vikaa tai jännitekatkoa. Tyypillisesti jännitteen muutoksen normaalikäyttötilassa saa aikaan kuorman muutos ja siitä seuraava tehonsiirron muutos. [21; 23]

Sähkölaitteet suunnitellaan ja valmistetaan yleensä toimimaan tietylle mitoitusjännitteelle. Jos käyttöjännite poikkeaa mitoitusjännitteestä, sähkölaitteiden käyttöominaisuudet muuttuvat tarkoitetusta – joskus merkittävästikin. Jännitteen laskiessa koneet joutuvat suuremmalle rasitukselle virran kasvamisen takia, koska esimerkiksi moottori-

kuormille ei pienemmällä jännitteellä voida siirtää samaa tehoa ilman virran suurentamista. Rasituksien lisäksi syntyy toimintaongelmia, esimerkiksi kontaktorien päästämissä. Vastaavasti ylijännitteet aiheuttavat toimintahäiriöitä herkissä laitteissa, komponenttien käyttöiän lyhenemistä ja eristystason ongelmia. Tästä syystä jännitteiden arvot pyritään pitämään mahdollisimman lähellä nimellistä arvoaan. Sähkölaitteiden täytyy kestää kohtuulliset jännitemuutokset, sillä muuten niitä ei voisi käyttää lainkaan. Sähkölaitteiden jännitetoleranssin määrää valmistaja yhteistyössä laitteen tilaajan kanssa.

Jännitekuopaksi (Euroopassa *voltage dip*, Yhdysvalloissa *voltage sag*) kutsutaan lyhytaikaista alijännitetilannetta. Tyypillinen jännitekuopan kesto on puolesta jaksosta minuuttiin, pidempi aikainen häiriö on alijännite. Jännitekuopassa jännite laskee äkillisesti alle 90 % nimellisjännitteestä. Kun jännite on yli 90 % nimellisestä, sitä ei vielä kutsuta jännitekuopaksi. Tyypillisin jännitekuopan aiheuttaja on oiko- ja maasulut lähialueella, jakeluverkossa myös ison oikosulkumoottorin käynnistys saattaa olla syynä. Suurin osa jännitekuopista on alle sekunnin mittaisia, johtuen releiden nopeasta toiminnasta. [21]

Maasta erotetussa verkossa (kuten voimalaitoksien omakäyttöverkon keskijännitetaso) yhden vaiheen maasulku aiheuttaa terveisiin vaiheisiin pääjännitteen suuruisen vaihejännitteen. Maadoitetussa verkossa maasulusta ei aiheudu merkittävämpiä jännitemuutoksia terveisiin vaiheisiin.

Ylijännitteet jaetaan muutosnopeuden mukaan neljään ryhmään. Nämä ryhmät ovat pientaajuiset (aikaisemmin käyttötaajuiset), loivat (aikaisemmin kytkentäylijännite), jyrkät (tyypillisesti salaman aiheuttama) ja erittäin jyrkät (tyypillisesti erotinvika) transienttiylijännitteet. Ylijännitteitä voi ilmetä niin tasa- kuin vaihtosähkölaitteissakin. Haitallisia ylijännitteitä aiheuttavat pääasiassa kytkentäylijännitteet ja ilmastolliset ylijännitteet. [24] Yleisin kytkentäylijännite syntyy kompensointikondensaattoripariston kytkemisestä verkkoon. Tästä voi aiheutua lähes 200 % ylijännite ja transientin värähtelyn taajuus voi olla 350 – 550 Hz. [21]

Pidempiaikaiset ali- tai ylijännitteet ovat Suomen ydinvoimalaitosten lähialueen kantaverkossa äärimmäisen harvinaisia. Siten myös voimalaitosten omakäyttöverkossa, mikäli muuntajien käämikytkimet toimivat suunnitellusti. Omakäyttömuuntajien käämikytkinten toiminta-ajat ovat minuutista kahteen. Pidempiaikaiset jännitteenmuutokset ovat harvinaisia siksi, että laitospaikoilla on useampia generaattoreita ja voimalaitoksia, jotka kykenevät nopeaan jännitteen säätöön ja loistehon tuotantoon ja lisäksi kantaverkoyhteydet ovat vahvat.

4.2.2 Ylivirta

Ylivirran seurauksena johtimet ja laitteet lämpenevät nimellisvirtaa enemmän. Suurimman vikavirran aiheuttaa 3-vaiheinen oikosulku. Oikosulussa vikavirta saattaa olla jopa 10 – 40 kertaa nimellinen kuormitusvirta. Näin suuri suunnittelematon virta vaurioittaa laitteen ympäristöä ja itse laitetta, minkä vuoksi suojausjärjestelmien on katkaistava vikavirrat luotettavasti ja mahdollisimman nopeasti pois. Sähkönjakeluverkon kaikkien

osien on kestävä oikosulkuvirtojen termiset ja mekaaniset rasitukset. Lisäksi 400 kV verkossa viat ovat poistettava nopeasti, jotta stabiilia käyttöä ei menetettäisi. Oikosulkuvirta ei käytännössä koskaan ehdikään saavuttaa staattisen tilan arvoaan. Lyhyillä johdoilla, kuten teollisuus- ja voimalaitosverkoissa, vikavirrat ovat lähes yhtä isoja joka paikassa, mikä aiheuttaa haasteita suojausasetteluihin. [21; 25]

Oikosulkuvirta sisältää vaihtovirtakomponentin lisäksi tasavirtakomponentin I_t , joka vaimenee verkon ominaisuuksista ominaisen aikavakion mukaan. Tasavirtakomponentin suuruus riippuu oikosulun alkamishetken jännitteen hetkellisarvosta. Käytännössä vaihtovirtaverkossa vaihtovirtaosaa muuttuu ajan mukaan. Tämä vaihtovirtaosan muuttuminen näkyy erityisen selvästi voimalaitosten (generaattoreiden) läheisyydessä. Vaihtovirtaosan amplitudista erotetaan tavallisesti alkuoikosulkuvirta I_k'' (*subtransient short-circuit current*) ja muutosoikosulkuvirta I_k' (*transient short-circuit current*). Nämä vaimenevat omien aikavakioidensa T'' ja T' mukaisesti. Kun alku- ja muutosoikosulkuvirta sekä tasavirtakomponentti ovat vaimentuneet pois, jäljelle jää pysyvän tilan arvo (*steady state value*). [21]

Oikosulkuvirran suurin hetkellisarvo sysäysoikosulkuvirta i_s esiintyy ensimmäisen puolijakson kuluttua. Sysäysoikosulkuvirta määrää laitteiden mekaanisten rakenteiden mitoituksen. [21]

Ylivirtaongelmia aiheuttaa myös oikosulkumoottoreiden käynnistyminen. Oikosulkumoottoreiden rakenteen takia käynnistettäessä moottoria, moottori magnetoituu, minkä vuoksi moottorin käynnistysvirta on tyypillisesti 5...7 kertaa nimellisvirta. Tästä aiheutuu verkkoon myös jännitteen notkahdus eli nopea ohimenevä alijännite tai jännitekuoppa. Suurempien moottoreiden, kuten OL3:n pääkiertopumput 4 x 11 MW, käynnistyminen täytyykin taten huomioida suojausasetteluissa. [26]

Kolmivaiheisessa oikosulussa suurin mekaaninen voimavaikutus kohdistuu keskivaiheeseen. Oikosulkuvirran aiheuttamia mekaanisia vaikutuksia voidaan laskea esimerkiksi standardin IEC 865 avulla. [26]

Oikosulkupiirin impedanssi on lähes kokonaan induktiivinen, joten oikosulkuvirta on lähes puhdasta induktiivista loisvirtaa. Tämä huomioidaan erityisesti kantaverkon distanssisuojissa. [21]

Ylikuormitus

Ylikuormittuminen tarkoittaa, että komponenttia kuormitetaan suunniteltua suuremmalla teholla eli useimmiten ylivirralla. Käytännössä kaikilla verkon komponenteilla (muuntajilla, generaattoreilla, moottoreilla, FACTS-laitteilla ja pienjännite johdoilla) on laukaisevat ylikuormittumissuojat. Ylikuormittumisen seurauksena komponentit kuumenevat ja voivat vaurioitua ja aiheuttaa siten suurempia vaurioita. Puolijohdekomponentit ovat erityisen herkkiä ylikuormittumiselle, johtuen niiden pienestä ominaismassasta ja siten pienestä ominaislämpökapasiteetista verrattuna esimerkiksi oikosulkumoottoreihin ja muuntajiin. Siirtoverkon johtojen ylikuormituksen uhatessa käytönvalvontajärjestelmä antaa hälytyksen, jonka perusteella verkonvalvoja ryhtyy tarvittaviin

toimenpiteisiin. Kantaverkon johdoilla ei ole tavallisesti laukaisevaa ylikuormitus-suojaa. [21, 27]

4.2.3 Epäsymmetria kolmivaiheverkossa

Jännitteiden epäsymmetriasta syntyy vastakomponentti sähköverkkoon. Vastakomponentista on haittaa erityisesti tehoelektroniikkalaitteille ja pyöriville koneille. Moottoreilla epäsymmetrian vaikutus riippuu moottorin maadoituksesta ja moottorin tyypistä. Pyörivissä koneissa vastakomponentti muodostaa vuon, joka pyörii vastakkaiseen suuntaan myötäkomponentin aiheuttamaan vuohon nähden. Näiden kahden vuon yhteisvaikutuksesta moottoriin vaikuttaa 100 Hz:n taajuinen vaihtelu, mikä kuumentaa staattoria. Myös koneen vääntömomentissa esiintyy värähtelyä. Myös roottorirautaan indusoituu ylimääräisiä virtoja, mikä aiheuttaa ylimääräistä lämpenemistä. Standardin SFS 50160 mukaan vastakomponentti saa olla enintään 2 % nimellisarvosta. [21]

Tehoelektroniikkalaitteet

Syöttöjännitteen epäsymmetrialla on vaikutusta tehoelektroniikkalaitteisiin. Epäsymmetrian vaikutus tasasuuntaajiin riippuu tasasuuntaajan toteutustavasta. Ohjaamattomissa tasasuuntaajissa vaikutukset näkyvät lähtöjännitteen aaltoisuuden nousuna. Ohjatuilla tasasuuntaajilla epäsymmetria aiheuttaa vaikeuksia sillan ohjauksen synkronoinnille. Tästäkin seuraa aaltoisuuden nousua. Jännitteen aaltoisuuden sallittu yläraja on tyypillisesti 10 %, eikä positiivisen ja negatiivisen jännitteen itseisarvojen erotus saa olla yli $6 \text{ V} \pm 24 \text{ V}$ järjestelmässä. Tasasuuntaajien kanssa rinnan olevat akut vaimentavat yliaaltoja ja siten pienentävät aaltoisuutta. Täydessä latauksessa oleva akku pystyy vaimentamaan yliaaltoja jopa 50 %. [9; 28]

Forsmark 2 laitosyksiköllä oli 2008 häiriöiden sattuessa ohjatut taajuusmuuttajien tasasuuntaajat. Vaihekulmapoikkeaman seurauksena kaikkien pääkiertopumppujen taajuusmuuttajien tasasuuntaussillat laukesivat taajuusmuuttajien sisäisen suojauksen ehdosta ”not in sync”. Tämä ehto toteutuu syöttöjännitteen vaihe-eron poiketessa yli 8 astetta 120 asteesta. [3]

4.2.4 Taajuuspoikkeama

Pohjoismaisessa yhteiskäyttöverkossa sähköverkon taajuuden ohjearvo on 49,9...50,01 Hz. Tavanomaisessa häiriöttömässä käyttötilanteessa taajuus saa vaihdella välillä 49,5...50,05 Hz. Poikkeuksellisessa tilanteessa saatetaan toimia jopa 47,5...53 Hz. Voimajärjestelmän taajuus on suoraan verrannollinen järjestelmän pätohetotasapainoon. Taajuus laskee alle nimellisen, kun tuotantoa on vähemmän kuin sen hetkinen kulutus. Ja taajuus nousee, kun tuotantoa on enemmän järjestelmässä kuin sen hetkinen kulutus on. [29]

Taajuushäiriöt ovat hyvin harvinaisia nykyisissä verrattain isoissa yhteiskäyttö-verkoissa, kuten yhteispohjoismaisessa Nordel -kantaverkossa. Nordelin verkossa hyvää taajuusstabiilisuutta ylläpidetään muun muassa useilla HVDC yhteyksillä sekä viereisiin verkkoihin että Nordelin sisällä. Tosin HVDC yhteyden vikaantuessa se voi myös käynnistää tehoheilahteluita. Taajuushäiriöt saavat alkunsa yleensä siitä, kun tuotanto ja kulutus erkanevat toisistaan alueellisesti. Kun näiden alueiden yhdysjohto tai johtoja laukeaa raskaasti kuormitettuna tai kun suuri voimalaitos irtoaa verkosta, syntyy merkittäviä hetkellisiä taajuusmuutoksia. Mikäli järjestelmä ei pysty kompensoimaan reserviään näitä hetkellisiä taajuusmuutoksia, voi äärimmäisessä tilanteessa verkon taajuus-stabiilisuus kärsiä ja jopa romahtaa.

Taajuuden ylläpito ja häiriöiden ehkäiseminen kuuluu Suomessa järjestelmävas-taavalle Fingridille. Koska taajuus on yhteiskäyttöverkossa globaali suure, siihen ei yksittäinen voimalaitos voi vaikuttaa. Yksittäisen toimijan vastuulle jää vain noudattaa järjestelmävas-taavan ohjeita ja vaatimuksia.

4.3 Yhteenveto kantaverkon vikojen ja häiriöiden vaikutuksista Suomen ydinvoimalaitoksille

Tyypillisin ja yleisin häiriö mitä ydinvoimalaitos kokee kantaverkosta, on salamasta peräisin oleva jännitehäiriö. Varsinainen jännitehäiriö sisältää salaman synnyttämän oiko- ja/tai maasulun ja sen seurauksena tapahtuneen jälleenkytkennän tuottaman jännitemuutoksen. Tämän tyyppisessä jännitehäiriössä 400 kV verkossa voimalaitoksella jännite nousee aluksi tyypillisesti muutamia prosentteja (5...15 %) nimellisestä jännitteestä ja välittömästi nousun jälkeen laskee 8...33 % nimellisestä jännitteestä. Tämä näkyy voimalaitoksen keskijännitekiskoissa moottorilähdöillä hetkellisesti jopa alle 80 % jännitekuoppa. Nämä muutokset näkyvät koko voimalaitoksessa ja voivat sammuttaa moottoreita ja vikaannuttaa laitteita, tosin näin on käynyt toistaiseksi harvoin. Kohdassa 9.5 on kerrottu kuinka OL1/2 suojautuu ja ennakoit tämän tyyppisiä häiriöitä. [30; 31]

Edellä mainittujen lisäksi vikoja ja häiriöitä on syntynyt voimalaitoksen kytkin-kentällä. Nämä ovat käyttökokemusraporttien perusteella tapahtuneet yleensä vuosi-huoltojen yhteydessä, kun ollaan poikkeuksellisissa kytkentätilanteissa. Pääsyyinä ovat olleet inhimilliset virheet ja komponenttien vikaantuminen. Näiden seurauksena laitos on menettänyt kantaverkkoyhteyden ja kokenut jännitekatkon hätädieselgeneraattoreiden käynnistymiseen (~10 s) saakka.

4.4 Muita huomioitavia sähköverkon ilmiöitä

Tavallisimpien vikatilanteiden lisäksi suojausasetuksien-, komponenttien- ja järjestel-mien mitoituksessa täytyy huomioida yliaaltojen ja muuntajien kytkentävirtasäykset.

4.4.1 Yliaallot

Jännitteen ja virran tulisi olla sinimuotoista, mutta käytännössä verkossa esiintyy yliaalloja, jotka vääristävät siniaaltoa. Virta säröytyy helpommin kuin jännite. Yleisimmät yliaallot ovat 3., 5., 7. ja 11. Verkon oikosulkuteho vaikuttaa siihen, kuinka paljon yliaaltovirrat vääristävät verkon jännitettä. 110 kV ja sitä suuremmilla jännitteillä jännitesäröksi sallitaan enintään 3 %. Keski- ja jakelujännitteellä harmonisten yliaaltojännitteiden aiheuttama kokonaissärö saa olla maksimissaan 8 %. Suuremmassa jännitetasossa oleva jännitesärö ilmenee myös sen syöttämässä alemmassa jännitetasossa, lisäksi keski- ja pienjännitetaso omat kuormat tuottavat säröä, mikä näkyy kyseisessä jännitetasossa. Suurjännitteillä virran harmoninen kokonaissärö saa olla enintään 6 %. Keski- ja pienjännitteillä virran harmoninen kokonaissärö saa olla enintään 14 %. Suuntaajat (tehoelektronikkalaitteet) voidaan ajatella ideaalisiksi yliaaltovirtalähteiksi ja generaattorit sekä muuntajat yliaaltojännitelähteiksi. Yliaaltovirrat oikosulkeutuvat pyörivissä koneissa. Yliaaltovirran kohdatessa impedanssia syntyy yliaaltojännitettä. Yliaallot haittaavat laitteiden toimintaa ja voivat aiheuttaa myös laitteiden virhetoimintoja. Tyypillisimmillään laitteiden häviöt ja lämpenemä lisääntyy ja saattaa myös johtaa laitteen rikoontumiseen. Yliaaltojen vaikutuksesta sähköjärjestelmän hyötysuhde pienenee ja saattaa syntyä myös automaation toimintavirheitä. [24; 25; 32]

Kolmas yliaalto (150 Hz) aiheuttaa ongelmia sähkökeskuksissa, joissa on pääasissa yksivaihekuormaa. Kolmivaihejärjestelmässä kaikkien kolmen vaiheen kolmannet yliaaltovirrat ovat samanvaiheisia eivätkä siten kumoa toisiaan vaan summautuvat nollajohtimeen. Nollajohtimessa voi taten olla jopa kolminkertainen virta vaihejohtimiin verrattuna. Nollajohtimen poikkipinta-ala on tietyissä asennuksissa puolet vaihejohtimen vastaavasta, eikä sitä ole suojattu sulakkeilla, joten tässä on ylikuormittumisen vaara. [33]

4.4.2 Muuntajan kytkentäsysäysvirta

Muuntajan kytkentähetkellä esiintyvää magnetoimisvirtaa kutsutaan kytkentävirtasysäykseksi (*transient inrush current*). Tyhjäkäyvän muuntajan kytkentä jännitteiseen verkkoon muistuttaa epätahtimoottorin käynnistymistilannetta. Muuntajan magnetointivirta saavuttaa staattisen tilan arvon muutosilmiön vaimentumisen jälkeen. Virtasysäyksen suuruuteen vaikuttaa muun muassa kytkentähetken vaihekulma, käämikytken asento, rautasydämen remanenssi sekä muuntajan ja verkon rakenne. Virran vaimeneminen on riippuvainen muuntajana reaktanssi-resistanssisuhteesta. Taulukkoon 4.1 on kerätty muutama esimerkki muuntajien kytkentävirtasysäyksistä. Verkossa jo jännitteisenä olevakin muuntaja voi synnyttää kytkentävirtasysäyksiä, kun toinen muuntaja kytketään rinnalle. [21; 25]

Taulukko 4.1. Muuntajien kytkentävirtasysäyksiä. \hat{i}_n vastaa nimellisen virran huippuarvoa. [25]

Muuntajateho MVA	Kytettäessä jännite yläjännitekäämiin	Kytettäessä jännite alajännitekäämiin	Aika, jossa virta pienenee puoleen (s)
1	$7\hat{i}_n$	$12\hat{i}_n$	0,1...0,2
5	$5\hat{i}_n$	$9\hat{i}_n$	0,2...0,5
10	$4\hat{i}_n$	$8\hat{i}_n$	0,5...1,0
50	$3,5\hat{i}_n$	$7,5\hat{i}_n$	1,2...7,2

Mahdollisten turhien laukaisujen lisäksi kytkentäsysäysvirta aiheuttaa äkillistä loistehon kulutusta ja siten nopean jännitteen aleneman. Lisäksi verkkoon syntyy parillisia - ja parittomia yliaaltoja, jotka voivat aiheuttaa resonanssia verkon kanssa. Kytkentäsysäysvirtoja voidaan vaimentaa katkaisijoiden sulkemistavuksilla ja käyttämällä niin kutsuttuja synkronoituja katkaisijoita. [21]

4.5 Suomen kantaverkon vika- ja häiriötilastoja

Suomen kantaverkon siirtovarmuus on ollut erittäin hyvä kansainvälisessä vertailussa. Vuosina 1997–2007 kantaverkon siirtovarmuus oli 99,9995–99,9999 %. Kantaverkon häiriöistä aiheutuneet toimituskeskeytykset kantaverkon liityntäpistettä kohti olivat vuosina 2005–2007 keskimäärin noin kaksi minuuttia vuodessa. [21]

Kun vertaillaan 110 - 400 kV:n verkon laitteita keskenään, eniten vikoja on voimajohdoissa. Nordelin tilastojen mukaan vuosina 2000–2007 vikajakauma Suomessa oli seuraava: voimajohtovikoja 72,7 %, asemavikoja 17 %, kompensointilaittevikkoja 1,9 % ja muita vikoja 8,3 %. Pelkästään vuonna 2007 voimajohtovikoja oli noin 76 % ja asemavikoja 22 % kaikista vioista. Vuoden aikana 400 kV johtovikoja on Suomessa keskimäärin 0,25 kappaletta sataa kilometriä kohden eli 11 vikaa vuodessa (johtoa 4420 km vuonna 2007). Vuosittainen vaihtelu on kuitenkin melko suurta. [21]

110 kV verkossa keskimääräinen vuotuinen vikataajuus on 1,92 sataa kilometriä kohden. Nordelin mukaan 44 % 110 kV vioista aiheutuu salaman iskusta ja peräti 47 % vioista on tuntemattomia. [21] Huomioitavaa on, että voimajohtojen pysyvien vikojen vikataajuus on haarajohtoilla yli neljä kertaa runkojohtoon verrattuna ja 400 kV haaroja on 29 % johtopituudestaan ja 110 kV haaroja on 55 % johtopituudestaan [34].

Suomen 400 kV, 220 kV ja 110 kV verkkojen kaikkien häiriöiden vuotuinen lukumäärä on ollut keskimäärin vähän alle 300. Vuosina 200–2007 salammat aiheutti 36 % häiriöistä, käyttö- ja kunnossapito aiheutti 6 % häiriöistä ja 39 % jäi tuntemattomaksi. Fingridin kymmenen vuoden tilaston mukaan 400 kV verkon johtovioista selvitetiin 82 % ja 110 kV johtovioista 75 % pikajälkennyksellä. Aikajälkennyksellä ja käsin kiinni kytkennällä selvitetiin 12 % 400 kV ja 23 % 110 kV johtovioista. Vioista pysy-

viksi jäi 400 kV verkossa 6 % ja 110 kV verkossa 1,7 %. Kesällä tapahtuu suurin osa häiriöistä. [21]

Pohjoismaiden sähköverkkoista tehdyissä vikalaskelmissa suurhäiriön taajuudeksi arvioidaan kerran kahdessakymmenessä tai kolmessakymmenessä vuodessa, riippuen siirtotilanteista. Edellinen suurhäiriö Suomessa tapahtui 1975, joten Suomen ydinvoimalat eivät ole kokenut ainuttakaan laajaa kantaverkon häiriötä. Sitä vastoin Ruotsissa on tapahtunut 2003 ja 1983 kantaverkon suurhäiriöt, näistä ei aiheutunut Ruotsin ydinvoimaloille suurempia ongelmia. Suurhäiriön tapahtuessa Loviisan voimalaitokselle saadaan Fingridin arvion mukaan sähkö palautettua noin 45 minuutissa. Fingridin ohjeiden mukaan kantaverkon häiriön jälkeen sähkö tulee palauttaa 0,5 – 1 tunnin kuluessa ja isot voimalaitokset ovat etusijalla sähköjen palautuksessa. Suurhäiriöstä syntyvää sähkökatkoa arvioitaessa on hyvä muistaa, että Loviisan ydinvoimalaitokset selviävät ilman sähköä 4 - 5 tuntia. [10; 18]

5 SUOJAUTUMISMENETELMÄT SÄHKÖVERKON HÄIRIÖILTÄ

Sähköverkon suojauksesta huolehtii mittamuuntajien, suojareleiden ja katkaisijoiden muodostama kokonaisuus sekä pienjänniteverkoissa myös sulakkeet ja johdonsuojakatkaisijat. Suojautumismenetelmissä suojauksen toimintanopeus on tärkeää, sillä mitä nopeammin vika saadaan poistettua, sitä pienemmät vauriot syntyvät ja kantaverkossa myös stabiilius voi vaarantua. Tavallisesti viat saadaan poistettua 400 kV verkosta alle 0,1 sekunnissa, mutta poikkeustapauksissa vika-aika saattaa pidentyä 0,25 sekuntiin. 110 kV verkossa johtoviat saadaan tavallisesti poiskytkettyä alle 0,5 sekunnissa vikajan pidentyessä poikkeustapauksissa 1 sekuntiin. [29] Ydinvoimalaitoksen omassa verkossa vikavirrat on katkaistava *riittävän nopeasti*, jotta niistä ei aiheudu vaaraa ja jotta häiriöt jäävät mahdollisimman pieniksi [7].

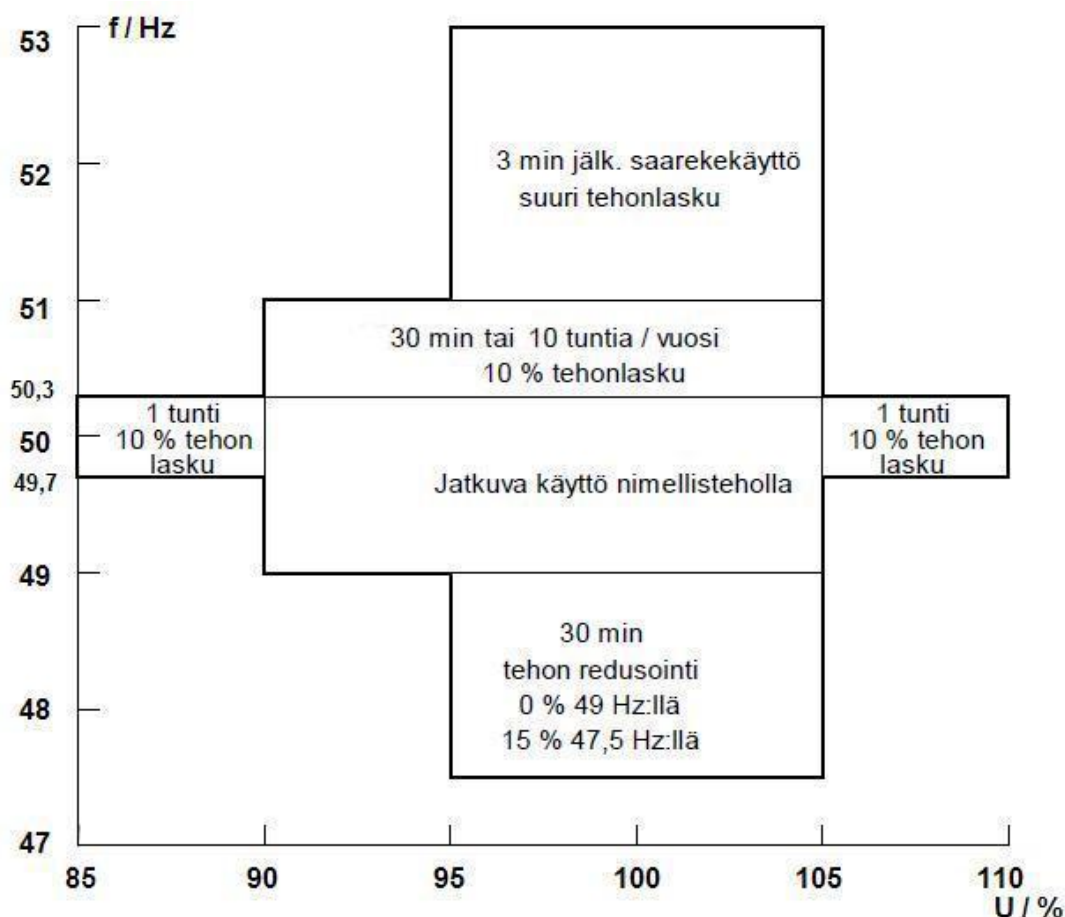
Tiivistetysti voidaan sanoa, että suojausten tulee toimia selektiivisesti, sallia hetkellinen ylikuormitus, esimerkiksi oikosulkumoottorin käynnistyminen. Pääsuojan lisäksi myös varasuojan täytyy havahtua viasta, eikä sähköjärjestelmän kuormitettavuutta tai vikakestoisuutta saa ylittää.

5.1 Ohjeet ja standardit

Suomessa on joukko eri viranomaisten asettamia lakeja, ohjeita ja standardeja, joilla pyritään varmistamaan sähköjärjestelmien turvallinen, tehokas ja kaikille osapuolille tasapuolinen toiminta.

5.1.1 Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset (VJV)

Suomen sähkövoimajärjestelmän toimivuudesta vastaa järjestelmävastaava Fingrid Oyj. Fingrid esittää Voimalaitosten järjestelmäteknisissä vaatimuksissa ne vaatimukset, mitkä kaikkien yli 10 MVA laitosten on täytettävä. Vaatimuksilla varmistetaan, että voimalaitokset ja siirtoverkko toimivat kokonaisuutena luotettavasti kaikissa käyttötilanteissa, mukaan lukien häiriötilanteet. Näin voidaan estää vakavampien häiriöiden synty ja leviäminen. Kuvassa 5.1 esitetään VJV:n vaatimukset jännitteille, taajuuksille ja tehon säädölle sekä –muutokselle, joita voimalaitosten on noudatettava.



Kuva 5.1. Voimalaitosten päätötehon tuotannolle asetetut vaatimukset verkon tehon ja jännitteen muuttuessa. [29]

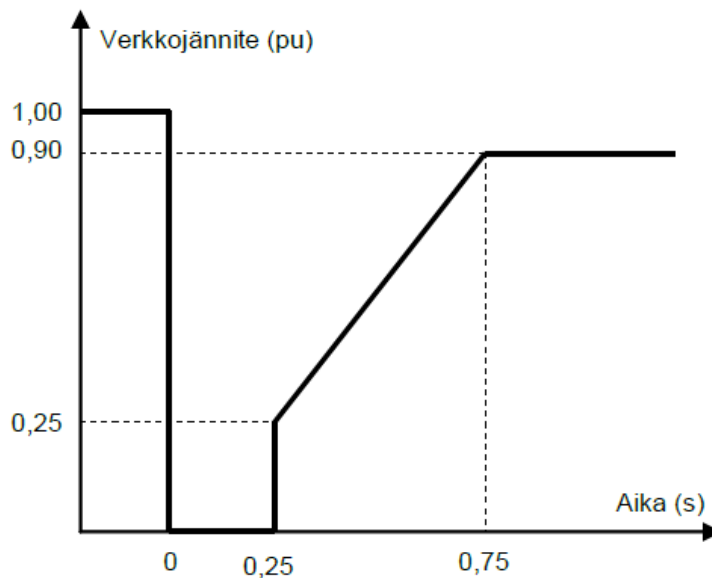
VJV:n mukaan jännite saa normaalisti vaihdella 400 kV verkossa vaihtelualueella 395...420 kV. Häiriö- ja poikkeustilanteissa voidaan joutua toimimaan myös 360...420 kV (90...105 %) alueella. 110 kV verkossa normaalisti jännite saa vaihdella alueella 105...123 kV, sekä häiriö- ja poikkeustilanteissa 100...123 kV (85...105 %). [29]

VJV:n lisäksi voimalaitosten on noudatettava Fingridin yleisiä liittymisehtoja, joilla varmistetaan liitettävien verkkojen tekninen yhteensopivuus sekä määritetään sopimuspuolten liityntää koskevat oikeudet ja velvollisuudet.

Lähivika

Termillä lähivika tarkoitetaan voimalaitoksen lähellä tapahtuvaa pitkäkestoista vikaa. Lähivikatarkasteluissa vian ajatellaan tapahtuvan voimalaitoksen puoleisessa päässä 400 kV johdolla. Verkon stabiilisuden vuoksi voimalaitoksien on täytettävä lähivikavaatimus, mikä Nordel verkossa jännitteen osalta on kuvan 5.2 mukainen. Eli laitoksen on kestettävä verkosta irtoamatta 250 ms kestävä vika, jossa jännitetaso on pudonnut nolnaan. Lähivikatapauksessa vikapaikan ja generaattorin liitinjännitteen välissä on merkittävänä tekijänä ainoastaan generaattorimuuntajan impedanssi. Muuntaja rajoittaa jännitteen laskua, eikä täydellistä jännitekuoppaa voi esiintyä, mutta merkittävä kylläkin. 250

ms vikakriteerin taustalla on pitkä vika-aika, mikä voi syntyä esimerkiksi katkaisijavias-
sa jolloin katkaisu tapahtuu varasuojalla. [35]



Kuva 5.2. Jänniteenvaihtelu, joka voimalaitoksien täytyy kestää verkosta irtoamatta. [29]

Nopea tehonsäätö eli fast-valving tarkoittaa turbiinisäätäjän avulla toteutettavaa nopeaa tehon alentamista rajoittamalla reaktorista tulevaa höyryvirtaa sulkuventtiilein. Nopea tehonsäätö on tarkoitettu toimimaan ainoastaan lähivikojen yhteydessä, saarekekäyttötilanteessa fast-valving ei ole aktiivinen. [35]

Forsmark 1:n tapahtuma sai alkunsa kytkinkentän oikosulusta, minkä seurauksena jännite laski generaattorikiskossa 30 % nimellisestä noin 300 ms:n ajaksi. Päägeneraattorin jännitesäätäjä pyrki kompensoimaan alijännitettä nostamalla megnetoinnin maksimiin, laitetyksikön irrotessa kantaverkosta laitetyksikön generaattorikiskoon syntyi 120 % jännite noin 1000 ms:n ajaksi. Nopeasta jänniteennoususta aiheutui muun muassa kahden UPS laitteiston tasa- ja vaihtosuuntaajien laukeaminen (puutteellinen selektiivisyys) liian korkeasta välipiirin jännitteestä. Näiden divisioonien varavoimadiieselgeneraattorit pysähtyivät käynnistymisensä jälkeen, koska eivät saaneet mittalaitteilleen apusähköä kyseisiltä UPS laitteilta. [1]

5.1.2 YVL -ohje

YVL -ohjeet ovat STUKin laatimia ohjeita, joilla pyritään ydinvoiman mahdollisen turvalliseen käyttöön. Ydinvoimalaitosten on noudatettava YVL – ohjeita yksiselitteisesti, ellei Säteilyturvakeskukselle ole esitetty muuta hyväksyttävää ratkaisua, jolla YVL -ohjeen turvallisuustaso saavutetaan. Yleiset määräykset ydinvoimalaitosten turvallisuudesta esitetään valtioneuvoston asetuksessa (733/08). Tämä asetus sisältää sekä yleisiä määräyksiä kaikista turvallisuusjärjestelmistä, että myös määräyksiä ydinvoimalaitosten

sähköjärjestelmistä. Ohjeessa YVL 1.0 esitetään näitä määräyksiä täsmentäviä ydinvoimalaitosten suunnittelussa noudatettavia turvallisuusperiaatteita. Tämän opinnäytetyön kannalta keskeisin on YVL 5.2, missä esitetään ydinlaitosten sähköjärjestelmiä ja –laitteita koskevia yksityiskohtaisia suunnitteluperusteita ja turvallisuusvaatimuksia.

5.1.3 Standardit

Ydinvoimalaitosten sähköjärjestelmien ja –laitteiden suojauksessa tulee ottaa huomioon myös Suomessa voimassa olevat sähkölaitteistojen turvallisuutta ja sähkötyöturvallisuutta koskevat turvallisuusstandardit ja sähköturvallisuutta valvovien viranomaisten antamat muut ohjeet. Näitä muita ohjeita ovat muun muassa SFS 6000, -6001 ja -6002. Lisäksi turvallisuusluokan 2 ja keskeiseen onnettomuusinstrumentointiin liittyvien turvallisuusluokan 3 sähkölaitteiden suunnittelu ja toteutus tulee perustua kansainvälisiin sähkölaitestandardeihin sekä soveltuvin osin ydinteknisiin standardeihin ja ohjeisiin. IEC ja IEEE ovat hyviä esimerkkejä noudatettavista kansainvälisistä standardeista ja KTA ydinteknisistä standardeista. [7]

5.2 Selektiivisyys

Suojalaitteiden selektiivinen toiminta on suojauksen perusta. Selektiivisyydellä tarkoitetaan sitä, että vain vikaantunut verkon osa/komponentti erotetaan muusta verkosta. Näin haitat viasta sähkön käyttäjille voidaan minimoida. Toiseksi selektiivisyys tarkoittaa, että kaikki verkon osat on suojattu jollain suojalla. Selektiivisyys vaatimus esitetään YVL-5.2 kohdassa 3.4: ”Sähköjärjestelmät on varustettava luotettavilla suojalaitteilla, jotka erottavat häiriö- ja vikatilanteesta käytöstä ainoastaan vioittuneen laitteen tai sähköverkon osan. Oikosulku- ja ylikuormitustilanteissa turvallisuusluokiteltujen suojalaitteiden tulee toimia selektiivisesti sähköjärjestelmien kaikissa suunnitelluissa kytkentätilanteissa.”

Säteittäisessä sähköverkossa selektiivinen suojaus voi perustua sekä aika- että virtaselektiivisyyteen. Kun johdot ovat tarpeeksi pitkät, jolloin vikavirta riippuu vika paikasta, voidaan käyttää virtaselektiivisyyttä. Lyhyillä johdoilla, kuten teollisuus- ja voimalaitosverkoissa, vikavirta on lähes yhtä suuri joka paikassa. Tällöin selektiivisyys saadaan aikaan releiden erilaisilla toimintahidastuksilla. Tätä kutsutaan aikaselektiivisyydeksi. [25]

Releiden toimintatarkkuuden vuoksi on peräkkäisten releiden aikaporrastus oltava riittävä. Tyypillinen porrastusaika staattisilla releillä on noin 0,3 s ja numeerisilla releillä noin 0,15 s. Tehon syöttösuunnassa viimeisen katkaisijan aikahidastus on oltava vähintään 0,3 s, jolla eliminoidaan kuormituksen synnyttämän lyhytaikaisen virtapiikin aiheuttama virheellinen laukaisu. [25]

Puutteellinen selektiivisyys UPS-laitteistoissa (liian pieni porrastus tasasuuntaajan ja vaihtosuuntaajan laukaisukriteereissä) oli yhtenä pääsyynä Forsmark 1 2006 ta-

pahtumaketjun etenemiseen. Kyseisten tapahtumien seurauksena Suomen laitoksilla on parannettu entisestään selektiivisyydsarvoja, erityisesti OL1/2 laitossyksiköillä. Muutoksia on tehty tasasuuntaajien tasajännitepuolen ylijännitesuojauksen laukaisuarvoa lasquemalla ja vaihtosuuntaajan tasajännitepuolen laukaisuarvoa nostamalla ja hidastamalla. Tasasuuntaajan ylijännitesuojauksen momenttilaukaisun laukaisuarvo on laskettu 260 V:sta 255 V:iin. Vaihtosuuntaajan ylijännitesuojauksen pysyvästi pysäyttävää laukaisuarvoa on myös nostettu. [36]

5.3 Suojautuminen jännitehäiriöltä

Rinnankäyvässä järjestelmässä, kuten voimalaitoksen divisioonat, päägeneraattori sekä kantaverkko, jännite määräytyy kyseisen alueen loistehon tasosta. Alueen loistehon taso riippuu päägeneraattorin jännitteensäätäjistä ja loistehon kulutuksesta sekä siirrosta. Päägeneraattorin jännitteensäätjä korjaa tilanteen nopeasti niin yli- kun alijännitetilanteissakin, toiminta-ajan ollessa tyypillisesti muutaman jakson luokkaa. [21] Jännitehäiriöitä varten laitossyksiköt ovat suojattu yli- ja alijännitereleillä, jotka irrottavat laitoksen 400 kV kantaverkosta ja siirtävät laitoksen sisäiset kuormat päägeneraattorin tai 110 kV verkkoon, mikäli releiden laukaisuehdot täyttyvät.

Jännite pidetään halutuissa rajoissa jännitteensäätölaitteilla. Jännitteensäätölaitteiksi luetaan generaattoreiden jännitteensäätjä (magnetointilaitteisto), muuntajien käämikytkimet, väliottokytkimet, säätömuuntajat, kondensaattorit, reaktorit sekä tehoelektronikalla toteutetut yleensä todella nopeat jännitteensäätäjät.

Fingridin järjestelmäteknessä vaatimuksissa vaaditaan yksinkertaisesti kantaverkkoon kytketyiltä generaattoreilta jännitemuutoksien immunitettia: ”*Voimakoneistot ovat suunniteltava siten, että koneisto kestää generaattorimuuntajan ylijännitepuolella sattuvien kaikenlaisten yksi-, kaksi- ja kolmivaiheisten maa- tai oikosulkujen aiheuttamat mekaaniset rasitukset olettaen vian kestoajaksi enintään 0,25 sekuntia. Koneisto ei saa tällöin vioittua eikä tilanteesta saa seurata tarvetta laitoksen välittömään pysäyttämiseen seurausten tutkimiseksi.*” [29] Tätä vaatimusta kutsutaan myös lähivikakriteeriksi.

Laitoksien omakäyttöverkon jännitteitä valvotaan jännitereleillä, jotka toimivat akustovarmennetuilla tasa- ja vaihtosähköllä. Tasasähköllä ohjataan myös releiden ohjaamana kontaktoreita, mitta-antureita ja lukituksia, jolloin niiden toiminta on releiden lailla riippumaton toimintakohteenaan olevan kiskon jännitteestä.

OL3:lla omakäyttö- ja varasyöttömuuntajien käämikytkimet toimivat käänteisai-kalogiikalla. Käämikytkimien toiminta-ajat ovat minuutista yli kahteen minuuttiin. [37]

5.3.1 Ylijännite

Ylijännitesuojauksen tehtävä on rajoittaa suojattavaan kohteeseen saapuvien ylijännitteiden amplitudit vaarattomalle tasolle. Tämä toteutetaan varsinaisilla suojalaitteilla ja

valitsemalla suojattavan kohteen komponenttien eristystaso eristyskoordinaation periaatteiden mukaisesti. Eristyskoordinaatiolla tarkoitetaan laitteiden sähkölujuuden valintaa ja soveltamista suhteessa verkossa esiintyviin ylijännitteisiin ja suojalaitteiden ominaisuuksiin siten, että eristyshäiriöiden taajuus on hyväksyttävän alhainen. Lisäksi huomioidaan, että suojalaitteen suojaustason ja suojattavan kohteen kestotason väliin jää riittävä marginaali. [26]

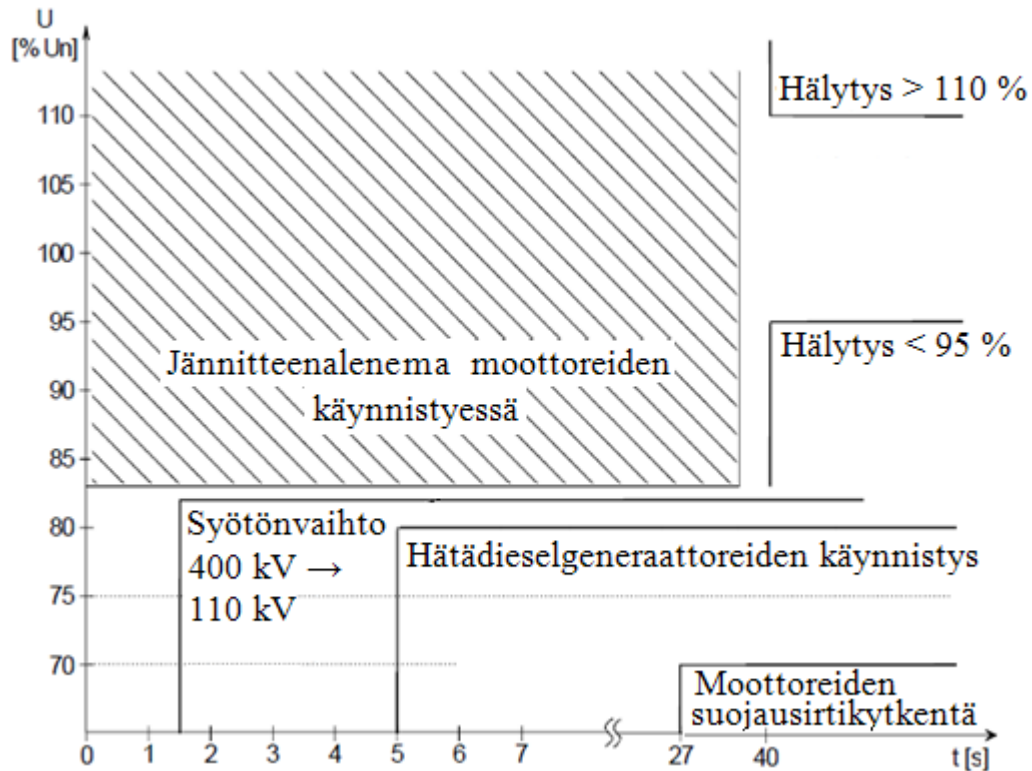
Tärkeimmät ylijännitesuojatyypit ovat rele ja passiivinen venttiilisuojaja. Venttiilisuojaja käytetään kaikilla jännitetasoilla ja ne voidaan rakenteensa puolesta jakaa kipinävälillisiin ja kipinävälittömiin. Kipinävälitön suojaja perustuu metallioksidin (ZnO) epälineaariseen jännitelujuuteen. Esimerkkinä OL1/2 laitojen varasyöttömuuntajan ylijännitepuolella on venttiilisuojat läpilyöntijännitteellä 132 kV. Myös voimajohtojen ukkoskyödet luetaan toisinaan ylijännitesuojiksi. [22; 38]

Transienttien ja ylijännitteiden vahingoittavaa vaikutusta voidaan taajuusmuuttajissa pienentää liittämällä välipiiriin varistori [39]. OL3:lla pienjännitemoottoreiden ylijännitekestoisuus vaatimus on 340 % ja keskijännitemoottoreilla 210 % [37].

Suomen kantaverkko on tehollisesti maadoitettu. Tämä tarkoittaa sitä, että 400 kV verkossa on maasulkukerroin $k \leq 1,4$ ja 110 kV verkossa $k \leq 1,7$. Tämän seurauksena maasulun aiheuttama jännitteen nousu terveissä vaiheissa jää vähäiseksi, ja siten parantaa verkon stabiilisuutta ja siirtokykyä. Ylijännitteen rajoittaminen näihin arvoihin pienentää myös tehomuuntajien kyllästymistä. [21]

5.3.2 Alijännite

Ydinvoimalaitoksien omakäyttöverkon pääkiskot ovat varustettu kaksinkertaisilla 3-vaiheisilla jännitereleillä. Releiltä tieto välittyy laitosautomaatiolle ja laitoksen valvomoon. Alijännitteen jatkuessa yli asetellun rajan laitosautomaatio käynnistää joukon tapahtumia ennalta ohjelmoidulla sekvenssillä, katso kuva 5.3. Laitosautomaation suojaustoimenpiteisiin alijännitetilanteessa kuuluu syötön vaihto 400 kV verkosta 110 kV verkkoon, hätädieselgeneraattoreiden käynnistys, sekä pienentää ja lopulta irrottaa alijännitteessä olevasta kiskosta moottorikuormaa ennalta ohjatun kuormanohjaussekvenssin mukaan. Jännitteen palaututtua kuormat jälleenkytketään automaattisesti kiskoihin kiinni. Alijännitesuojauksen piiriin kuuluu myös, että moottorit eivät käynnisty alle 70...80 % nimellisjännitteellä riippuen moottorin turvallisuusluokituksesta. Tällä estetään sekä moottorin vioittuminen että syöttöverkon jännitteen romahtaminen. Kuvasta 5.3 voidaan havaita kuinka pieni ero jäännösjännitteessä lopulta erottaa hyväksytyt jännitteenalenaman moottoreiden käynnistykseen yhteydessä ja syötönvaihdon käynnistykseen välillä 1,5 sekunnin jälkeen ja edelleen hätädieseileiden käynnistys ehdon toteutumaan viiden sekunnin jälkeen alijännitteen havaitsemisesta.



Kuva 5.3. Alijännitesuojauksen toimintarajat laitosautomaatiolle. [40]

5.4 Suojautuminen ylivirralla

Vikavirtojen hallinnalla on keskeinen merkitys teollisuuden- ja voimalaitosten sähkönjakeluverkoissa, koska näissä etäisyydet ovat lyhyitä ja oikosulkuvirrat kaikkialla suuria. Ydinvoimalaitoksen jakeluverkossa on useampia isoja muuntajia, generaattoreita ja paljon pyöriviä moottoreita, minkä takia oikosulkuvirrat pyrkivät kasvamaan suuriksi.

Ylivirtasuojauksen toiminta perustuu joko virran mittaukseen, kuten ylivirtarele ja differentiaalirele tai virran aiheuttamaan lämpenemään kuten sulakkeet ja johdonsoojakatkaisijat. Suojareleet voivat olla joko päävirtapiiriin (ensioreleet) tai mittamuuntajan toisiopiiriin (toisioreleet) kytkettyjä. Ylivirtarele toimii, kun virta ylittää sille asetellun raja-arvon. Rele ei havaitse virran suuntaa, joten se toimii hyvin vain säteittäisverkossa. Ylivirtarelettä voidaan käyttää säteisjohdolla, kun pienin vikavirta on isompi kuin suurin kuormitusvirta. Nykyisissä ylivirtareleissä on kaksi porrasta, josta toinen on aina vakioaikahidasteinen ($I >$) ja toinen voidaan valita joko vakioaika- tai käänteisai- kahidasteiseksi (I/t). Käänteisvaikutuksen jyrkkyys voidaan valita standardikäyriltä. Hidastamaton laukaisu tapahtuu jopa alle 30 ms. [21]

UPS -laitteet

UPS -varmennetuissa jakeluverkoissa tapahtuvissa oikosulkutilanteissa syöttö siirtyy UPS -syötöltä staattiselle ohitukselle, kun virta saavuttaa virtarajan. Tällöin oikosulkuvirta tulee syöttävästä verkosta UPS:in ohitse, jolloin vikavirta on suurempi ja vika saa-

daan nopeammin ja varmemmin poistettua verkosta. Vian poistumisen jälkeen syöttö palautetaan takaisin UPS:lle. Mikäli staattista ohitusta ei voida käyttää, pitää vika voida poistaa UPS -laitteiston syötöllä. [36]

5.5 Suojautuminen maasuluilta

Tyypillisesti ydinvoimalaitoksilla maasta erotetuissa verkoissa ensimmäisestä maasulusta aiheutuu hälytys ja toisesta maasulusta laukaisu. Maasta erotetussa verkossa maasulutilanteessa voidaan SFS 6001 mukaan toimia enintään kaksi tuntia. Käyttömaadoitettussa verkossa oikosulkusuojat toimivat myös maasulkusuojina, mikäli vikaresistanssi vikakohdassa ei ole liian suuri.

5.6 Suojautuminen taajuuden muutoksia vastaan

Voimalaitoksessa vallitsee täsmälleen sama taajuus kuin kantaverkossa voimalaitoksen ollessa kiinni kantaverkossa. Taajuus muodostuu kiinnostavaksi suureeksi lähinnä silloin, jos voimalaitos toimii irti kantaverkosta eli saarekekäytössä omakäytöllä. Ydinvoimalaitoksen saarekekäyttöä analysoidaan tarkemmin kappaleessa 9. Voimalaitos voidaan irrottaa kantaverkosta VJV mukaan, mikäli sähköverkon taajuus laskee alle 47,5 Hz:n [29]. Turbogeneraattorit on irrotettava verkosta, kun niiden taajuus laskee alle 47 Hz, koska turpiinien siivet voivat tällöin alkaa vaurioitua [21]. Voimalaitos voidaan joutua irrottamaan kantaverkosta myös paikallisen jänniteongelman vuoksi. Jänniteongelmia syntyy joko oikosulkujen tai ylijännitteen (suuren loistehon) takia. Lisäksi virheellisten kytkentätoimenpiteiden tai muiden virhetoimintojen vuoksi laitosyksikkö voi irrota kantaverkosta. Edellä kuvassa 5.1 on esitetty voimalaitokselta vaaditut ominaisuudet tuottaa tehoa verkkoon eri taajuuden- ja jännitteen vaihtelualueilla.

Edellä mainittujen seikkojen lisäksi VJV:ssä huomioidaan taajuusmuutokset seuraavasti: *”Voimalaitoksen säätö- ja suojausjärjestelmät on suunniteltava siten, etteivät verkon oikosulkujen tai kytkentätilanteiden synnyttämät hetkelliset taajuusmuutokset aiheuta kyseiseen verkkoon liitetyn voimalaitoksen irtoamista verkosta.”* [29]

Voimalaitoksen ollessa kiinni kantaverkossa voimalaitoksen kantaverkkosuojat vahtivat taajuutta. Mikäli taajuus laskee tai nousee yli sallittujen arvojen voimalaitos siirtyy saarekkeeseen. Päägeneraattorilla on lisäksi oma tahdissaolosuojaus, jonka havautuessa generaattori irrotetaan verkosta ja laitos siirtyy 400 kV syötölle.

Tahdissaolon valvoja

Tahdissaolovalvojaan kuuluu kaksi toimintoa: tahdissaolon ja jännitteen valvonnat. Tahdissaolon valvoja sallii katkaisijan kiinnikytkennän jälleenkytkennässä, kun jännitteet katkaisijan molemmin puolin ovat samassa tahdissa eli jännitteiden amplitudi-, vai-

he-, kulma- ja taajuuserot ovat alle aseteltujen arvojen. Jännitevahtiosa sallii kytkennän, kun katkaisijan toiselta tai molemmilta puolilta puuttuu jännite. [21]

5.7 Suojautuminen epäsymmetrisiä vikoja vastaan

Yleisimmät epäsymmetrisiä vikoja tuottavat viat ovat yksi- ja kaksivaiheiset oikosulut. Nämä viat poistuvat tavallisilla oikosulkusuojilla. Tämän lisäksi sähköverkkoja ja –laitteita suojataan nimenomaan epäsymmetrisiä vikoja vastaan epäsymmetriareleillä. Epäsymmetriareleet mittaavat verkosta joko maasulkuvirtaa tai -jännitettä ja vastavirtaa tai -jännitettä. Maasulkusuoja reagoi nollajännitteeseen U_0 ja I_2 suoja vastakomponenttiin. Mitattua suureta verrataan myötäkomponenttiin ja tämän eron noustessa yli sallitun tapahtuu hälytys ja/tai laukaisu. [41]

Myös pelkästään vaihekulmapoikkeamiin reagoivia releitä on kehitetty. Nämä kuuluvat vertoreleisiin, ja ne vertaavat johdon eri päiden virtojen amplitudia ja/tai vaihekulmaa (nollakohtia, suuntaa). Johtoa tarkkailevat vertoreleet tarvitsevat siten myös luotettavan viestiyhteyden keskenään. Vertorelettä käytetään usein pääsuojana silloin, kun distanssirele ei yksinään sovellu johdon lyhyiden vuoksi (≤ 10 km). [41]

Syöttöjännitteen epäsymmetria aiheuttaa tasasuuntaajien ulostulojännitteeseen aaltoilua. Tästä syystä Loviisassa osa tasasuuntaajista on suojattu laukaisevilla aaltoisuussuojilla. Suojaus on toteutettu 150 Hz:n yliaaltokomponentin RMS -arvon mittauksella. [28]

Olkiluodon tasasuuntaajissa ei pääsääntöisesti ole vaihesiirtosuojauksia. Niissä tasasuuntaajissa missä vaihesiirtosuojaus kuitenkin on, syöttöjännitteen vaihesiirtoa varten on suojaustoiminto ”*Synchronization monitoring*”. Se tarkkailee vaiheiden välistä kulma-eroa ja pysäyttää tasasuuntaajan toiminnan, jos vaihesiirto poikkeaa yli havahdusrajan + 32 % tai – 24 % puoliaallon pituudesta eli 10 ms:stä tai 180 asteesta. Jos kuitenkin vaihe-ero palaa takaisin + 20 % tai – 8 % sisälle yhden sekunnin aikana, tasasuuntaaja jatkaa toimintaansa. Jos havahtumisrajan ylittävä vaihe-ero kestää yli sekunnin, tasasuuntaaja pysähtyy pysyvästi. Tällä estetään väärät liipaisut ja suojataan siltaa sekä sulakkeita. UPS:in ohitukselle siirtyminen voi estyä, jos vaihe-erot ohitushaaran syöttöjännitteessä ovat suuria. [42]

Suomalaisten ydinvoimaloiden omakäyttösähkö otetaan OL3:a lukuun ottamatta blokkimuuntajan alajännitepuolelta. Koska blokkimuuntajan muuntajakytkentä on kaikilla ydinvoimalaitoksilla YNd, tarkoittaa se sitä, että kantaverkosta tuleva nollakomponentti ei pääse vaikuttamaan omakäyttöverkkossa. Mutta OL3:lla nollakomponentti sitä vastoin pääsee vaikuttamaan omakäyttöverkkoon aina turvaluokiteltua dieselnäköä myöten. Se mitä vaikutuksia tällä on, on toistaiseksi auki ja vaatinee lisäselvityksiä.

5.8 Maadoitus

Sähköverkon maadoittaminen on yksi suojaustoimenpide, jonka tarkoituksena on pitää maadoitusvastus ja kosketusjännitteet alhaisina ja näin lisätä sähkön käytön turvallisuutta. Maadoitetussa verkossa maasulkuvirta on lähes oikosulkuvirran suuruinen ja näin suojaus varmempi, nopeampi ja helpompi toteuttaa. Käyttömaadoituksessa virtapiirin osa yhdistetään maahan tehtävänään pitää virtajohtimien jännite-epäsymmetria ja nollavirta tarpeeksi pieninä. Suojamaadoituksessa taas maadoitukseen yhdistetään virtapiiriin kuulumaton jännitteelle altis osa, tehtävänään vaarallisen kosketusjännitteen eliminointi esimerkiksi eristysvian seurauksena. [21]

YVL 5.2 mainitsee maadoituksesta seuraavasti: ”Maadoitus- ja ukkossuojausjärjestelmät tulee suunnitella, asentaa ja ylläpitää siten, että ne suojaavat tehokkaasti ihmisiä, rakennuksia, laitteita ja sähkö- ja automaatiojärjestelmiä salamaniskujen aiheuttamilta ylijännitteiltä ja –virroilta sekä mahdollisilta muilta ilmastollisilta sähkömagneettisilta häiriöiltä. Maadoitusta suunniteltaessa sähköjärjestelmä tulee käsitellä kokonaisuutena, koska järjestelmän yhdenkin osan puutteellinen maadoitus saattaa altistaa koko järjestelmän häiriöille.” [7]

Ydinvoimalaitoksien omakäyttösähköverkon suurjännitetaso on tyypillisesti maasta erotettu ja keski- sekä pienjännitetasot ovat maadoitettuja. Kantaverkko on tehollisesti maadoitettu.

5.9 400 kV verkko

Tyypillinen 400 kV johdon suojaus sisältää kaksi distanssirelettä, nollavirtareleen, jälleenkytkentäreleen ja tahdissaolovalvojan. Distanssirele toteuttaa tarvittaessa aika- ja pikäjälleenkytkennät. Ylijännitteen ja relesuojauksen suunnittelun kannalta 400 kV verkko on tehollisesti maadoitettu, eli maasulkukerroin on enintään 1,4. Liittyjän sähkölaitteistoon kuuluvan muuntajan 400 kV tähtipiste on maadoitettu suoraan tai maasulkuvirtaa rajoittavan kuristimen kautta, ellei sähköjärjestelmän käyttö muuta edellytä. [21; 29]

Seuraavassa on kerrottu Olkiluodon 400 kV yhteysjohdon suojaus.

Maasulku

Olkiluodossa distanssireleet asetellaan siten, että ne havaitsevat maasulut seuraavasti:

- I porras 85 % johtopituudesta
- II porras ulottuu vasta-aseman ylitse
- III porras toimii varasuojana

Distanssireleet ovat kahdennettu ja lisäksi varustettu viestiyhteydellä, joka mahdollistaa nopeammat toiminnot.

Lisäksi Olkiluodossa on reservisuojana nollavirtasuojat (summavirtaperiaate).

OL1/2 päämuuntajien yläjännitepuolen tähtipiste on kuristimen kautta maahan kytketty, jolla rajoitetaan maasulkuvirta maksimissaan 15 kA, mikä on myös mitoitusperuste koko maadoitusverkolle. Kuristimen maadoitusjohtimeen on liitetty koko 400 kV verkon maasulkuja varten nollavirtasuoja. [19]

Oikosulku

Kunkin johdon oikosulkusuojina toimivat distanssireleet ja niiden kolmannet portaat toistensa varasuojina. [19]

Kytkinlaitoksilla on kiskodifferentiaalisuojat ja lisäksi distanssireleiden II sekä III portaat suojaavat kytkinlaitoksia. Myös ylivirtareleitä on osalla kytkinkentissä. [19]

Ylijännite

Päämuuntajat ovat tyypillisesti mitoitettu kestämään 8 % ylijännite pitkäaikaisesti. Lisänä muuntajissa on V/Hz -suoja ylimagnetointisuoja. OL laitokset irrotetaan verkosta 115 % jännitteellä. [19]

Alijännite

OL1/2 laitokset irrotetaan verkosta, mikäli jännite on pienempi kuin 85 % ja OL3, mikäli jännite on pienempi kuin 83 %. [19]

Suomessa kaikki 400 kV asemat ovat varustettu alijännitereleiden niin sanotuilla valmiuskytkennöillä. Valmiuskytkentä tarkoittaa reaktorien kytkemistä verkkoon ja muuntajan 110 kV:n katkaisijoiden avaamista. Tällä kytkentätoiminnolla nopeutetaan mahdollisen suurhäiriön jälkeistä käytön palautusta. [21]

Ali- ja ylitaajuus

Generaattorikiskon taajuusreleet irrottavat laitoksen verkosta, mikäli taajuus laskee alle 47 Hz tai nousee yli 54 Hz. [19]

5.10 110 kV verkko

Pääsuojareleenä toimii distanssirele ja sen varasuojana on käänteisaikahidasteinen ylivirtarele. Maasulkujen varalta on suunnattu maasulkurele. Ylijännite ja relesuojauksen suunnittelun kannalta 110 kV verkko on osittain maadoitettu ja maasulkukerroin on enintään 1,8. Liittyjän sähkölaitteistoon kuuluvan muuntajan 110 kV tähtipistettä ei yleensä maadoiteta. [21; 29]

Seuraavassa on kerrottu Olkiluodon 110 kV yhteysjohdon suojaus.

Maasulku

Maasulkusuojaus toteutetaan yhdessä distanssi-, maasulku- ja nollajännitesuojilla. 110 kV kytkinlaitoksen lähtöjen maasulkureleiden suojausalueeseen sisältyvät 110 kV kaapelit varasyöttömuuntajille saakka. [19]

Nollajännitereleet havahtuvat maasulkutapauksessa ja poistavat kaikkien maasulkureleiden lukitukset. Tällä varmistetaan, että epäsymmetriset kuormitus- ja kytkentätilanteet eivät aiheuta maasulkuvirtareleiden virheellisiä laukeamisia. Nollajännitereleet antavat tällöin hälytyksen. [19]

Oikosulku

Johdoilla on viestiyhteydellä varustetut distanssireleet molemmissa päissä. Ylivirtareleissa on pika- ja aikalaukaisuportaot. Pikalaukaisu toimii varsinaisena oikosulkusuoja-
na ja aikalaukaisu lähinnä varasuojana. OL3:lla varasyöttömuuntajien syöttökaapelit ovat varustettu differentiaalisuojareleillä. [19]

Ylijännite

Olkiluodossa kaikki 110 kV verkon laitteet ovat mitoitettu 123 kV jännitetasolle. Hetkellisiltä ylijänniteiltä jakelujärjestelmä on suojattu venttiilisuojilla, joiden nimellisjännite on 132 kV. Muuntajan tähtipiste on varustettu venttiilisuojalla, jonka nimellisjännite on 72 kV. [19]

Alijännite

Molemmat pääkiskot kytkinkentällä ovat varustettu alijännitereleillä. Näistä tulee hälytys valvomoihin, kun jännite on alle 85 % nimellisestä. [19]

6 ERILAISUUSPERIAATTEEN SOVELTAMINEN

Ydinvoimalaitosten turvallisuustoimintojen varmistaminen vikaantumisen varalta perustuu ensisijaisesti useampiin rinnakkaisiin osajärjestelmiin. Näin saadaan ydinvoimalaitosten reaktorisydänten sulamisriskin todennäköisyyttä pienennettyä huomattavasti, erityisesti yksittäisvioletta. Redundanssien lukumäärän lisääntyessä niistä saatava hyöty sydämen sulamisriskin pienentymiseen alkaa kuitenkin saturoitua nopeasti redundanssien lukumäärän saavuttaessa lukumäärän neljä. Näin tapahtuu siksi, että neljän redundanssin jälkeen niiden luotettavuutta alkaa suhteessa pienentää yhteisvikojen hallitsevuus. Kun redundanssin päälle sovelletaan diversiteettiä, saadaan yhteisvikojen hallitsevuutta pienennettyä merkittävästi. Yksistään diversiteetti ei vielä poista tarpeeksi yhteisvian mahdollisuuksia. Tämän takia diversiteetin kanssa rinnan sovelletaan erotteluperiaatetta. Näin saavutetaan riittävän pieni reaktorisydämen sulamistodennäköisyyttäsuureus 10^{-5} per vuosi eli yksi sydämensulamisonnettomuus 100 000 vuodessa. Diversiteetin soveltamista vaaditaan valtioneuvoston asetuksessa (733/08) 14§, missä edellytetään käyttämään tärkeimmissä turvallisuustoiminnoissa eri toimintaperiaatteisiin perustuvia järjestelmiä [5]. [H2]

Diversiteetin päätarkoitus on pienentää yhteisvikojen syntymisen todennäköisyyttä. Yhteisvikojen syitä voivat olla esimerkiksi puutteet suunnittelussa, valmistuksessa, testauksessa tai huollossa. Samoin laitteet tai järjestelmän ympäristöolosuhteet, kuten operaattorin inhimillinen virhe, voivat aiheuttaa yhteisvian. Yhteisvikamahdollisuuden arviointi perustuu käyttökokemuksiin, kvalitatiiviseen analyysiin laitteiden vikamekanismeista ja todennäköisyyspohjaiseen analyysiin. [43] Diversiteetillä pyritään eliminoidaan myös piilevien vikojen vaikutusta. Koska piilevien vikojen sijaintia ja laatua ei tiedetä eikä saada tietoon testauksilla, jää lähes ainoaksi mahdollisuudeksi torjua näitä ongelmia diversifioida järjestelmiä mahdollisimman monella ulottuvuudella.

Erilaisuusperiaatteen soveltamisessa, ja erityisesti diversiteetin eri ulottuvuuksien soveltamisessa, on hyvä tiedostaa laitteiden ja järjestelmien monimutkaisuuden lisääntymisen vaikutukset. Usein erilaisuuden lisääminen tarkoittaa entistä monimutkaisempien laitteiden lisääntymistä. Monimutkaisuuden lisääntyessä laitteet ovat usein herkempiä vikaantumaan ja häiriintymään. Erityisesti tähän kiinnittää huomiota OECD/NEA:n käyttökokemustyöryhmä Forsmark 1 tapahtumien johdosta. Loppuraportissaan työryhmä korostaa voimakkaasti voimalaitosten laitteiden lujan ja kestäväen rakenteen merkitystä sähköjärjestelmissä. Työryhmä kehottaa arvioimaan uudestaan laitteiden kestävyden näkökulmasta suunnittelustandardit, hyväksymiskriteerit ja suunnitteluperusteina olevat sähköhäiriöt. Näiden suositusten taustalla on Forsmarkissa kestä-

vämpien ja paremmin vikoja sietävien pyörivien muuttajien vaihto herkemmin vikaantuviksi tiedettyihin staattisiin muuttajiin ennen 2006 tapahtumia. [44]

Sähkötehon syöttölähteiden diversifioinnista YVL 2.7 mainitsee muun muassa näin: ”Ydinvoimalaitoksien suunnittelussa tulee ottaa huomioon se mahdollisuus, että laitoksen ulkoiset ja sisäiset vaihtosähkötehon syöttölähteet menetetään yhtä aikaa. Eri-laisuusperiaatteen mukaisesti laitoksella tulee olla käytettävissä vaihtosähkön syöttölähde, joka on riippumaton käyttötilanteita ja oletettuja onnettomuuksia varten suunnitelluista sähkötehon syöttölähteistä.” [43]

6.1 Sähköteholähteet laitosyksiköillä poikkeusolosuhteissa

Tavallisesti laitoksen häiriöttömässä toiminnassa laitos on kiinni 400 kV verkossa, lukuun ottamatta 400 kV yhteyden huoltokatkoja ydinvoimalaitosten vuosihuoltojen yhteydessä. Poikkeusoloilla tarkoitetaan tilannetta, missä sähköenergiaa ei saada laitoksen päägeneraattorilta ja generaattorikatkaisija on lauennut.

6.1.1 400 kV ja 110 kV yhteys

Kun laitosyksikkö ei saa sähköä omalta päägeneraattorilta, jää laitos ensisijaisesti kiinni 400 kV verkkoon. Tällöin laitos saa 400 kV verkosta omakäyttötehonsa häiriön ajan. Mikäli tämä ei onnistu, laitos pyrkii siirtymään 110 kV syötölle syötönvaihtoautomaattilaitteiston avulla. Päägeneraattori, 400 kV ja 110 kV sähköenergian teholähteet ovat syvyysuuntaisen puolustuksen tasolla I. Tästä on tarkemmin kerrottu kappaleessa 3.4.

6.1.2 Hätädieselgeneraattorit

Hätädieselgeneraattorit otetaan käyttöön vasta siinä vaiheessa, jos syvyysuuntaisen puolustuksen tason I teholähteet ovat poissa käytöstä, eli hätädieselit palvelevat syvyysuuntaisen puolustuksen tasolla II. Hätädieselgeneraattoreita on jokaisella laitosyksiköllä yksi jokaista sähkönsyöttödivisioonaa kohti. Laitosautomaatio käynnistää hätädieselgeneraattorit automaattisesti releen havahduttua alijännitteestä omassa divisioonassaan. Myös käsikäynnistys on mahdollinen. Hätädieselgeneraattoreilla laitos ajetaan hallitusti kylmään tilaan. Hätädieseleillä turvataan vain turvallisuuden kannalta tärkeiden laitteiden ja järjestelmien (TL2 ja TL3) sähkötehon saanti. Mikäli dieselkiskon syöttö vaihtuu hätädieselgeneraattorille, syötönvaihtoautomaatiikka kytkee ensin kuormitukset irti dieselkiskosta (puhdistuskäsky) ja vaihtaa syötön hätädieselgeneraattorille, minkä jälkeen kuormitukset palautetaan kiskoon portaittaisella kytkentäsekvenssillä. Näin vältetään jännitteen ja taajuuden romahdus käynnistystilanteessa ja mahdollistetaan hätädiesel-

generaattoreiden luotettava käynnistyminen vaativimpienkin kuormitustilanteiden ja olosuhteiden aikana.

Loviisan laitoksilla kaikki neljä hätädieselgeneraattoria ovat kooltaan 2,8 MW. Ne käynnistyvät automaattisesti paineilman avulla ja kytkeytyvät 6,3 kV keskijännitekiskoon. Olkiluodon käyvillä laitoksilla hätädieselgeneraattorit ovat 1,8 MW, sekä OL3:lla 6,2 MW. [9; 19]

6.1.3 Kaasuturbiinit

Mikäli hätädieseileilläkään ei jostain vakavasta yhteisvian syystä saada ydinvoimalaitoksille tarpeeksi sähkötehoa, käynnistyvät laitosalueen läheisyydessä olevat kaasuturbiinivoimalaitokset. Kaasuturbiinivoimalaitokset toimivat sekä kantaverkon reservinä että ydinvoimalaitosten varateholähteenä. Loviisassa oli kaksi kaasuturbiinia, mutta ne korvattiin kesän 2011 aikana dieselvoimalaitos EY07:llä.

Olkiluodossa on 100 MW:n (2x50 MW) kaasuturbiinivoimalaitos, joka liittyy 110 kV kantaverkkoon. Kaasuturbiinivoimalaitos otettiin käyttöön 2007. Pääasiallisena tehtävänä on varmistaa kantaverkon toimivuus nopeana reservinä, mutta samalla se varmistaa Olkiluodon ydinvoimalaitosten sähkönsaantia. Kaasuturbiinilaitos voidaan kytkeä syöttämään ydinvoimalaitoksien sisäisiä sähköverkkoja joko suoraan laitosten keskijännitekiskoja tai 110 kV verkon kautta. Kaasuturbiinivoimalaitoksen käynnistyksestä vastaa kaksi 800 kW dieselgeneraattoria, joista toinen on varalla. Käynnistys tapahtuu manuaalisesti joko kaukokäytöllä voimalaitoksilta tai Fingridin valvomosta. [10; 19; 35]

Vastaava kaasuturbiini-/dieselvoimalaitos on suunnitelmissa rakentaa myös tulevalle Fennovoiman laitospaikalle. Varavoimalaitos olisi kytkettynä 110 kV kytkinlaitokseen, mutta myös suora kaapeliyhteys ydinvoimalaitokseen on tarkoitus rakentaa. Varavoimalaitos tulisi toimimaan myös Fingridin varavoimalaitoksena, mutta Fennovoimalla olisi siihen ensisijainen käyttöoikeus. [10]

6.1.4 Vesivoimalaitokset

Laitoksia on mahdollista syöttää myös suoraan läheiseltä vesivoimalalta. Loviisan laitoksilla on 20 kV 21 km pituinen ilmajohto Ahvenkosken vesivoimalaitokselle. Yhteyden pääasiallisena tarkoituksena on korvata ydinvoimalaitoksien käynnin aikana korjauksessa oleva dieselgeneraattori, eli Ahvenkoski voi syöttää mitä vain divisioonaa, mutta vain yhtä divisioonaa kerrallaan. Ahvenkosken sähkönsyöttökyky laitosyksiköille on osoitettu kokeellisesti. Ahvenkoskiyhteyden käyttöönotto voidaan tehdä noin 2 – 4 tunnissa. [9; 10]

Olkiluotoon saadaan tarvittaessa sähköä Harjavallan vesivoimalaitokselta. Harjavallan vesivoimalan generaattorit ovat kytkettävissä syöttämään yksistään Olkiluodon 110 kV kytkinlaitosta. [19] Eli omaa erillistä syöttöyhteyttä ei ole, vaan Fingridin val-

vomosta voidaan tarvittaessa käyttötoimenpitein muodostaa oma erillinen yhteys. Tämän yhteyden luotettavuus ydinvoimalaitoksien käyttötarpeeseen on toki melko alhainen johtuen yhteyden sidoksesta kantaverkkoon. Myös Fennovoima suunnittelee Fingridin kanssa, että Fingridin 110 kV verkon kautta voitaisiin tarvittavin kytkennöin syöttää läheiseltä vesivoimalalta yksinomaan ydinvoimalaitosta [10].

6.1.5 Lisädieselaggregaatit ja siirrettävät generaattorit

Ydinvoimaloissa on hätädieselgeneraattoreiden lisäksi useampia eri tarkoituksiin tarkoitettuja dieselgeneraattoreita, joilla on myös turvallisuusmerkitystä. OL3:lla on kahdessa divisioonassa hätädieselin lisäksi SBO (Station Black Out) dieselgeneraattorit. SBO:t käynnistyvät vain manuaalisesti ja käynnistysaika on noin 30 minuuttia. SBO:t ovat kytketty välijännitteenä olevaan 690 V pienjännite kiskoihin. Täten ne syöttävät vain kaikkein kriittisimpiä turvallisuusjärjestelmiä kuten apu- ja ohjausjännitteiden latauslaitteita sekä jälkilämmönpoistoketjun tarvitsemia laitteita. SBO:t otetaan käyttöön vasta siinä vaiheessa, jos hätädieselit ovat yhteisvian myötä poissa käytöstä eli SBO:t palvelevat syvyysuuntaisen puolustuksen tasoilla III ja IV. SBO dieselgeneraattoreiden ja niiden suoja- ja ohjauslaitteiden valmistaja ja tyyppi ovat eri kuin hätädieseileiden, mutta niiden fyysinen sijainti laitosalueella on sama kuin hätädieseileillä. Täten SBO:t ovat diversejä laitoksen sisäisiä tapahtumia vastaan, mutta ei ulkoisia.

Olkiluodossa laitosalueella on kaksi siirrettävää dieselgeneraattoria käyville laitoksille vaihtosähkönmenetyksen varalta ja hätädieselin reserviksi. Siirrettävillä generaattoreilla ohjataan tärkeimpiä venttiileitä, tulvitetaan alakuivatila ja vesitäytetään suojarakennus. Siirrettävän generaattorin kytkennät tehdään reaktorirakennuksen seinässä oleviin kytkentäpisteisiin. Generaattoreiden siirtelyn toteuttaa Olkiluodon palokunta. [19]

Loviisassa on hätädieseileiden lisäksi vakavien reaktorionnettomuuksien hallitsemiseksi muista järjestelmistä erillinen ja riippumaton sähkönsyöttö toteutettu erillisillä SAM -dieseileillä (Severe Accident Management). Jos omakäytön syöttö ulkoisesta verkosta ja hätädieselgeneraattoreilta on menetetty, purkautuvat Loviisassa akut suhteellisen nopeasti, sillä osalla Loviisan akustoista on 15 minuutin toiminta kapasiteetti. Osin näitä tilanteita varten on laitoksen tärkeimmille tasasuuntaajille rakennettu varasyöttöjärjestelmä, joka saa tehonsa suojakuoren ulkopuolisen ruiskutusjärjestelmän SAM -dieselgeneraattoreilta. SAM -dieselit käynnistyvät automaattisesti alijännitteestä ja palvelevat syvyysuuntaisen puolustuksen tasoilla III ja IV. [9]

Myös Fennovoima suunnittelee laitoksen ulkopuolelle siirrettäviä aggregaatteja ja hätädieseileiden varalle sekä reserviin dieselgeneraattoreita. [10]

6.1.6 Laitoksien välinen yhteys

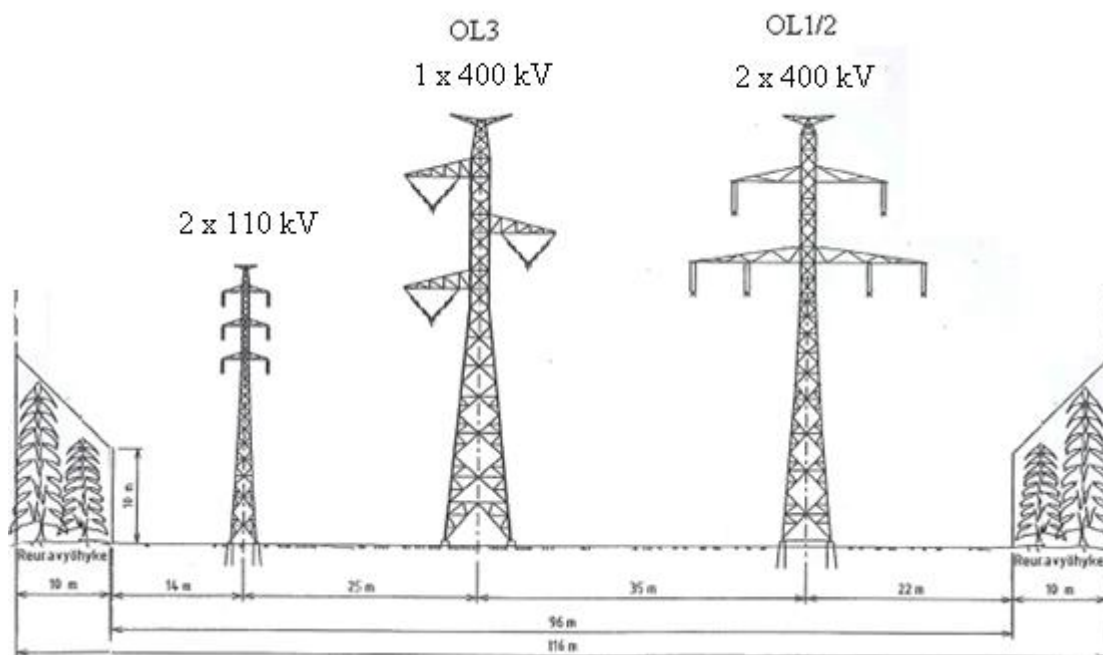
Mikäli kantaverkko on kaatunut tai syöttöyhteydet ovat poikki laitosalueelle ja jokin ydinvoimalaitosyksikkö on kyennyt siirtymään omakäytölle, voidaan tältä käynnissä olevalta laitosyksiköltä syöttää viereisiä laitosyksiköitä. Syöttö tapahtuu kaapeliyhteydellä dieselkiskojen välillä. Tässä syöttöyhteydessä on kiinnitettävä erityisesti huomiota häiriöiden leviämisen estämiseen, jotta ei jo valmiiksi kriittisessä tilanteessa poikkeavilla toimenpiteillä pahenneta tilannetta entisestään. Tämä toiminta on kuitenkin äärimmäisen poikkeuksellinen, eikä siitä ole toistaiseksi käytännön kokemusta ja siten myös toiminnan luotettavuutta ei pidetä kovin korkeana.

6.2 Sähkönjakelutien diversifiointi laitoksilla ja laitosalueella

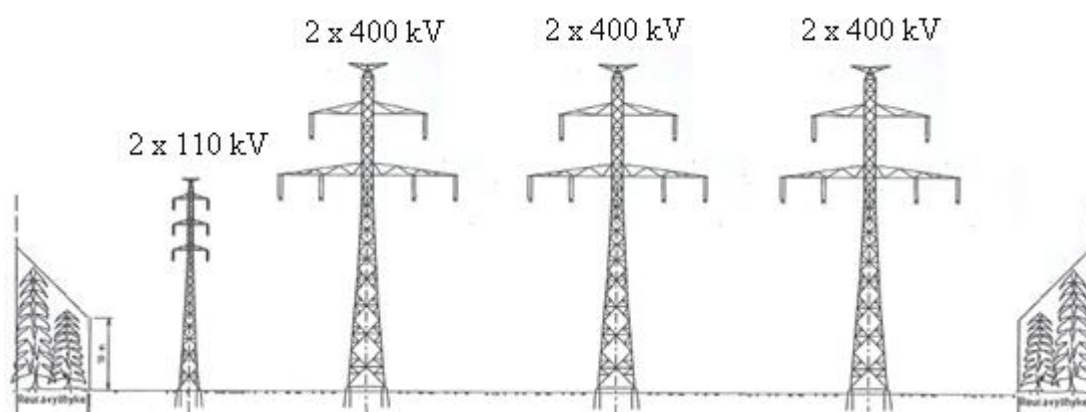
Sähkötalon saatavuuden ohella on kiinnitettävä huomiota sähkön jakelutien luotettavuuteen ja toimivuuteen. Yleisesti on oletettu, että verkko pystytään eheyttämään suurella todennäköisyydellä tunnin kuluessa verkon menetyksestä [45]. Fingridin näkemyksen mukaan kantaverkon kaatumisen jälkeen jännite palautetaan aina kantaverkkoon pohjoisesta Ruotsin kautta. Näin kantaverkon palauttamisen on arvioitu vievän Fingridin mukaan alle neljä tuntia. [H3] Täten mielenkiintoinen aihe on kuinka tämä sähkö saadaan ydinvoimalaitoksen sisällä oleville tärkeille sähkönkuluttajille ydinvoimalaitoksen lähialueelta, kantaverkosta tai kaasuturbiineilta. Lyhyt aikaisiin ja nopeisiin sähköongelmiin nämä sähköteholähteet eivät juuri auta, mutta näitä lyhytaikaisia ongelmia vastaan varaudutaan laitossuunnittelulla, kuten ei-sähkötoimisilla turvalaitteilla, sähköakustoilla, vesivarastoilla ja erilaisilla lauhduttimilla. Sähkönjakelutien toimivuutta voidaan lisätä lähinnä erottelu- ja erilaisuusperiaatteella, koska rinnakkaisuutta on jo toteutettu eikä sen lisääminen ole enää kovin mahdollista johtuen ainakin fyysisen tilan ja ylläpidosta seuraavista ongelmista. Erilaisuutta olisi lisättävä myös siitä syystä, että kokemukset osoittavat yhden häiriön voivan vikaannuttaa kaikki laitoksen samaa tehtävää suorittavat osat. Sähkön jakeluteiden luotettavuus on noussut uudelleen esiin Japanin kevään 2011 tapahtumien myötä, koska siellä kantaverkon lähialueen kaatumisen lisäksi jakelutiet tuhoutuivat voimalaitoksille, mikä hidasti sähköjen palautusta entisestään.

6.2.1 Ilmajohdot

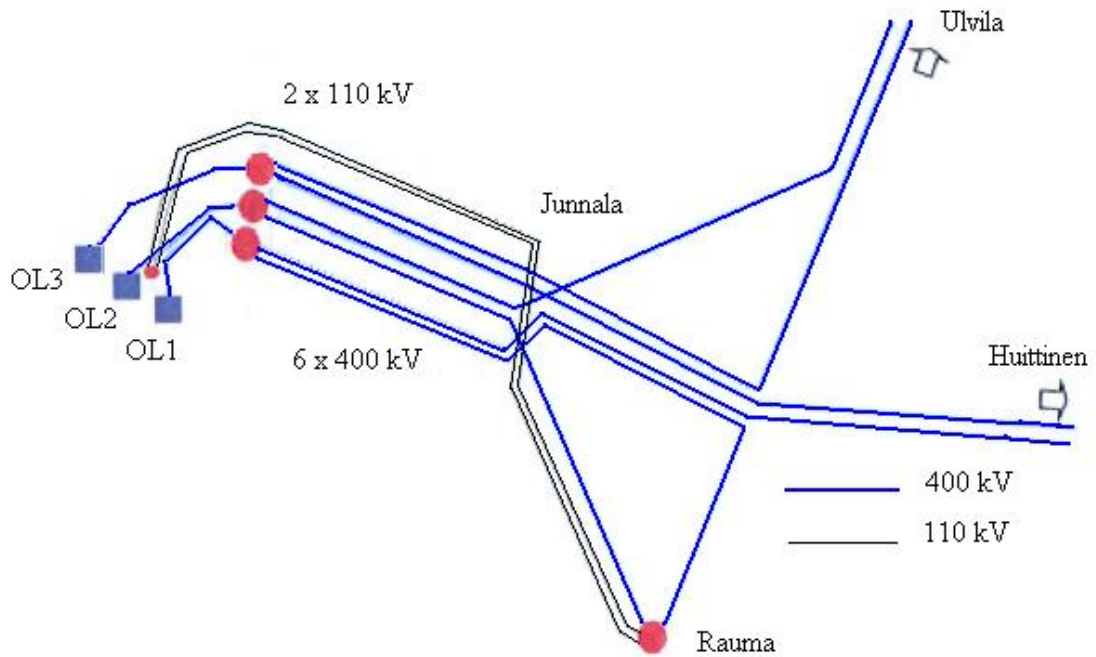
400 kV verkkoyhteys ydinvoimalaitoksilta kantaverkkoon on ilmajohdoilla. Käytännössä kaapelointi ei olisi edes mahdollista. Olkiluodon kantaverkkoyhteydet näkyvät kuvissa 6.1, 6.2 ja 6.3. Olkiluodossa yhteydet ovat toteutettu niin kutsutuilla kaksoisjohdon teräspylväillä. Varayhteydet 2 x 110 kV on myös kaksoisjohdon teräspylväillä. Kytkincentällä tarkoitetaan sitä sähköasemaa, joka on aivan laitoksen vieressä ja 400 kV kytkinlaitoksella sitä sähköasemaa, joka on noin 3 km päässä laitoksista.



Kuva 6.1. Olkiluodon johtokatu blokkimuuntajilta 400 kV kytkinlaitokselle, noin 3 km pituinen. [19; 46]

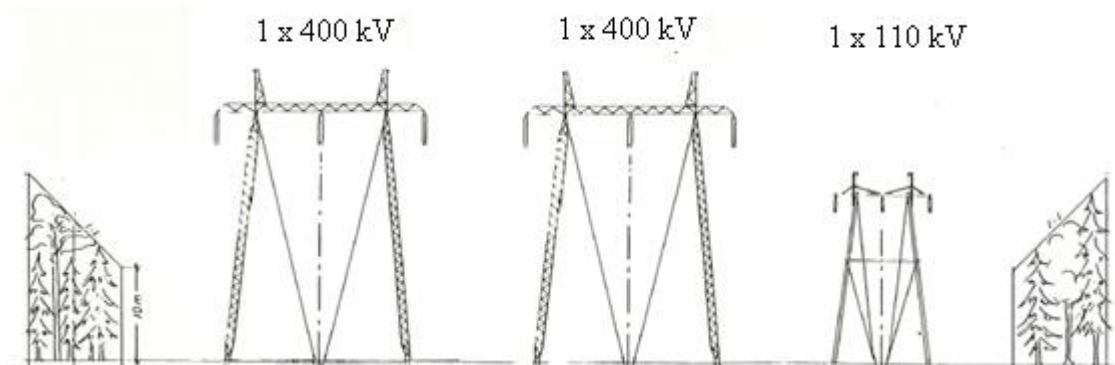


Kuva 6.2. Johtokatu Olkiluodon 400kV kytkinlaitokselta valtakunnan verkkoon päin noin 7,5 km matkalla. [19; 46]

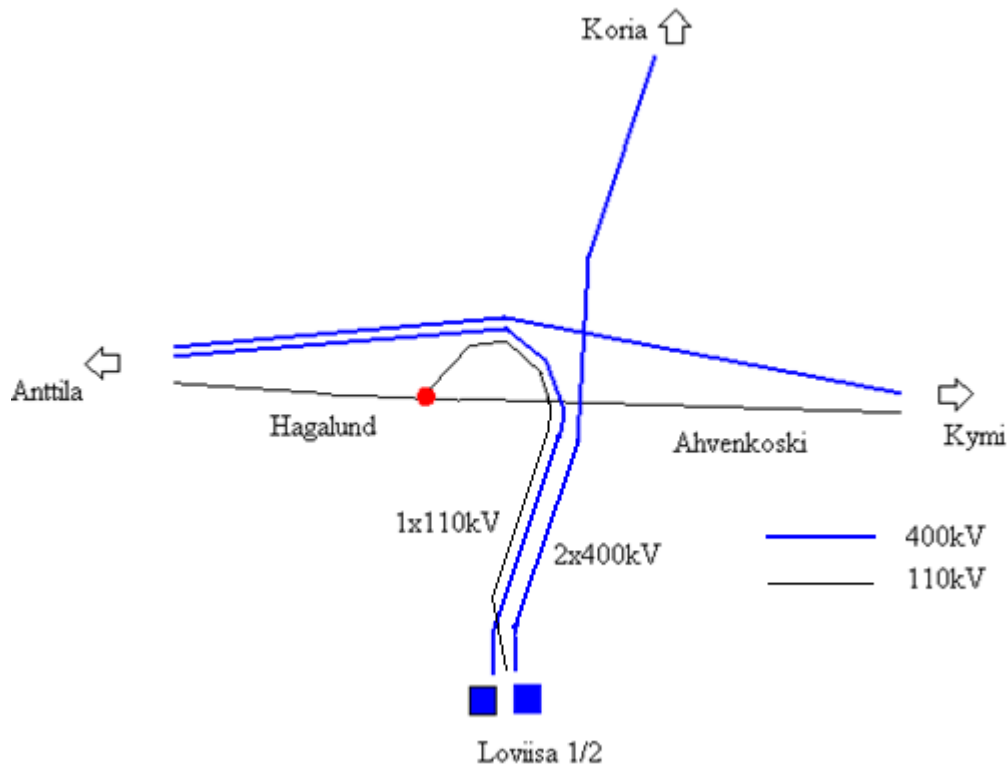


Kuva 6.3. Olkiluodon lähialueen kantaverkko. [35]

Loviisan kantaverkkoyhteydet näkyvät kuvissa 6.4 ja 6.5. Yhteydet ovat toteutettu kahdella 400 kV harustetulla pylväällä ja yhdellä 110 kV yhteyden harustetulla pylväällä. Tosin, noin 8 km matkalla 400 kV yhteys on toteutettu samanlaisella kaksoisjohdon teräspylväällä kuin Olkiluodossakin.



Kuva 6.4. Loviisan johtokatu laitoksen kytkinkentältä valtakunnanverkkoon päin noin 11 km matkalla. [9]



Kuva 6.5. Loviisan lähialueen kantaverkko.

Kun kaksi eri johtoa asennetaan samalle pylvälle ja/tai ahtaalle johtokadulle, on hyvin mahdollista, että yksittäisvika leviää yhteisviaksi. Näitä yhteisvian alkutekijöitä voivat olla muun muassa suora salamaisku, takaisku salamasta, pylvään kaatuminen, johtimen katkeaminen tai myrskyn ilmaan nostattamat roskat, kuten maanviljelijöiden pyöröpaalien muovit, joista on tunnetusti huonoja kokemuksia. Lisäksi yhteisvian riskiä nostavat johtojen risteävät kohdat johtokadulla. Näin ollen vakavan yhteisvian alkutapahtumana voi olla johtojen risteyskohdassa sattuva yksittäisvika. Esimerkiksi yksittäisen johtimen katkeamisesta on hyvin todennäköistä menettää koko kantaverkkoyhteys ja lisäksi on huomioitava tästä lähellä tapahtuvasta oikosulusta syntyvästä voimakkaasta transientista lähtevä syöksyaalto, joka voi vaurioittaa laitteita voimalaitoksen sisällä. Edelleen on huomioitava, että mikäli ydinvoimalaitoksen johtokadulla menetetään useamman kuin yhden ydinvoimalaitosyksikön yhteys, ei kantaverkko kestä tuotannon putoamista, vaan kantaverkko romahtaa ainakin osittain. Täten erityisesti yhteispylväiden käyttöä ja johtojen risteämistä olisi syytä harkita kriittisesti [H4].

Johtimien asennuksesta päällekkäin on osittain luovuttu Suomessa, koska siitä aiheutuu muutamia riskejä. Jääkuormien irrotessa päällekkäin olevat johtimet saattavat päästä koskettamaan toisiaan, kun alempi johdin ponnahtaa ylöspäin jääkuorman pudotessa johtimelta pois. Toisekseen kaksoisjohdon teräspylväs on alttiimpi salaman iskuille kuin harustettu metallipylväs, johtuen harustetun pylvään matalammasta profiilista. Siis OL3 yhteyskin on yhtä todennäköinen salaman iskukohta kuin OL1/2 johto blokkinuuntajan ja sähköaseman välillä. Kaksoisjohdon teräspylvään korkeus on luokkaa 45

m, kun harustetulla metallipylväällä korkeus on luokkaa 30 metriä. [21] Yleensä täysikasvuinen vankka metsä on noin 30 metristä.

IAEA:n Safety Standards Series No. NS-G-1.8 käsittelee sähköjärjestelmiä ja siellä mainitaan muun muassa seuraavaa kantaverkkoyhteydestä kohdassa A9: mikäli kantaverkkoyhteyksiä on useampia kuin yksi, pitää nämä olla erotettu toisistaan asianmukaisesti tai liitetty eri osiin kantaverkkoa, jolloin vältetään yhteisvioilta. Tilanteessa, jossa voimalaitos on liitetty kantaverkkoon vain yhdellä johdolla, ei tämän johdon kanssa samoilla pylväillä saa olla muita siirtojohtoja. [47] Täten on mielenkiintoista, että Suomessa on sallittu yhteispylväiden käyttö liityntäjohdolla ja edelleen ilmajohtojen risteäminen.

6.2.2 Maakaapelit

110 kV yhteys on toteutettu nykyisellään maakaapeleilla voimalaitoksen sisältä voimalaitoksen viereiselle kytkinkentälle. Maakaapelit sijaitsevat tunneleissa maassa ja ovat siten paremmin suojassa samoilta ulkoisilta uhilta kuin ilmajohdot, mikä parantaa laitoksen suojausta. Maakaapelointi lisää erilaisuutta laitoksien syöttöyhteyksissä. Maakaapeliyhteys on suojassa erityisesti kovia tuuliolosuhteita vastaan, mistä aiheutuu lentävien roskien ja romun lisäksi pylväiden kaatumisvaara. Teoriassa on mahdollista, että toisen kantaverkkoyhteyden pylvään kaatuminen katkaisisi myös toisen kantaverkkoyhteyden. Fortumin mukaan pidempiaikaisen verkkoyhteyksien katkeamisen syy voisi olla lähinnä vain kova tuuli, trombit ja syöksyvirtaukset. [10] Näiltä ilmastollisilta uhilta maakaapelit ovat suojassa. Lisäksi kaapeliyhteyden etuja ovat, esimerkiksi salamasta alkunsa saaneen, ylijännitetransientin vaimeneminen huomattavasti kulkuvaallon edetessä ilmajohdosta kaapeliin. Sillä aaltoimpedanssin amplitudi pienenee johdon haarautuessa sekä kaapelin ja avojohdon yhtymäkohdassa tapahtuviin heijastuksiin. Kun kaapelin aaltoimpedanssi on esimerkiksi 1/10 avojohdon aaltoimpedanssista, on kaapelissa jatkava aalto 18 % ilmajohdosta tulevasta aallosta. Tämän perusteella toisinaan myös väitetään, että kaapelit suojaavat itse itsensä ylijännitteiltä eikä erillisiä ylijännitesuojia tarvita. Tosin tämä väite on vähän turhan optimistinen, mutta ei täysin vääräkään. [22]

Loviisan uudelta varavoimalaitokselta voidaan ydinvoimalaitosyksiköitä syöttää kaasuturbiinilaitoksen tavoin joko 110 kV kytkinkentän kautta tai suoraan laitoksien 6,6 kV kiskoja maakaapeleiden kautta. Maakaapeliyhteyttä ei ole ollut kaasuvoimalasta laitosyksiköille. Olkiluodossa 110 kV yhteys laitoksilta sähköasemalle on toteutettu yksivaiheisilla PEX- maakaapeleilla. Kytkinkentältä siirtoverkkoon on avojohdot. [19] Fennovoima suunnittelee 110 kV laitosyhteyksien siirtämistä maakaapeleiksi ennen laitosaluetta. Lisäksi Fennovoima suunnittelee siirrettäville aggregaateille maahan kaivettavia voimansyöttökaapeleita, jotka olisivat normaalisti kylmillään kaivannossaan, mutta tarpeen vaatiessa näillä voitaisiin syöttää laitosta. [10]

Näin ollen mikäli laitoksien sähkönsaantia ja siten turvallisuustasoa halutaan parantaa, olisi suositeltavaa ensisijaisesti jatkaa pidemmälle 110 kV kantaverkkoyhteyden maakaapelointia, eikä vain laitoksen ja laitoksen kytkinkentän väliä. Esimerkiksi Olki-

luodossa laitokselta Rauman sähköasemalle ja Loviisassa laitokselta Hagalundin sähköasemalle, tai vähintään 400 kV yhteisen johtokadun osuudelta, 110 kV ilmajohto olisi kaapeloitava.

6.2.3 Kaasueristeiset kytkinasemat

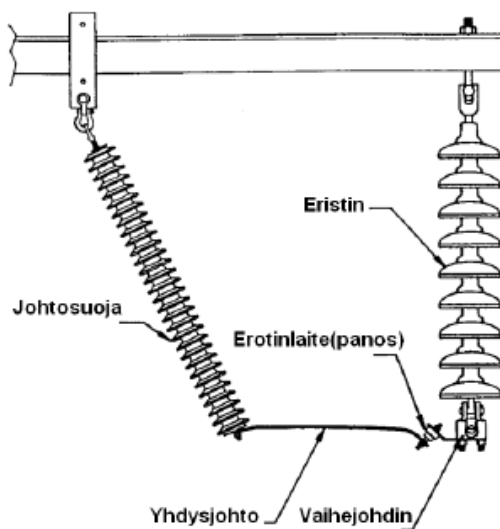
Fennovoima tulee rakentamaan 110 kV kytkinasemansa kaasueristeisenä. Muuten Suomen ydinvoimalaitoksilla ei ole kaasueriteisiä kytkinasemia käytössä. Kaasueristetyt kytkinlaitokset ovat yksi- tai kolmivaiheisesti koteloituja. Kolmivaiheista kotelointia käytetään yleensä maksimissaan 123 kV asti. Kaasueristeisen kytkinaseman vahvuuksia ovat sisäisten vikojen pienempi taajuus, aseman pienempi tilan tarve ja parempi suojaus ympäristön haittavaikutuksilta kuten likaantumisilta. Yleisin käytetty eristyskaasu on SF₆. Kaasueristeisen aseman heikkoutena on asennuksessa tarvittava todella korkea huolellisuus ja laatu. Sillä jo pienetkin kaasutilaan jääneet epäpuhtaudet saattavat heikentää oleellisesti koko eristysrakenteen jännitelujuutta. Myös asennusvirheet ja jännitteisten osien epäkeskisyys suhteessa koteloon pienentävät kaasueristetyn laitoksen luotettavuutta. Elektrodipintojen epätasaisuudesta johtuvaa jännitelujuuden alenemista voidaan estää maalaamalla pinnat johtavalla maalilla. Erittäin huolellinen asennustyö on oleellinen osa kaasueristeisen kytkinlaitoksen rakentamista, koska käytön aikana tapahtuneiden läpilyöntien korjaaminen on kallista, asennuksen yhteydessä laadunvarmistukseen onkin kiinnitettävä erityistä huomiota. Lisäksi käytettäessä puhdasta SF₆ kaasua on huomioitava sen melko alhainen nesteytymislämpötila, sillä käyttöpaineen ollessa esimerkiksi 6,0 bar 20 °C lämpötilassa nesteytymisraja saavutetaan noin – 30 °C lämpötilassa. Tämä tulee ottaa huomioon Fennovoiman tulevan laitoksen pohjoisessa sijainnissa. Nesteytymisrajaa voidaan tosin manipuloida esimerkiksi tyypellä tai hiilitetrafluoridilla. [10; 22]

Sähköasemat ovat Suomessa suojattu ukkosköysillä salamoita vastaan. Mikäli näitä ukkosköysien sijaintia ja asennusta ei ole toteutettu huolellisesti, on mahdollista, että köyden pudotessa putkikiskoja päälle lamaantuu koko sähköasema. Sähköasemien ukkosköysissä piilee täten yhteisvian vaara. Ulkomaille on ukkosköysien sijaan yleisempää käyttää juuri tästä syystä suojamastoa, joka houkuttelee salamat itseensä. Tosin suojamaston kaatuminenkin on riski, mutta sen sijainnilla voidaan riskiä pienentää. Kaasueristeiset kytkinasemat ovat suojassa näiltä ukkossuojauksen yhteisvioletta ja täten onkin syytä harkita 110 kV sähköaseman toteuttamista kaasueristeisenä. [22]

6.2.4 Suojaukset, releet

Suosittelavaa olisi voimalaitoksia syöttävien lähialueen ilmajohtojen suojaustason parantaminen johtosuojauksella (*line surge arresters*) [H4]. Johtosuojilla saataisiin vähennettyä erityisesti transienttiylijännitteiden etenemistä ja kaksoisjohtojen pylväillä käytettynä saataisiin yhteisvikaantumisen todennäköisyyttä pienennettyä [21]. Toistaiseksi

johtosuojia ei ole hyödynnetty voimalaitosten läheisyydessä, vaikka johtosuojista on saatu jo varsin positiivisia käyttökokemuksia Suomessa ja ulkomailla. Johtosuojien käyttö tarjoaa tehokkaan tavan katkojen vähentämiseen ja ylijännitteiden parempaan hallintaan. [48] Parhaan suojaustason tarjoaisi malli, jossa johtosuoja (MO-suoja) olisi asennettuna kuvan 6.6 tavalla jokaisen pylvään jokaiseen vaiheeseen, mutta jo joka toiseenkin pylvääseen asentamalla saataisiin suojaustasoon parannusta. Salamän iskiessä suoraan avojohtoon sen ylijännite purkautuu yhden – kahden pylvään kautta maahan. Tämä siis tarkoittaa, että haluttaessa ensisijaisesti suojata ydinvoimalaitoksen sähköjärjestelmät riittäisi asentaa johtosuojia vain läheisimmille pylväille eli blokkimuuntajan ja kytkinlaitoksen välille. Mutta mikäli halutaan parantaa myös ydinvoimalaitoksen kantaverkkoyhteyden luotettavuutta ja sähkönlaatua, olisi suositeltavaa asentaa johtosuojia kytkinlaitokselta eteenpäinkin yhteispylväille.



Kuva 6.6. MO-suoja asennettuna johtosuojaksi suurjännitelinjalle tukieristimen rinnalle. [48]

Tosin voimalaitosten yhdysjohdoilla ei ole toistaiseksi tapahtunut juurikaan sellaisia tapahtumia, joihin nämä johtosuojat olisivat auttaneet. Syy erityisesti länsi-rannikon pieneen vikataajuuteen lienee vähäinen salamointitiheys, verrattuna esimerkiksi Itä – Suomeen, missä johtosuojilla on saatu vikataajuutta parannettua. Eli sinänsä tarvetta johtosuojille ei ole. Lisäksi täytyy muistaa, että johtosuojakin voi vikaantua eli toisaalta voidaan päästä pienemmällä vikataajuudella, kun pidetään järjestelmä mahdollisimman yksinkertaisena. [H3]

Liityntäjohdon MO -johtosuojien lisäksi olisi suositeltavaa lisätä vastaavien kipinävälittömien tai kipinävälillisten (koteloituna) johtosuojien lisäämistä generaattorikiskolle ja dieselkiskojen syöttöjen alkupäähän. Tällä hetkellä kyseiset suojaukset perustuvat vain releisiin (osin kahdennettuihin), ja nämä releet ovat aktiivisia suoja. Nämä aktiiviset suojat tarvitsevat apusähköä ja ohjelmoitavaa logiikkaa toimiakseen. Näihin voi tulla tai jäädä piileviä vikoja, jotka paljastuvat vasta liian myöhään. Näin kävi Forsmark 1 2006 tapahtumassa, missä laitoksen irtikytkentä viivästyi osin poikkeuksel-

lisen kytkentätilanteen ja osin virheellisen asettelun johdosta. Myös OL1 2008 tapahtumassa nämä olisivat olleet hyödyksi. Passiivisten suojien (MO-suojien) etuna on, että ne toimivat ilman ulkoista käyttövoimaa ja ovat suurelta osin riippumattomia ulkoisista tekijöistä kuten kytkentätilanteista. Passiiviset suojat ovat myös hyvin käyttövarmoja. Erityisesti kipinävälillisten suojien heikkoutena on epätarkka syttymisjännite, mutta tätä epätarkkuutta voitaisiin varmasti pienentää suojan koteloinnilla ja valmistuksen laatua parantamalla. Valmistuksen laadussa on varmasti kehitettävää, koska valtaosa käytetyistä kipinävälillisistä suojusta menee tällä hetkellä kohteisiin, missä ei tarvita erityisen korkeaa laatua ja tämä heikentää suojien tilastotietoa. Lisäksi herää kysymys, tarvitseeko passiivisen ylijännitesuojan syttymisjännitteen olla kovin tarkka, koska kyseessä olisi varasuojaus ja varasuojan päätarkoitus olisi estää OL1 2008 kaltaisten huomattavan suurien (esim. > 125 %) ylijännitteiden siirtyminen. Suomessa ei ole kovin yleisesti käytetty suojakipinävälejä sähköasemien suojauksessa, mutta ulkomailla tämä on hyvinkin yleistä [21].

Mielenkiintoinen kysymys on, miksi ydinvoimaloiden sähköjärjestelmissä ei ylipäätään suosita passiivisia suoja ja järjestelmiä edes varasuojina? Koska samaan aikaan reaktoriturvallisuudessa passiiviset järjestelmät ja laitteet ovat hyvin keskeisessä osassa ydinturvallisuuden parantamista. Lisäksi valtioneuvoston asetuksessa (733/08) 14§ sanotaan, että ”*Jos turvallisuustoiminnon varmistamisessa ei voida käyttää hyväksi luontaisia turvallisuusominaisuuksia, on ensisijaisesti käytettävä järjestelmiä ja laitteita, jotka eivät tarvitse ulkoista käyttövoimaa...*” [5].

Bollenin *Understanding Power Quality Problems* teoksessa on esitetty kuinka monta käyttökeskeytystä kohdistuu releisiin ja sulakkeisiin 1000 komponenttia kohti vuodessa. Tiivistelmä kyseisestä taulukosta on esitetty taulukossa 6.1.

Taulukko 6.1. Käyttökeskeytysten lukumäärä 1000 komponenttia kohti vuodessa. [49]

Elektroninen relejärjestelmä	30...100
Elektroninen rele (yksi toiminto)	5...10
Mekaaninen rele	1...4
Sulake	0,2...1

Taulukon perusteella voidaan todeta, että pelkästään elektronisten relejärjestelmien varaan laitoksen suojausta ei kannata jättää. Kun toistaiseksi laitosten suojaus on perustunut mekaanisiin releisiin ja niistä on saatu paljon käyttökokemuksia ja niitä osataan käyttää, kannattaa siirtyminen elektronisiin releisiin ja –järjestelmiin tehdä varovasti. Esimerkiksi siten, että elektronisten releiden rinnalla toimii varasuojana mekaaniset releet niin kauan, että elektronisista releistä on saatu tarpeeksi käyttökokemuksia.

Diversifioinnin eri ulottuvuuksien (kohta 3.2.3) hyödyntäminen tulee lähitulevaisuudessa erityisesti releiden ja suojalaitteiden kohdalla yhä tärkeämmäksi ja sitä tulisi hyödyntää enemmän. Näin siksi, että näihin päiviin asti Suomessa ydinvoimalaitok-

silla sähköjärjestelmien suojaus on perustunut pääasiassa mekaanisiin suojalaitteisiin, mutta nämä alkavat olemaan historiaa ja nykyisin sekä tulevaisuudessa asennettavat releet ovat yhä enemmän ohjelmoitavia releitä. Ohjelmoitavien releiden monimutkaisuuden myötä inhimilliset virheet tulevat lisääntymään valmistuksessa, asennuksessa ja ylläpidossa. Inhimillisistä virheistä, joita ei voida täysin poistaa, johtuvien yhteisvikojen todennäköisyyttä voitaisiin helpoiten pienentää diversifioinnin eri ulottuvuuksien tehokkaammalla soveltamisella.

6.2.5 DC/AC -muuttajat

Vaihtosuuntaajien virheellinen toiminta on ollut merkittävässä roolissa Forsmarkin 1 ja 2 sekä OL1 2008 tapahtumissa. Tämän takia näitä käsitellään lyhyesti myös tässä työssä.

DC/AC pyörivät muuttajat

Pyörivällä muuttajalla tarkoitetaan tässä tapauksessa sähkölaitetta, joka muuttaa tasasähköä 50 Hz vaihtosähköksi. Muuttaja koostuu tasasähkömoottorista ja sen pyörivän akselin päähän liitetystä vaihtovirtageneraattorista. Pyörivien muuttajien etuja ovat EMC- ja sähköisten häiriöiden parempi immunitetti sekä ulostulojännitteen pienempi aaltoilu, mutta toisaalta näiden tilan tarve on suurempi ja huolto on toisaalta vaativampaa kuin staattisilla muuttajilla. [50]

Loviisassa erikoisvarmennettua vaihtosähköverkkoa syötetään laitoksen yleiseen käyttöön kahdella pyörivällä muuttajakoneella, jotka saavat tehonsa akkuvarmennetuista tasasähkökeskuksista. Muuttajakoneet ovat 50 kW tehoisia. Generaattorit syöttävät 0,4 kV keskuksia. Loviisan laitoksella on myös staattisia vaihtosuuntaajia. [9]

Forsmarkin 1 laitoksella pyörivät muuttajat korvattiin vuosina 1993 - 1994 staattisilla UPS laitteistoilla. Uusien UPS laitteiden herkempi vikaantuminen ja osin puutteellinen selektiivisyys oli osasyynä Forsmark 1 2006 tapahtumien pahenemiseen. Selektiivisyys oli osin menetetty, kun haluttiin mahdollistaa akustojen pikalataus, joka vaati suurempaa tasasuuntaajan syöttöjännitettä. [1]

Ruotsin Ringhalsin 1 laitoksella on käytössä pyöriviä muuttajia venttiileiden syötössä ja 2 laitoksella I&C syötöissä. Käyttökokemukset näistä pyörivistä muuttajista ovat olleet toistaiseksi hyviä. Lisäksi kaikilla kolmella Ringhalsin PWR laitoksella pyörivät muuttajat syöttävät säätösauvakoneistoja. [H5]

Britanniassa on toistaiseksi käytössä pyöriviä muuttajia muutamilla laitoksilla, mutta näitä muuttajia ollaan parhaillaan korvaamassa staattisilla muuttajilla. [H6]

DC/AC staattiset muuttajat

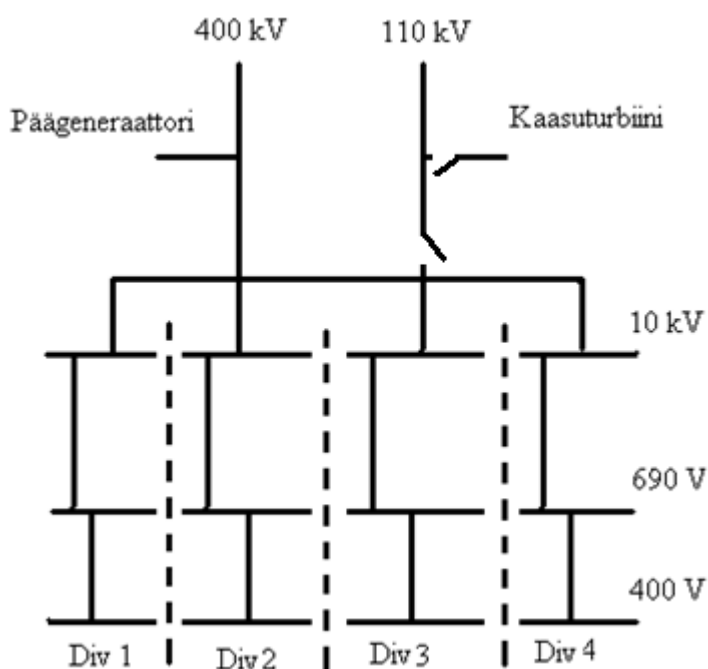
Staattisilla muuttajilla tarkoitetaan tehoelektronikan komponenteilla toteutettua muuttajaa, joka tekee tasasähköä 50 Hz vaihtosähköä. Nämä staattiset muuttajat ovat nykyään huomattavasti yleisempiä kuin pyörivät muuttajat. Olkiluodossa kaikki ja suurin osa Loviisan muuttajista on staattisia muuttajia.

Sähkönjakeluun saataisiin lisää diversiteettiä käyttämällä rinnan pyöriviä ja staattisia muuttajia. Näin on toimittu muun muassa Saksassa. [50] Rinnan käyttö lisäisi turvallisuustasoa, koska näillä muuttajilla on erilaiset vikaantumismekanismit ja ne vikaantuvat eri syistä.

7 2/4 -DIVISIOONAN ERIYTETTY SÄHKÖNSYÖTTÖ

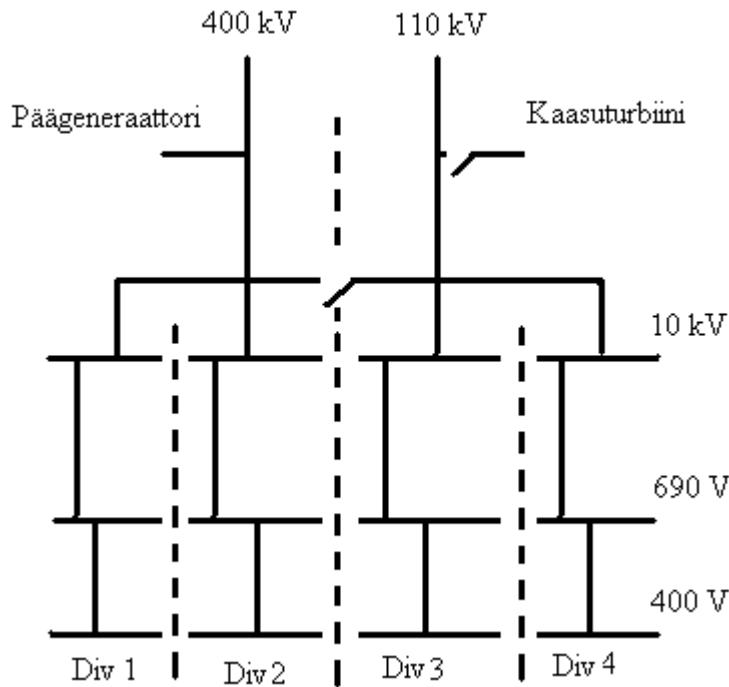
2/4 -divisioonien eriytettyllä sähkönsyötöllä tarkoitetaan mallia, jossa kaksi divisioonaa saa syöttönsä 400 kV verkosta sekä päägeneraattorilta ja toiset kaksi divisioonaa saa syöttönsä 110 kV verkosta normaalikäyttötilanteessa. Poikkeustilanteissa syötöt voitaisiin syötönvaihtokytkentälaitteistolla muuttaa aivan nykyisen toteutuksen tapaan. Periaatteessa tämä malli onnistuisi Suomen nykyisillä laitoksilla käsin kytkemällä, mutta laitoksia ei kuitenkaan ole suunniteltu näin jatkuvaan käyttöön.

Yksinkertaistetusti nykyisten laitosten sähkönjakelu on kuvan 7.1 mukainen. Divisioonien välisiä sähköisiä kytkentöjä ei periaatteessa sallita. Kuitenkin divisioonien välinen kytkentä toteutetaan nykyisellään välittömästi 10 kV kiskojen ”yläpuolella”. Nykymallissa luotetaan 400 kV kytkinaseman ja divisioonille tulevien syöttöjen suojausten toimintaan niin paljon, että tämä malli on katsottu hyväksi. Häiriön ja vikatilanteen sattuessa divisioonien erottelusta on toki hyötyä silloin, kun ollaan dieselgeneraattoreiden syötöillä, jolloin divisioonat ovat itsenäisiä saarekkeitä. Mutta häiriön alkutaphtumalta, joka tulee kantaverkosta tai päägeneraattorilta, nykyinen erottelu ei suojaa. Tätä todistavat useammat käyttökokemukset mukaan lukien luvussa 1.1 kuvatut tapahumat.



Kuva 7.1. Nykyinen toimintamalli.

Monilta kantaverkosta ja päägeneraattorilta peräisin olevilta häiriöiden aiheuttamilta ongelmilta voitaisiin suojautua paremmin kuvan 7.2 mukaisella kytkennällä. Tässä vaihtoehdossa 400 kV verkon ja päägeneraattorin häiriöt vaikuttavat vain divisiooniin 1 ja 2 sekä vastaavasti 110 kV verkon häiriöt divisiooniin 3 ja 4.

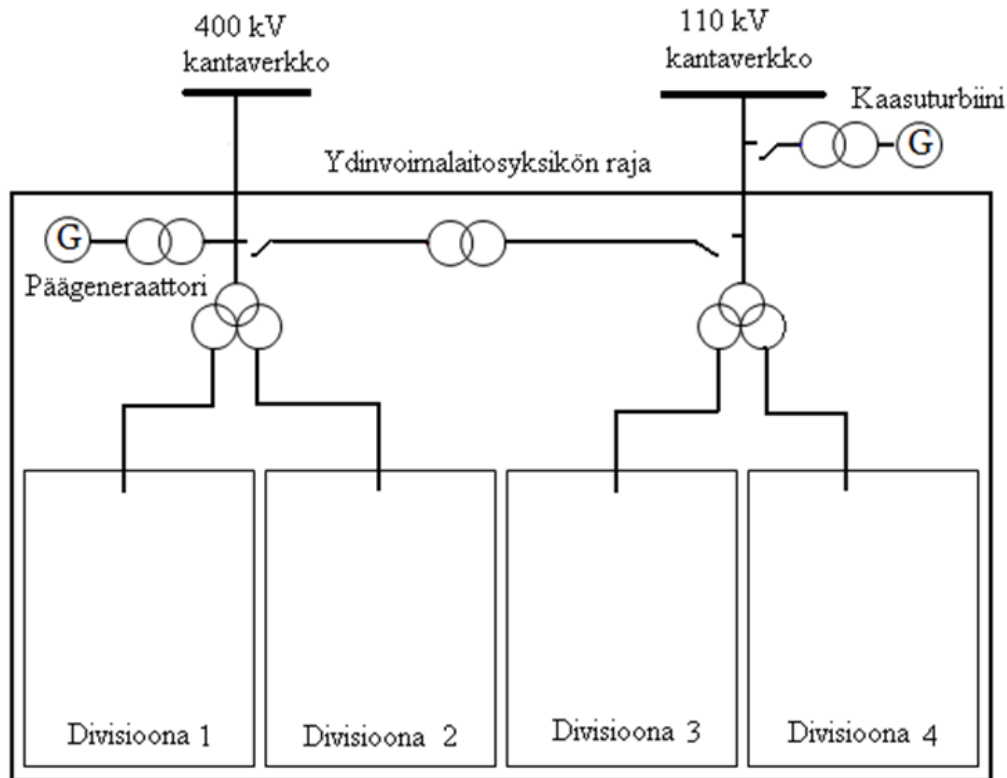


Kuva 7.2. 2/4 -divisioonien eriytetty sähkönsyöttömalli.

YVL 5.2:ssa mainitaan sähköjakeludivisioonien erottelusta: ”*Turvallisuusluokiteltujen sähköjärjestelmien toiminnallinen erotus on suunniteltava siten, että rinnakkaisten osajärjestelmien toimintakyvyn heikkeneminen tai vioittuminen saman sähköhäiriön vuoksi on epätodennäköistä. Rinnakkaisten osajärjestelmien välisiä ristikytkentöjä tulee välttää, ellei voida osoittaa, että ne parantavat järjestelmän luotettavuutta.*” [7] Turvallisuusluokitelluilla sähköjärjestelmillä tarkoitetaan käytännössä kuvissa 7.1 ja 7.2 10 kV kiskoja ja sen alapuolisia sähköjärjestelmiä.

7.1 Esimerkkitoetus

Kuvassa 7.3 on yksi esimerkki, kuinka 2/4 divisioonan eriytetty sähkönsyöttö voisi tapahtua. Piirrettyjen yhteyksien lisäksi olisivat varasyöttöyhteydet siten, että 400 kV ja 110 kV kolmikäämimuuntajilta olisi mahdollisuus syöttää kummaltakin kaikkia neljää divisioonaa. Varasyöttöyhteydet voisivat olla manuaalikytkentäisiä.



Kuva 7.3. Yksi esimerkki kuinka 2/4 eriytetty sähkönsyöttö voisi tapahtua.

2/4 eriytetyssä sähkönsyöttömallissa olisi laitosratkaisun lisäksi hyvä, mitä enemmän kantaverkkoyhteydet erotettaisiin laitoksen ulkopuolella. Tämä tarkoittaa, että yhteydet eivät sijaitisi samalla johtokadulla, ainakaan lähellä toisiaan. Lisäksi toisen yhteyden ollessa ilmajohtona toisen yhteyden kaapelointi toisi erilaisuutta ja vikasietoisuutta samoja ulkoisia ja sisäisiä vikoja vastaan. Edelleen laitosratkaisun lisäksi olisi eduksi, mitä kauempana 110 kV ja 400 kV lähin yhteinen piste (muuntaja) olisi, jolloin sitä vähemmän toisen jännitetaso viat ja häiriöt näkyisivät toisessa jännitetasossa.

7.2 Häiriöiden siirtyminen jännitetasojen välillä

2/4 eriytetyllä sähkönsyötöllä saataisiin lisää haluttua diversiteettiä sähkönsyöttöön. Mallissa täytyy kuitenkin muistaa, että 400 kV ja 110 kV verkot eivät ole täysin riippumattomia toisistaan, vaan ne ovat kytkeytyneet sähköasemien muuntajien välityksellä toisiinsa. Olkiluodossa tämä ensimmäinen yhteinen piste on noin 15 johtokilometrin ja Loviisassa noin 60 johtokilometrin päässä voimalaitoksesta [H3].

7.2.1 Ylijännitteiden siirtyminen

Siirtyvät ylijännitteet ovat tehomuuntajien käämityksistä toiseen siirtyviä ylijännitteitä. Siirtymiseen vaikuttaa vian tyyppi ja -etäisyys, johdintyyppit ja muuntajan käämitykset.

Siirtyminen voi tapahtua kapasitiivisesti ja/tai induktiivisesti. Yleisin ylijännitteen aiheuttaja on salaman iskusta peräisin oleva ukkosylijännite.

Ukkosylijännitteet

Kuten jo mainittiin, kantaverkon tavallisin vika on salamanisku avojohdolle, mistä seuraa jyrkkä transienttilylijännite ja tästä yleensä 1-vaiheinen maasulku. Sähköasemilla esiintyy salamoiden aiheuttamia ylijännitteitä joko suoraan asemalle iskeytyvänä tai salaman aiheuttamana avojohtoa pitkin saapuvana kulkuaaltona. Näistä kulkuaalto on huomattavasti yleisempi. Johdolla tapahtuvat ylilyönnit, erityyppiset tehohäviöt ja korona sekä virtajohtimissa että maapiirissä loiventavat ja vaimentavat ylijänniteaaltoa. Näiden lisäksi erilaiset heijastukset epäjatkuvuuskohdista, kuten aaltoimpedanssin muutostokohdista tai laitteiden sijoituspaikoista, muokkaavat alkuperäisen ylijännitteen muotoa ja suuruutta. Sähköasemilla asemalaitteet käyttäytyvät jyrkillä transienttijännitteillä keskitetyn kapasitanssin tavoin ja loiventavat jännitteen rintaa. Muuntajat merkitsevät asemalla yleensä heijastuskohtaa ja ne ovat kuvattava taajuudesta riippuvana sisäänmenoimpedanssina. Tarkasteltaessa muuntajaa sähköverkon osana jyrkillä transienttijännitteillä muuntajakäämitys reagoi liittimen ja maan välisenä resuloivana kapasitanssina. Suojalaitteiden toiminta saattaa näiden myötä myös viivästyä, mikä voi suurentaa aseman kokemaa ylijännitettä. Tarkemmin laskentamenetelmiä kerrotaan Suurjännitetechniikan oppikirjassa Aro 2003. [22]

Muuntajan vaikutusta syöksyjännitteen kulkuun voidaan vaikuttaa niin sanotulla muuntajan vaimennuskertoimella α . Tehomuuntajissa käämien kierrosten tietyn järjestelmän mukaan sekoittaminen (*interleaved disc coil*) limikäämin vyyhtipareissa parantaa käämien aksiaalista jännitteenjakaumaa salamasyöksyjännitteellä ja pienentää siten muuntajan α -arvoa. Toisena keinona α -arvon pienentämiseksi on käyttää käämin alkuun kytkettyä ohjauselektrodiä. [22]

Kapasitiivinen siirtyminen

Kapasitiivinen kytkentä voi tulla kyseeseen myös käyttötaajuudella maasuluissa. Kapasitiivisen siirtymisen edellytyksenä on, että käämi johon jännite siirtyy, on maasta erotettu (kantaverkon muuntajat ovat maadoitettu, OL3:n omakäyttö- ja blokkimuuntajien alajännitepuoli on maadoittamaton, OL1/2 omakäyttömuuntajien alajännitepuoli on maadoitettu vastuksen kautta), eikä siihen ole liitetty tarpeeksi kapasitanssia. Maadoittaminen on tehokas tapa rajoittaa toisioon siirtyneitä ylijännitteitä. Käyttämättömänä olevan tähtikäämityksen tähtipiste voidaan aina maadoittaa, samoin kolmiokäämin yksi nurkka voidaan maadoittaa. Yli 50 metrin kaapeliosuudet alajännitepuolella rajoittavat riittävästi kapasitiivisesti siirtyneitä transienttijännitteitä. [22]

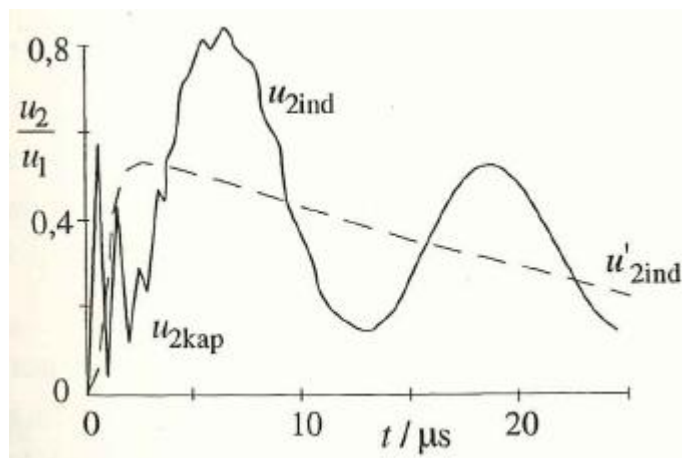
Induktiivinen siirtyminen

Induktiivinen siirtyminen on merkittävin siirtymismekanismi tarkasteltaessa transienttijännitteiden siirtymistä muuntajissa. Siirtynyt ylijännite voi olla vaarallinen toisiovaiheiden välille, vaikka vaiheliittimien ja maan välille olisi liitetty venttiilisuojat. Täten

Yd -kytkentäisessä muuntajassa (Suomen ydinvoimaloiden blokkimuuntajat Yd -kytkettyjä) myös vaiheiden väliset venttiilisuojat ovat yleensä tarpeen. Induktiivisesti siirtyneen ylijännitteen rinnan kestoaika on verraten pitkä. [22]

Yhteenveto siirtävistä transienttiylijännitteistä

Kun muuntajan ensiöön kohdistuu jyrkkä tai loiva transienttijännite, osa siitä siirtyy toisioon. Siirtyminen tapahtuu erityisesti jyrkillä transienteilla aluksi kapasitiivisesti, mutta muutamien mikrosekuntien kuluttua kapasitiivinen siirtymä vaimenee ja jännitteen siirtyminen muuttuu induktiiviseksi. Alla olevassa kuvassa 7.4 havainnollistetaan toisioon siirtynyttä jännitettä, kun ensiöön on tullut jyrkkä transienttijännite, esimerkiksi askelaalto. Jännitteen jyrkkä rintaosa siirtyy kapasitiivisesti ensiöstä toisioon. Toisiokäämin ominaisvärähtely määrää kapasitiivisen värähtelyn vaimenemisen. Kuvassa 7.4 katkoviiva esittää induktiivisesti siirtyvän ensiökäämityksen loppujakauman mukaisen aperiodisen jännitekomponentin. [22]



Kuva 7.4. Muuntajan läpi siirtyneen transienttiylijännitteen muoto. [22]

Toisioon siirtyneen jännitteen huippuarvo riippuu ensiöjännitteen arvosta hetkellä, jolloin toisiojännite saavuttaa huippuarvonsa. Siirtyneen jännitteen huippuarvoon ja muotoon vaikuttavista parametreista merkityksellisimpiä ovat muuntajan muuntosuhde, oikosulkuiмпedanssi ja muuntajan kytkentäryhmä sekä toisioon liitettyjen johtojen ja kaapeleiden aaltoimpedanssit ja kuormitus. [22]

7.2.2 Epäsyyntrian siirtyminen

Symmetrisillä komponenteilla voidaan laskea kuinka epäsyyntria siirtyy muuntajan toiselle puolelle. Vaihesiirrot eli epäsyyntriset häiriöt kulkevat muuntajien lävitse. Vastakomponentin suuruuden suhde myötäkomponenttiin on sama eri jännitetasoissa. Komponenttien välinen kulma tosin muuttuu, koska vastajännitteiden vaihesiirto on vastakkaismerkkinen myötäjännitteeseen nähden, mutta jännitteen laadun kannalta vas-

takomponentin vaiheella ei ole merkitystä. Tämä pätee kaikille muuntajakytkentäryhmille. [21; 49]

7.3 Mallin vahvuudet

2/4 divisioonien eriytetyllä sähkönsyötöllä saadaan sähköjakelutielle erottelua. Tällä mallilla olisi säästyty Forsmarkin 1 ja 2 sekä OL1 tapahtumissa vähemmällä vaurioilla, kun 400 kV verkon häiriöt olisivat vaurioittaneet vain kahden divisioonan laitteita jättäen kahden divisioonan koskemattomaksi.

Mikäli nykyisellä mallilla toimittaessa esimerkiksi salama iskee 400 kV johtoon lähelle laitosta, vaikuttaa salamasta peräisin oleva ylijännitetransientti ja vaihesiirto koko laitokseen. Mikäli ylijännitesuojauksen ensisijainen suoja ei tässä syystä tai toisesta toimi tarkoitetulla tavalla, kerkiää transientti ja vaihesiirto vaikuttaa koko laitoksen sähköjärjestelmiin jo hyvin vakavasti, mikä ei ole hyväksi. Suojalaitteen toiminta saattaa myöhästyä esimerkiksi edellä kerrotun syöksyaallon tuloksen vuoksi. Mikäli verkko-liityntä olisi 2/4 mallilla, eivät nämä häiriöt vaikuttaisi kuin kahteen divisioonan kerrallaan, mikä turvallisuusmielessä olisi äärimmäisen hyvä asia.

Mikäli laitos olisi 2/4 -mallilla kytkettynä kantaverkkoon, se mahdollistaisi portaittaisen teholähteiden käyttöönoton, mikä parantaisi melko hyvällä todennäköisyydellä tehonsaantia laitokselle. Nykyisen kaltaisella omakäytölle siirtymisellä voitaisiin 2/4 mallissa syöttää vain divisioonaa 1 ja 2. Divisioonat 3 ja 4 jäisivät kiinni 110 kV verkkoon tai vakavamman kantaverkon häiriössä divisioonat 3 ja 4 jäisivät hätädieleiden varaan. Tämän takia laitosautomaatioon olisikin syytä harkita muutoksia esimerkiksi seuraavasti: mikäli laitos pyrki 400 kV verkon syötöstä omakäytölle divisioonien 1 ja 2 osalta, ja mikäli tämä siirto myös onnistuu, niin siirron jälkeen laitoksen 110 kV yhteys katkaistaisiin ja päägeneraattorilta syötettäisiin myös divisioonaa 3 ja 4. Divisioonat 3 ja 4 voisivat tuki jäädä myös hätädieleiden varaan, mutta jos halutaan toimia syvyys-suuntaisen puolustusperiaatteen mukaan, eikä mennä suoraan tason II toimintoihin, niin siirrettäisiin divisioonat 3 ja 4 ensisijaisesti päägeneraattorille eikä hätädieleille. Tosin omakäytölle siirtymisen onnistuminen todennäköisesti pienenesi entisestään, kun laitospäätösuojan aukeamisen jälkeen omakäyttökuormaa (impedanssia) olisi entistä vähemmän generaattorilla ja siten alkutransientti olisi nykyistäkin isompi. 2/4-mallilla voitaisiin tuoda laitokselle divisioonakohtaisia eroavaisuuksia sähkötehon lähteiden muutoksissa, eli diversiteettiä aikaparametrissa. Tämä tarkoittaa sitä, ettei kaikkia neljää divisioonaa irtikytketä yhtä aikaa kantaverkosta. Tällöin hätädieleiden käynnistystä ja kuormitusta voitaisiin portaittain jaksottaa. Jo edellä mainittua omakäyttöä ja kaasuturbiinisyöttöä voitaisiin jaksottaa, mikä luultavasti nostaisi näiden siirtymien onnistumisen todennäköisyyttä. Mikäli tämä todella nostaisi teholähteiden muutosten onnistumisen todennäköisyyttä, tämä vahvistaisi syvyys-suuntaista puolustusta. Lisäksi tämä voisi vahvistaa syvyys-suuntaista puolustusta sillä, että poikkeustilanteessa laitosyksikkö voisi

toimia samanaikaisesti useammalla puolustustasolla, eli saataisiin lisää syvyyttä sekä joustavuutta syvyyssuuntaiseen puolustukseen.

Tämän mallin myötä olisi mahdollisuus siirtyä myös divisioonien erotteluun laitekohtaisella tasolla laitteiden, huoltojen sekä ylläpidon osalta. Eli esimerkiksi ne kaksi divisioonaa, jotka saavat syöttönsä 110 kV verkosta olisivat eri laitevalmistajan, huoltajien ja ylläpitäjien toteuttamia kuin ne kaksi divisioonaa, jotka saavat syöttönsä 400 kV kautta. Tällä laitoksen jakamisella kahteen osaan ei vielä ylläpidon monimutkaisuus nousisi kovin paljoa, mutta voitaisiin välttää paremmin yhteisvikojen syntymistä. Tällä saataisiin lisää erottelun ulottuvuuksia laitoksen sähköjakeluun, kuten NUREG/CR-6303:ssa mainitaan. Osin tähän laitekohtaiseen erotteluun divisioonien välillä on menty OL1/2 laitoksilla. Toki tähän laitevalmistajien erotteluun voidaan mennä ilman 2/4 malliakin, mutta mikäli muutoksia tehtäisiin, niin ne nivoutuisivat tässä helposti yhteen.

Teoriassa on mahdollista, että syntyy suurtaajuisia värähtelypiirejä RLC -piirinä sähköjakelu ja -kantaverkkoon. Näitä värähtelypiirin värähtelyitä generoi erittäin jyrkät transienttiylijännitteet, joita synnyttävät tyypillisesti erottimet. Ne johtuvat erotinta avattaessa syntyvän valokaaren katkeamisesta ja jälleensyttymisestä. Jälleensyttymisiä voi avauksen aikana syntyä kymmeniä. Jokainen syttyminen generoi suurtaajuisen värähtelyn RLC -piirinä verkkoon, johon erotin on kytketty. Ilmiön tiedetään aiheuttaneen 100 kHz – 10 MHz, 2 – 3 kA ja 3 p.u. ylijännitteitä. Ilmaeristeisissä kytkinlaitoksissa nämä jyrkät transienttiylijännitteet vaimenevat nopeasti. Siten ne ovat vaarallisia lähellä oleville laitteille, kuten saman laitosalueen viereisille laitoksille, jotka voivat kuumentua ja resonoida. Mikäli laitoksen verkkoliityntä on toteutettu 2/4 mallilla, on huomattavasti pienempi vaara joutua resonanssipirien haitallisille vaurioille kummassakin verkkoliitynnässä yhtä aikaa johtuen divisioonien erilaisesta impedanssista. [22]

Järjestelmävastaava Fingrid ei ole esittänyt syitä minkä takia 2/4 mallia ei voisi toteuttaa. Fingrid pitääkin mallia ainakin teknisestä näkökulmasta mahdollisena. [H3]

7.4 Mallin heikkoudet

110 kV verkon viat ja häiriöt

Tilastojen mukaan 110 kV verkossa on vikoja ja häiriöitä selvästi enemmän kuin 400 kV verkossa. Vuoden aikana 400 kV johtovikoja on Suomessa keskimäärin 0,25 kappaletta sataa kilometriä kohden, kun 110 kV verkossa on sataa kilometriä kohden 1,92 vikaa. Tämän tyyppiseen yksittäiseen tilastotietoon täytyy suhtautua kriittisesti. Eroja vikatilastoissa selittää osaltaan 110 kV verkon noin nelinkertainen pituus 400 kV verkkoon nähden. 110 kV syöttää usein taajamia, jolloin siihen kohdistuu ilkeävaltaa ja tahatonta vaurioittamista. 110 kV verkko on myös vähemmän silmukoitu, minkä seurauksena vikojen kestoaika on pidempi. Lisäksi osan 110 kV verkkoa suojaukset ovat tietoisesti heikommat, kuten ukkosköydet, maadoitukset ja releiden laukaisuportaat ja -määrät. Enemmän vikatilastoja on kappaleessa 4.5.

Mikäli ydinvoimalaitoksen liityntä toteutettaisiin 2/4 – mallilla, parannettaisiin voimalaitoksen lähialueen 110 kV verkon suojausta ja siten syötön luotettavuutta. Sitä

kuinka paljon 110 kV syöttöyhteydessä ilmenisi tällöin vikoja ja häiriöitä on vaikea sanoa, mutta varmasti päästäisiin melko lähelle 400 kV syöttöyhteyden luotettavuutta [H4]. Toisaalta Fingridin näkemys on, että mikäli 110 kV johtoyhteys haluttaisiin yhtä varmaksi ja luotettavaksi kuin 400 kV johtoyhteys, pitäisi ensisijaisesti 110 kV johtoyhteys toteuttaa 400 kV pylväillä. Tällä saataisiin isommat ilmavälit ja siten parempi eristyskoordinaatio, joka tuottaa paremman luotettavuuden. Mikäli rakennettaisiin 400 kV pylväät, olisi yhteys jo käytännössä sama rakentaa 400 kV jännitteelläkin. [H3]

Mikäli 110 kV syöttöyhteys kaapeloitaisiin maahan, se tuskin parantaisi voimalaitoksien syöttöyhteyden tilastollista luotettavuutta. Tämä siksi, että toistaiseksi ei ole juurikaan ollut sen tyyppisiä häiriöitä 110 kV yhteydessä, mihin kaapelointi auttaisi. Tässä työssä esitetty kaapelointisuositus onkin enemmän ennakoiva ja koskee lähinnä hyvin vakavien yhteisvikojen ennalta ehkäisemistä, kuten koko laitosityhteyden katkeamista. Tilastojen mukaan kaapelointi kuitenkin parantaa huomattavasti luotettavuutta erityisesti myrskyjä vastaan, mutta nämä tilastot kertovat lähinnä jakeluverkon tilasta, mitä ei ole rakennettu puuvarmaksi toisin kuin 110 kV verkko.

Tuulivoimapuistot

Suomessa ydinvoimalaitokset sijaitsevat merenrannalla, mihin myös tuulipuistoja tullaan rakentamaan. Pääasiassa tuulipuistot liitetään 110 kV verkkoon, mutta isoimmat puistot voidaan liittää myös 400 kV verkkoon. Tarkemmin tuulivoimaloiden liittymisehdoista kerrotaan Fingridin julkaisussa ”*Liittymissäännöt tuulivoimaloiden liittämiseksi Suomen voimansiirtoverkkoon*”.

Kokemukset ovat osoittaneet ulkomailla, että tuulivoimapuistot saattavat aiheuttaa merkittäviäkin jännitetransientteja verkkoon. Esimerkiksi Heyshanissa Britanniassa 2009 esiintyi 195 % ylijännite 132 kV verkossa. Myös pitkien merikaapeleiden päässä olevat tuulivoimalat ovat aiheuttaneet huomattavia kytkentäpiikkejä, johtuen pääasiassa kaapeliyhteydestä. Heyshanissa on oletettavasti käytetty vanhemman mallisia kiinteänopeuksisia tuulivoimalaratkaisuja, joiden verkkovaikutukset tiedetään huonoiksi. Näitä ei juurikaan enää rakenneta ja tulevaisuudessa rakennettavat puistot Suomeen tulevatkin olemaan suurella todennäköisyydellä muuttuvanopeuksisia tuulivoimaloita. Näiden tuulivoimalatyyppien verkkovaikutukset, kuten jännitteensäätö ja Fault Ride Through (FRT) kyky, ovat selkeästi paremmat kuin kiinteänopeuksisilla tuulivoimaloilla. Se, mitä tulee kaapeliyhteyden ylijänniteongelmiin, niin ne lienevät Ferranti-ilmiön aikaan saamia ja ne kuuluvat tavallisiin käyttötoimenpiteisiin, ja siten pitäisi olla melko hyvin hallussa [H4]. Tästä huolimatta tuulivoimapuistojen kantaverkkoliityntäpiste suositellaan valittavan ”riittävän” etäisyyden päästä ydinvoimalaitoksien liityntäpisteestä, jotta mahdollisilta jännitetransienttiuhilta voidaan välttyä. [51]

Jarno Lamponen on selvittänyt tuulivoimaloiden dynaamisia ilmiöitä kantaverkolle diplomityössään ”*Tuulivoiman erityispiirteitä kantaverkkoliityntäpisteiden ja verkon dynamiikan kannalta*”. Tuloksena Lamponen esittää, että alueellisissa dynamiikkatarkastelemissa ei havaittu merkittäviä eroa lämpövoimalaitoksen ja tuulipuiston dynaamisista käyttäytymisistä verkkovian aikana. Tosin Lamponen itse kyseenalaistaa työssään simu-

lointimallin paikkansa pitävyyttä ja esittää kritiikkiä tuulivoimaloiden simulointimallien validiudesta. [53]

Sisu Niskanen kiinnittää huomiota diplomityössään ”*Merituulivoiman verkkoliityntä*” kaapeliyhteyden tuottaman loistehon kompensointiin ja kaapeliyhteyden kytkentätransienttiin. Kaapeliyhteydet mitoitetaan yleensä täydelle teholle, mutta tuulipuiston tuotannon kapasiteettikerroin on parhaimmillaankin noin 0,4. Tämän takia portaittain kytkeytyvillä rinnakkaisreaktansseilla kulutetaan kaapelin loistehoa. Kytkennöistä aiheutuu verkon lähialueelle nopeita jännitteenmuutoksia, jotka voivat heikentää sähkölaatua. Tätä ongelmaa vastaan on kehitetty muun muassa STATCOM-laitteita. STATCOM:lla voidaan hallita pidemmänkin siirtokaapeliyhteyden jännitettä ja loistehon siirtoa. [52]

Yleinen ongelma simulointiohjelmien luotettavuuden kanssa koskee verrattain nuorta tuulivoima-alaa. Ongelmia ja epäluotettavuutta on ilmennyt verkkooperaattoreiden ja tuulisähköntuottajien laskentamalleissa, kun todelliset verkkovaikutukset ovat olleet huomattavastikin mallien ja simulointien antamia arvoja suurempia. Ongelmia aiheuttaa osaltaan se, että toimittajat eivät ole halukkaista avaamaan ohjelmiin, jolloin ohjelmien käyttäjät eivät pääse todentamaan laskennan luotettavuutta, eikä ohjelmien keskinäistä vertailua päästä toteuttamaan, mikä parantaisi koko alan toimintaa. Tosin kehitys on tällä alalla nopeaa ja tämä ongelma pienenee ajan myötä. Mallinuksesta ja simuloinnista on kerrottu lisää kappaleessa 9.2.1. [51; H3]

Muuta

Lisäksi 2/4 mallin heikkoutena voidaan pitää myös hallinnollista ja byrokraattista työ määrän lisäystä. Tämä johtuu siitä, että 400 kV kantaverkkoon virtaisi muutama prosentti lisää tehoa ja sama teho jouduttaisiin ottamaan 110 kV verkosta. Tällöin pitäisi tehdä Fingridin ja kenties paikallisen alueverkon haltijan kanssa keskinäisiä sopimuksia menettelytavoista. Mutta tämä ongelma on jo enemmän hallinnollinen kuin tekninen.

Ruotsin Oskarshamnin O1 ja OII laitokset on toteutettu 2/4 mallilla, tosin näissä laitoksissa on kaksi turbiini-generaattoria, joista toinen syöttää 400 kV ja toinen 130 kV verkkoa. Lisää aiheesta kappaleessa 10.

7.5 Yhteenveto

2/4 divisioonien eriytetyllä sähkönsyötöllä saadaan sähkönjakelutielle lisää erottelua. Tällä mallilla olisi päästy Forsmark 1 ja 2 sekä OL1 -tapahtumissa pienemmillä vaurioilla.

Kantaverkosta siirtyvien ylijännitteiden vaikutusta laitoksen omakäyttöverkon kriittisiin dieselkiskoihin (TL2) voitaisiin kenties pienentää maadoittamalla omakäyttömuuntajien alajännitekäämit. Vaikka osalta omakäyttömuuntajista on pitkä kaapeliyhteys (> 100m) dieselkiskoon, on jotkin varasyöttömuuntajien kaapeliyhteydet huomattavasti tätä lyhyempiä (~20m). Tällä pienennettäisiin erityisesti kapasitiivista ylijännitteen

siirtymistä laitokseen sisälle. Suojalaitteiden toiminta saattaa ylijännitekulkuaallon myötä myös viivästyä, mikä voi suurentaa laitoksen kokemaa ylijännitettä, ja tämä pitäisi osata huomioida.

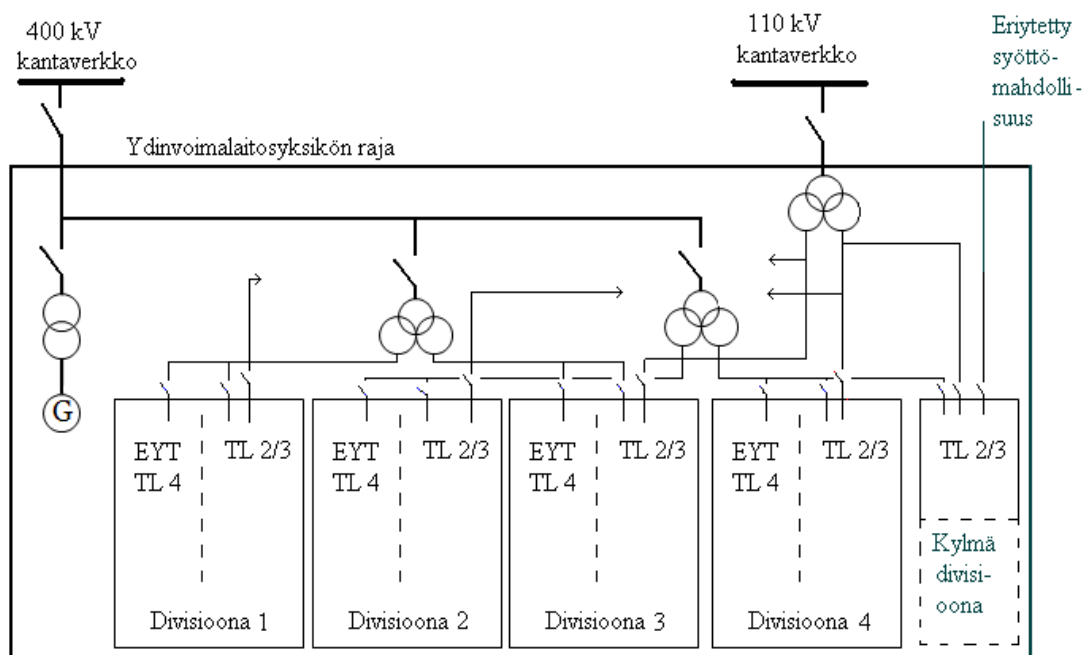
2/4-mallilla voitaisiin tuoda laitokselle sähkötehon lähteiden muutoksissa diversiteettiä aikaparametrissa. Tällä voitaisiin todennäköisesti parantaa teholähteiden muutosten onnistumisen todennäköisyyttä. Tämä vahvistaisi syvyysuuntaista puolustusta. Lisäksi malli toisi joustavuutta syvyysuuntaiseen puolustukseen.

8 KYLMÄ DIVISIOONA

Kylmällä divisioonalla tarkoitetaan sitä, että yksi itsenäinen ja muista erillään oleva divisioona on jännitteetön. Kylmä divisioona on suojaassa sähköverkon häiriöiltä ja vain tarpeen vaatiessa se kytketään jännitteiseksi syöttämään turvallisuuden kannalta tärkeitä kulutuslaitteita.

8.1 Esimerkkitoetus

Kylmä divisioona voi olla ”täydellinen” tai ”surkastunut” divisioona. YVL -ohjeen N + 2 -periaatteen nojalla kylmä divisioona voi tulla nykyisen jakelujärjestelmän lisäksi 4 + 1 -idealla joko täydellisenä divisioonana tai yksinkertaistettuna versiona. Toinen vaihtoehto on teoriassa muuttaa nykyisistä divisioonista yksi kylmäksi 3 + 1 idealla, kunhan N + 2 edelleen toteutuu. Kuvassa 8.1 esitetään esimerkki kylmästä divisioonasta.



Kuva 8.1. Yksi esimerkki kylmän divisioonan toteutuksesta, kun se on nykyisen neljän divisioonan lisänä.

Kylmä divisioona voisi olla laitoksella samalla prioriteetilla kuin esimerkiksi OL3:lla olevat SBO dieselit. Eli kylmä divisioona kuuluisi TL3:een ja saataisiin käyttöön vain käsin kytkemällä, eikä kytkennän tarvitsisi olla välttämättä toteutettavissa kovin nopeas-

ti. Esimerkiksi 0,25...1,5 tunnin kytkentäajalla voidaan suojautua joiltakin laitoksen sisäisiltä ja osin ulkoisilta uhilta, kuten tahallisilta ja inhimillisiltä virheiltä. Manuaalinen ja aikaa vievä kytkentä varmistaisi divisioonan erillisyyden ja siten koskemattomana ja ehjänä pysymisen sähköverkon häiriöiltä. Kytkenän ei tarvitse olla ehdotettua nopeampi, koska laitossuunnittelulla on varauduttu totaaliseen vaihtosähkön menetykseen laitosyksiköstä riippuen yhdestä neljään tuntia. Kylmän divisioonan kytkentäajan lisäksi täytyy tietysti huomioida muiden kytkentöjen vaatima lisäaika.

Kylmän divisioonan käyttöönotto eli jännitteen anto kylmään divisioonaan pitäisi suunnitella erityisellä huolella. Koska nykyiselläänkin sähköjen palautus sähköjen menetyksen jälkeen on haasteellista [10], olisi palautus varmasti haasteellista myös pidemmänaikaa kylmänä olleeseen divisioonaan. Tietysti kylmääkin divisioonaa testattaisiin määräaikaiskokeilla, mutta todellisen tarpeen ilmaannuttua palautuksen pitäisi todella onnistua, koska kylmä divisioona kuuluisi syvyysuuntaisen puolustuksen III – IV tasoille. Toki jännitteenanto kylmään divisioonaan olisi varmasti helpompaa kuin nykyisiin divisiooniin, johtuen divisioonien erilaisesta suunnittelun lähtökohdasta ja siitä erityispiirteestä, että kylmä divisioona olisi rakenteellisesti mahdollisimman yksinkertainen, kestävä ja vähän elektroniikkaa tai automaatiota sisältävä, mikä on usein ominainen viimeisille hätäjärjestelmille [H7].

Laitoksen ulkopuolinen käyttö

Nykyisin Suomen ydinvoimalaitoksia ei voida juurikaan käyttää laitoksen ulkopuolelta. Japanin kevään 2011 tapahtumien myötä tähän on alettu kiinnittää huomiota ja muutoksia on luvassa muutaman vuoden kuluessa [H8]. Täten kylmän divisioonan malliin voitaisiin hyvin integroida mahdollisuus divisioonan käyttöön ja operointiin laitoksen ulkopuolelta. Tämä tarkoittaa ensinnäkin sitä, että divisioona saataisiin sähköistettyä mahdollisimman varmasti eli mahdollisimman monella erisuuntiin diversillä sähkölähteellä, mukaan lukien siirrettävät aggregaatit ulkoisiin liityntäpisteisiin. Tämä sähkönsaannin varmistus koskee sekä voimasähkön että ohjaussähkön saantia. Divisioonasta pitäisi tulla tietoliikenne- ja automaatioyhteydet ulkoiseen liityntäpisteeseen tai komentokeskukseen mahdollistaen ulkoisen operoinnin. Divisioonaan olisi hyvä olla myös sähkönsyötön tapaan liityntäpisteet vesi- ja kaasutäydennyksen mahdollistamiseen esimerkiksi palo- ja tankkiautoista. Vesitäydennysmahdollisuutta tarvitsee esimerkiksi tulvitusjärjestelmät ja tulevilta laitoksilta vaadittavat eristyslauhduuttimet.

8.2 Mallin vahvuudet

Nykyisten ydinvoimalaitosten turvaluokiteltujen järjestelmien sähkönsyöttö toteutetaan kaikissa tilanteissa (normaalikäytössä ja hätätilanteissa) kaikissa neljässä divisioonassa yhden dieselkiskon kautta. Mikäli tulee yhteisvika, jonka seurauksena dieselkiskoille ei saada sähköä tai dieselkiskot eivät ole hallittavissa, ei turvaluokitelluille järjestelmille saada toimitettua sähköä suunnitellulla tavalla vaan tarvitaan erittäin poikkeuksellisia

ratkaisuja. Syitä, mitkä voisivat eliminoida dieselkiskot pois käytöstä, ovat esimerkiksi rele- ja automaatioviat kiskon puhdistus- ja jälleenkytkentäsekvensseissä, apusähköjen menetys sekä Forsmark 1 2006 tapahtuman tapaan UPS:ien yhteisvika. Mikäli dieselkiskojen releet ovat samalta valmistajalta, saman suunnittelijan ja samojen asentajien asentamia, on dieselkiskot eliminoiva yhteisvika mahdollinen. Tämän tyyppisessä dieselkiskojen yhteisviassa kylmästä divisioonasta olisi hyötyä.

Kylmästä divisioonasta olisi ollut hyötyä Forsmark 1:n 2006 tapahtumissa. Forsmarkin laitoksella menetettiin kaikki vaihtosähkölähteet hetkeksi. Kaikkien divisioonien hätädieselgeneraattorit kyllä käynnistyivät, mutta vain kaksi (C ja D) saatiin tuottamaan sähkötehoa turvallisuusluokitelluille järjestelmille. A ja B hätädieseileitä ei saatu kierroslukumittausta käynnistymisen jälkeen, minkä takia hätädieseileitä ei voitu kytkeä syöttämään divisiooniaan. Kierroslukumittarit saivat apusähköään akkuvarmenetuista vaihtovirtajärjestelmistä, jotka olivat pysähtyneet verkkohäiriön seurauksena. Divisioonien C ja D hätädieseileiden kierroslukumittaus sitä vastoin toimi. Eroa kierroslukumittareiden toimimisille ja ei-toimimisille ei ole vielä saatu selville. Laitoksen turvatoiminnot olivat yli 20 minuuttia kahden hätädieselin varassa, eli minimi kapasiteetilla. [54] Tämän tyyppisissä tapahtumissa olisi avuksi, että laitoksella olisi yksi erillinen kylmä divisioona. Tosin juuri tätä tapahtumaa se ei olisi muuttanut mitenkään, mutta olisi tuonut pelivaraa ja varmuusmarginaalia, joka oli minimissään.

Molempia kantaverkkoyhteyksiä uhkaavia yhteisvikoja koko kantaverkon kaatumisen lisäksi ovat 400 kV ja 110 kV liityntäjohtojen sijaitseminen ilmajohtoina samalla johtokadulla ja yhteispylväiden käyttö. Ainakin teoriassa on mahdollista, että toisen kantaverkkoyhteyden pylvään kaatuminen katkaisisi myös toisen kantaverkkoyhteyden, joko tahattomasti tai sabotaasin seurauksena. Tästä viasta syntyisi varmasti niin suuria transientteja, että laitevaurioilta voimalaitoksessa ei voitaisi välttyä, jolloin kylmä divisioona olisi hyödyksi. Kantaverkkoyhteyksistä on kerrottu tarkemmin kappaleessa 6.2.

Yhden divisioonan operointimahdollisuus laitoksen ulkopuolelta sopisi erityisen hyvin juuri kylmälle divisioonalle turvallisuusnäkökulmasta. Sillä jos laitoksen ulkopuoliseen operointielimeen pääsisi käsiksi terroristeja tai muuten tapahtuisi ei-haluttuja toimintoja, niin jännitteettömän tilansa takia ja manuaalisten kytkentöjen vaatiman kytkentäajan myötä, tästä ei olisi niin suurta vahinkoa kylmälle divisioonalle ja uhkaa laitoksen turvallisuudelle kuin tavalliseen divisioonaan käsiksi pääseminen.

Ydinvoimaloiden käyttö ja ohjaus perustuvat yhä enemmän automaation varaan. Lisääntyvästä automaatiosta ja automaation roolista on toki hyötyjä, mutta myös eräitä uhkia. Uusina uhkina laitoksiin kohdistuu automaation avulla tehtävät niin sanotut kyberhyökkäykset sekä erityyppiset virusperäiset hyökkäykset kuten Stuxnet ja Duqu. Näissä uhkakuvissa laitoksen automaatiojärjestelmät eivät toimi suunnitellulla tavalla, vaan kykenevät ottamaan laitoksen ainakin osittain hallintaansa ja vaarantamaan siten turvallisuuden. [55; 56] Tämän tyyppisiä uhkakuvia vastaan kylmä divisioona olisi hyvä puolustuskeino. Sen manuaalisten kytkentöjen ja vähäisen elektroniikan ja automaation ansiosta, ei kylmää divisioonaa automaation viat ja virukset pääsisi vaikutta-

maan. Tällöin ei olisi mahdollista menettää koko laitoksen hallintaa automaation vian tai viruskaappauksen myötä.

8.3 Mallin heikkoudet

Mikäli kylmä divisioona tulisi laitokselle nykyisten neljän lisänä, ylimääräisen divisioonan fyysinen sijoittaminen laitokselle voi olla varsin haastavaa. Uutta laitosta suunniteltaessa kylmä divisioona olisi varmasti mahdollista saada sijoitettua laitokselle. Mutta kylmän divisioonan jälkeensä toteuttaminen voi olla lähes mahdotonta siten, että se täyttää kaikki turvallisuusvaatimukset tulipaloa, tulvaa ja kaapelointeja myöten.

Kylmä divisioona voitaisiin periaatteessa toteuttaa myös ottamalla yksi nykyisistä divisioonista kylmäksi, mutta tämän turvallisuusvaikutus pitäisi analysoida tapauskohtaisesti. Tässä vaihtoehdossa olisi kiinnitettävä huomiota myös $N + 2$ -periaatteen toteutumiseen laitoksella. Toki tähän toteutumiseen vaikuttaa myös kuinka kylmä divisioona tulkittaisiin $N + 2$ -periaatteessa, koska tästä tulkinnasta ei ole toistaiseksi ennakkoesimerkkiä. Analysoinnissa PSA analyysistä olisi varmasti hyötyä.

Erityisesti mallissa jossa kylmä divisioona tulisi nykyisten lisäksi, kylmästä divisioonasta aiheutuisi myös taloudellisia haittavaikutuksia voimayhtiöille.

8.4 Muita huomioita

Japanin kevään 2011 myötä ydinvoiman turvallisuusfoorumeille on tullut pohdittavaksi uusia turvallisuustekijöitä ydinlaitoksiin. Yhtenä kehitysideana on pidetty laitoksen normaalista käytöstä täysin erillisten syöttövesipumppujärjestelmien lisäämistä laitoksille. Syöttövesipumppujen voimanlähteenä voidaan käyttää joko dieselmootoreita tai sähkömootoreita. Dieselmootoreiden sijoittamista laitoksille useampiin paikkoihin ja erityisesti sisätiloihin on pyritty yleisesti välttämään. Haittatekijänä sisätiloihin sijoittamisessa on muun muassa pakokaasujen ja polttoilman hallinta. Täten sähkömoottorit ovat yleisesti halutumpia. Tämä tarkoittaa sitä, että laitoksen ulkopuolelle tulisi erillinen dieselgeneraattori, joka syöttäisi kyseisiä sähkömootoreita laitoksen sisätiloissa. Ja mikäli järjestelmä todella on erillinen, täytyy siinä olla myös omat erilliset säätö-, ohjaus- ja mittausjärjestelmät. Täten tämä kehitteillä oleva malli lähentelee vahvasti kylmän divisioonan ideaa. Turvallisuusfoorumeilla ei ole kuitenkaan käytetty kylmää divisioonaa terminä. [H9]

8.5 Yhteenveto

Kylmä divisioona olisi hyödyksi erityisesti vakavissa ja pidempiaikaisissa yhteisvivoissa, joten kylmän divisioonan jatkokehityksessä on varmasti vielä käyttämätöntä potentiaalia. Kylmää divisioonaa ei tiettävästi ole käytössä missään. Kuitenkin muutamissa

USA:n ydinlaitoksissa on eräänlainen ”ylimääräinen” viides pääkiskojärjestelmä, mutta tämän tarkempia tietoja tästä ei ole saatavilla [H6].

Jo lähitulevaisuudessa voimakkaasti lisääntyvä automaatio ja valitettavasti myös automaation viat sekä virukset ja mahdolliset kyberhyökkäykset tulevat lisääntymään, tai ainakin niiden uhka kasvaa. Näitä uhkia vastaan kylmä divisioona voisi olla hyvä puolustuskeino muiden puolustuskeinojen tukena. Mikäli voimalaitoksessa olisi yksi kylmä divisioona, takaisi se, että mikään automaatio ei suunnittelemattomassa toiminnassaan saisi täydellistä ylivaltaa laitoksesta. Mikäli laitoksille tulee laitoksen ulkopuolinen operointimahdollisuus, niin se sopisi erityisen hyvin juuri kylmälle divisioonalle.

Haasteena kylmässä divisioonassa on sen sijoittaminen laitokselle. Valmiille käytössä olevalle voimalaitokselle kylmän divisioonan käyttöönotto lienee lähes mahdollista, mutta PSA-analyysi yhden nykyisen divisioonan muuttamisesta kylmäksi voisi olla tarpeellinen. Uusille ja suunnitteluvaiheen laitoksille kylmä divisioona on toki mahdollinen, mutta haasteellinen.

9 OMAKÄYTÖLLE SIIRTYMISEN VAIKUTUKSET

Vuonna 2006 Forsmark 1:ssä ja vuonna 2008 Olkiluoto 1:ssä tapahtuneissa häiriöissä yhdistävänä tekijänä on, että alkutapahtuman seurauksena voimalaitos irtosi kantaverkosta. Sähköhäiriön laukaiseva vika ei ollut omakäytölle siirtyminen, vaan laukaiseva vika oli erillinen tapahtuma, mutta häiriö laajeni merkittävästi sillä hetkellä, kun laitos irtosi kantaverkosta, eli kun laitos pyrki omakäytölle. Tämän tyyppisten tapahtumien seurauksena on syytä harkita omakäytölle siirtymisen turvallisuusmerkitystä ja vaikutuksia.

Omakäyttömahdollisuus jakaa ydinvoima-alan henkilöiden mielipiteitä myös kansainvälisellä tasolla. Muun muassa ”Defence in Depth aspects in Electrical Systems of Importance for Safety” -kokouksessa Tukholmassa vuonna 2007 omakäytön hyödyllisyys puhutti. Osa kokousväestä piti omakäytölle siirtymistä hyvänä ja syvyysuuntaisen puolustuksen yhtenä tasona sekä siten turvallisuutta parantavana tekijänä, koska ei tarvitse suoraan siirtyä varavoimadieseleiden varaan. Osa kokousväestä piti taas laitoksen stabiilin käytön kannalta parempana, että jo kantaverkon häiriöiden aikana laitoksen sähköjärjestelmiä tuettaisiin varavoimadieseleillä eikä olisi omakäyttövaihetta tai -yritystä välissä. [57] Omakäyttö mahdollisuuksineen onkin käytännössä tasapainoilua luotettavuusvaatimusten ja transienttisietoisuuden välillä [H1].

Toistaiseksi voimassa olevassa YVL 1.0 ohjeessa vaaditaan: ”*Laitos tulee varustaa järjestelmillä, jotka mahdollistavat sähkötehon syötön päägeneraattorilta laitoksen turvallisuuden kannalta tärkeille järjestelmille, jos yhteys ulkoiseen siirtoverkkoon katkeaa.*” [6] Laitoksia ei siis vaadita siirtymään omakäytölle häiriöissä nykyisillä ohjeistuksilla, vaan omakäytön mahdollistavat laitteet on oltava laitoksilla. Näillä sanoilla mahdollistetaan tapauskohtainen turvallisuustason optimointi [H7]. IAEA:n Safety Standards Series No. NS-G-1.8 sanoo ydinvoimalaitoksen omakäytöstä, että omakäyttökyky on tärkeä turvallisuusosa niissä laitoksissa, jotka on liitetty yhdellä johdolla kantaverkkoon [47]. Suomessa ydinvoimalat ovat normaalitilanteessa kahdella johdolla kiinni kantaverkossa.

9.1 Omakäyttö ja omakäytön tarkoitus

Ydinvoimalaitokset ovat reaktoriturvallisuuden kannalta suunniteltu Suomessa niin, että ulkoinen verkko voidaan menettää ja laitos siirtyy hallitusti omakäytölle eli saarekkeeseen. Laitosyksikkö voi toimia omakäytöllä, eli päägeneraattorilla tuotetaan sähkötehoa

vain laitosyksikön omille sähkölaitteille, jos yhteys kantaverkkoon katkeaa laitokselle ulkoisesta syystä laitosyksikön ollessa toimintakuntoinen. Tällöin reaktori voidaan pitää käynnissä ja valmiustilassa odottaen irtikytkemiseen syynä olleen vian tai häiriön korjaantumista, minkä jälkeen voimalaitos voitaisiin kytkeä takaisin verkkoon. Näin vältytään voimalan alas ajamiselta, mistä koituisi pidempi seisokki ja edelleen laajassa mitassa voisi seurata tehopulaa kantaverkkoon ja menetettyjä tuloja voimayhtiöille. Saarekoverkko joutuu säätämään taajuuttaan ja jännitettään itsenäisesti. Voimalaitos voi siirtyä saarekekäyttöön seuraavissa tilanteissa:

1. ulkopuolisen verkon taajuus laskee tai nousee häiriön seurauksena yli kriittisen tason (n. 47...53 Hz) ja/tai
2. 400 kV verkossa on yli- tai alijännite (esim. oikosulku) tarpeeksi pitkän aikaa, jolloin jännitereleistikko irrottaa laitosyksikön saarekkeeseen, tai
3. virheellisestä toimenpiteestä, joko laitoksen omakäyttöverkon vian seurauksena tai suoraan virheellisestä releen irtikytkennästä.

Saarekkeeseen siirryttäessä seuraavien laitosparametrien pitää pysyä sallituilla toimintalueilla ja vaativat siten tehokkaat ohjausjärjestelmät:

- reaktorin paine (BWR)
- reaktorin pinnan korkeus (BWR)
- reaktorin paineistimen taso (PWR)
- höyrystimien taso (PWR)
- turbiinin nopeuden
- tulistimen ja höyrykuivaimen tason
- päägeneraattorin jännitteensäätäjän
- reaktorin tehon säätö
- höyryn ohitus
- syöttöveden virtauksen

Mikäli omakäytölle siirtymisessä jokin edellä mainituista laitosparametreista ei pysy sallitulla alueella, laukeaa suojaustoiminnot ja omakäytölle siirtyminen epäonnistuu. [58]

Yksi oleellisimpia tekijöitä omakäytölle siirtymisen onnistumisessa on päägeneraattorin jännitteensäätö. Jännitteensäätö tapahtuu magnetointilaitteistolla, jonka toiminnan pitää olla tarpeeksi nopeaa, tarkkaa ja luotettavaa, jotta omakäytölle siirtyminen onnistuu. Voimalaitosten generaattorit ovat varustettu magnetointilaitteistoilla, joita voidaan ohjata kolmessa eri toimintamoodissa: vakiojännite- (AVR), vakiovirta- (FCR) ja vakioloistehosäätö. Näistä yleisin on vakiojännitesäätö, mikä on myös Fingridin VJVn mukainen. Poikkeustapauksissa, kuten huoltojen tai magnetointijärjestelmän häiriön aikana, jännitteensäätö voi olla myös muissa toimintamooideissa. Magnetointijärjestelmä voi muuttaa toimintamoodiansa vakiojännitesäädöstä vakiovirtasäätöön ilman siirtymätransienttia. Mikäli laitosyksikkö on syystä tai toisesta vakiovirtasäädöllä, kun laitosyksikkö pyrkii siirtymään omakäytölle, jännite lähtee nousemaan generaattorikis-

kossa välittömästi kuormanpudotuksesta johtaen omakäytölle siirtymisen epäonnistumiseen, mikäli jännitteennousua ei huomioida. Mikäli jännitteensäätö on vakiojännitemoodissa, on jännitteenmuutos selvästi pienempi ja siirtyminen omakäytölle onnistuu todennäköisemmin. [59]

Syvyysuuntaisen puolustuksen taso

Alun alkaen omakäyttömahdollisuus suunniteltiin ydinvoimalaitoksiin laitousyksikön käytettävyyden ja taloudellisuuden vuoksi, kun ajateltiin, että kantaverkossa esiintyy lyhytaikaisia häiriöitä ja näiden häiriöiden takia ei ydinreaktoria tarvitsisi sammuttaa [H10]. Nykyisin kantaverkon luotettavuus ja sähkönlaatu on kuitenkin parantunut merkittävästi ja ydinvoimalaitosten omakäytön tarkoitus on osittain muuttunut. Myöhemmin omakäyttöä onkin alettu pitää enemmän turvallisuuden kuin käytettävyyden kannalta tärkeänä, tosin joissakin kohdissa omakäytön mahdollistaminen myös heikentää turvallisuutta. Mutta enemmistön mukaan omakäyttömahdollisuus parantaa turvallisuutta ja on nykyään yksi syvyysuuntaisen puolustuksen tärkeä taso [H11].

9.2 Omakäyttö transienttilähteenä

Äkillinen kuormanpudotus, eli laitoskatkaisijan avaaminen, ja omakäytölle siirtyminen aiheuttaa voimakkaita transientteja ja rasituksia ydinvoimalaitoksen useille järjestelmille. Pääongelma omakäytölle siirtymisessä on, kuinka hallita nopeasti valtava ylimääräinen reaktorin tuottama höyryteho, kun se ei sitoudukaan turbiini-generaattoriin, vaan se pitää ohjata dumpppauksella lauhduttimeen. Edelleen dumpppausventtiilien ja lauhduttimen toiminnan ohjaus on haaste. [58]

Generaattorikiskon jännite ja voimalaitoksen sähköverkon taajuus nousevat välittömästi, kun laitoskatkaisija avataan, tältä ei voida käytännössä täysin välttyä. Tämä johtaa oikosulkumoottoreiden ja pumppujen tehojen ja pyörimisnopeuden nousuun, mikä vaikuttaa laitoksen nesteiden ja kaasujen virtauksiin. Tämä taas vaikuttaa reaktorisydämen lämmönsiirtoon ja reaktorisydämen reaktiivisuuden kautta reaktoritehoon. Tärkeä asia laitoksen suunnittelussa ja käytössä onkin tuntee prosessijärjestelmien komponenttien toiminta sähköjärjestelmissä vaikuttavassa transientissa laitoksen siirtyessä omakäytölle. Nämä keskinäiset vaikutukset tuntemalla voidaan laitosta mallintaa paremmin ja siten hallita paremmin koko laitoksen käyttäytymistä siirtymätransientin aikana. Nämä prosessi- ja sähköjärjestelmien keskinäiset vaikutukset pitäisi tiedostaa myös laitoksen modernisoinneissa ja tehojen korotuksien yhteydessä tehtävissä muutostöissä, jotta alkuperäinen turvallisuustaso voidaan säilyttää. Sillä muuten voidaan tiedostamatta menettää alkuperäisiä turvamarginaaleja ja siten heikentää turvallisuustasoa. [58]

Kun laitousyksikölle suunnitellaan omakäytölle siirtymiskyky, pitää laitteiden, komponenttien ja järjestelmien mitoituksessa ja toimintamarginaaleissa ottaa huomioon tämä edellä mainittu sähkö- ja fluidijärjestelmien kokemat transientit. Erityisesti on

huomioitava mahdollisuus reaktoritehon nousuun ja sen aiheutuma lämpötehon nousu. BWR laitoksissa tässä piilee myös sydänvaurion riski, jos jäähdytevirtauksessa tapahtuu nopeita muutoksia. Tähän on pyritty varautumaan muun muassa pääkiertopumppujen huimamassoilla (kohta 3.4). Jotta prosessijärjestelmille kohdistuvasta transientista selviää, pitää reaktorin ja turbiinien säätöjärjestelmien olla herkät ja hyvin yhteen sovitettut. [58]

Toisaalta laitossyksikölle olisi parempi, mitä nopeammin laitosyksikkö siirtyisi häiriötilanteen alettua saarekkeeseen, sillä sitä vähemmän generaattorin säätöjärjestelmät kerkiäisivät kompensoida kantaverkon häiriötilannetta, ja täten siirtyminen omakäytölle tuottaisi pienemmät siirtymätransientit. Mutta toisaalta immuniteettia ja sietokykyä häiriöitä vastaan tarvitaan, koska isoja tuotantolaitoksia tarvitaan kantaverkon tukemiseen niin jännitteen kuin taajuudenkin osalta. Voimalaitosten on täytettävä VJV:t (kohta 5.1.1), joilla varmistetaan kantaverkon toimivuus. Järjestelmävastaavana Fingrid ja kantaverkkoon liittyvä osapuoli sopivat tapauskohtaisesti tarkemmat ehdot ja kriteerit suojaukseen liittyvistä menettelytavoista. Omakäytölle siirtyminen on kuitenkin kaikkiaan todella poikkeustilanne, eikä siitä ole juurikaan käytännön kokemuksia. Epävirallisten tietojen ja yleisen mielikuvan mukaan omakäytölle siirtymisen onnistumisen todennäköisyys on luokkaa 50 %.

9.2.1 Vaikutukset sähköjärjestelmille

Mikäli omakäytölle siirrytään normaaleista toiminta olosuhteista, eikä vikoja esiinny, nousee generaattorikiskon ja turvallisuusluokiteltujen kiskojen jännite tyypillisesti 15...20 % muutaman jakson ajaksi, minkä jälkeen palaa nimelliseen jännitteeseen. Samoin laitoksen taajuus nousee tyypillisesti 3...4 % (< 52 Hz) noin sekunniksi, jonka jälkeen laskee heilahdellen nimelliseen, mikä voi tarkoittaa myös hetkellistä alitaajutta. [58]

Pienimmällä siirtymätransientilla päästään, mikäli siirtyminen johtuu ylijännite-tilanteesta, joka tosin on hyvin epätodennäköistä. Erityisen voimakas siirtymätransientti seuraa alijännitelaukaisusta, jolloin päägeneraattori tuottaa paljon loistehoa ja pyrkii tukemaan kantaverkkoa, esimerkiksi oikosulun aikana. Näin siksi, että päägeneraattorin jännitteensäätäjältä menee toiminta-aikansa kantaverkosta irtoamisen jälkeen, kunnes se on sopeutunut laitoksen omakäyttökuorman vaatimaan loistehotasoon ja tässä ajassa jännitepiikki voi nousta niin korkeaksi, että se aiheuttaa laitoksen omakäyttöverkolle vauriota. Ylijännitetransientista seuraa todellinen piikki hetkellä, jolloin laitoskatkaisija aukaistaan, koska tällöin kantaverkon muutosta tasaava vaikutus poistuu hetkessä. Esimerkkinä tästä OL1 2008 ja F1 2006 tapahtumat. Erityisen pahaksi tilanteen tekee lähivika (kohta 5.1.1), jolloin vian ja generaattorin välinen impedanssi on erittäin pieni.

Olkiluoto 1/2 omakäytön tarvitsema loisteho on 22 % generaattorin tuottamasta loistehosta kantaverkon jännitteen ollessa normaali 407 kV. Generaattorin loistehotuotto tosin vaihtelee melko suuresti riippuen kantaverkon jännitteestä. Esimerkiksi kantaverkon alijännitetilanteessa 90...95 % U_n , kun tuetaan kantaverkkoa, on generaattorin

loistehotuotanto 250 % normaalitilanteeseen verrattuna. Tässä tilanteessa omakäyttöloisteho on vain 9 % generaattorin tuottamasta loistehosta ja tällöin omakäytölle siirtyminen aiheuttaa selvästi suuremman jännitetransientin. [35]

Omakäytölle siirtymisen mahdollistaminen antaa oman haasteensa myös sähköjärjestelmien suojaukselle. Suojauksen pitää toisaalta olla samaan aikaan herkkä ja luotettava, mutta sen pitää myös sietää tarvittavilta osin poikkeamat normaaleista olosuhteista, kuten omakäytölle siirtymisen. Rajuissa transienteissa pitäisi osata huomioida myös oikosulkumoottoreiden toimintamuutokset, sekä muuntajien ja generaattorien kylästyminen. Edelleen oikosulkuvirrat poikkeavat melkoisesti eri toimintaolosuhteissa. Käytännössä ei ole oikein mahdollista, että laitoksella olisi eri suojat tai eri asetukset eri toimintaolosuhteille, joten samojen suojien samoilla asetuksilla tulee kattaa kaikki laitokselta vaadittavat olosuhteet.

9.2.2 Vaikutukset höyryprosessille

Omakäytölle siirryttäessä kaikki generaattorin tuottama pätöteho ohjautuu omakäyttöverkkoon, mikä on luokkaa 3...5 % generaattorin tuottamasta pätötehosta, eli jopa 97 % pätötehosta pitää leikkautua pois laitoskatkaisijan avautuessa. Koska generaattorin tuottama pätöteho on suoraan verrannollinen turbiinien tuottamaan höyrytehoon, joudutaan omakäytölle siirryttäessä jopa 97 % höyrytehosta ohjaamaan ohi turbiinien. Turbiinien ohitusventtiilit avataan välittömästi laitoskatkaisijan avautumisen jälkeen ja koko höyryteho ajetaan lauhduttimeen muutaman sekunnin ajan. Tämän ajan laitos saa energiansa turbiini-generaattorin roottorin inertiaista. Tällä estetään saarekkeen taajuuden nouseminen liian korkeaksi. [H7] Tästä nopeasta ja suuresta dumppaustarpeesta aiheutuu höyryprosessille voimakas transientti. Laitoskatkaisijan avautuessa tapahtuu myös osittainen reaktoripikasulku, mikä entisestään vaikuttaa höyryprosessiin. Omakäyttömahdollisuuden takia laitoksessa on oltava todella iso, noin 115 % lauhduttimen teho, kun ilman omakäyttökkyä pärjättäisiin huomattavasti pienemmälläkin (50...70 %) lauhduttimella.

Omakäytön mahdollistamiseksi ennen turbiineita on oltava isot ja nopeatoimiset ohitusventtiilit. Nämä ohitusventtiilit ovat siitä ongelmallisia, että jos ne avautuvat virheellisesti tehoajan aikana, se voi johtaa kuohahduksen kautta tapahtumasarjaan, mikä vaurioittaa reaktorisydäntä [H7]. Omakäytölle siirtymistä tehostaa myös fast-valving toiminto, mikä säättää turbiinisäätäjää nopeassa kuorman pudotuksessa, mutta ei ole aktiivinen enää saarekekäytössä [35].

9.2.3 Simulointituloksia omakäytölle siirtymisestä

Defence in Depth aspects in Electrical Systems of Importance for Safety -kokouksessa Tukholmassa 2007 esitettiin puheenvuoroja ja esityksiä koskien simulointia ja testauksia. Huolta ovat osaltaan herättäneet parantuneet analyysi- ja simulointiohjelmat, koska

näiden ohjelmien lisääntymisen kustannuksella on vähennetty varsinaisia käyttöönottokokeita ja -testejä. Kokeiden ja testien vähentyminen nähdään turvallisuuden kannalta hieman epäilyttävänä. Epäilyksiä herää, koska simulointiohjelmat ovat aina jossain määrin puutteellisia. Etenkin suojauksien ja voimalaitosten mallinnus ja mallin parametrien validointi on osoittautunut vaikeaksi. Kokemuksien myötä nämä heikkoudet vähenevät ja simulointien sekä mallinnuksen kehitys katsotaan tärkeäksi. Ydinvoimalaitosten sähköjärjestelmien toimivuuden varmistamisessa on korostettava kuitenkin käyttökokeita ja -testauksia. [57]

OL1/2

ABB:n tekemistä kuormanpudotus-simuloinneista OL1/2 laitoksille tärkeimpinä huomioina voidaan nostaa seuraavia asioita. Vaikka 400 kV verkon jännite olisi pudonnut minimiinsä 340 kV, niin jännitteensäätäjän oikein toimiessa jännitteensäätötilassa 20 kV generaattorikiskossa maksimijännite on 22,8 kV. Sitä vastoin kantaverkon jännitteen ollessa 340 kV ja jännitteensäätäjän ollessa vakiomagnetoinnilla suurin jännite 20 kV verkossa on 27,7 kV. Maksimijännitteeksi generaattorikiskossa muodostuu 35,1 kV, kun jännitteensäätäjä on kattomagnetoinnilla ja kantaverkon jännite normaali 407 kV. Simuloinneissa omakäyttöverkon taajuus käyttäytyy aina lähes samalla tavalla nousten maksimiinsa 53,2 Hz 1,5 sekunnin kohdalla, koska laitoksen tehonpudotusautomaatti käynnistyy aina laitoskatkaisijan avautumisesta. Simulointien tuloksia voidaan pitää varsin luotettavina, sillä viimeisimmän kuormanpudotuskokeen maksimijännite 20 kV generaattorikiskossa oli 23,08 kV ja vastaavan tilanteen simulointituloksena oli 23,1 kV. [60]

OL1/2 laitoksille on tehty simulointeja myös generaattorivalmistajan toimesta. Suurimmat omakäyttöverkon 6,6 kV kiskojen ylijännitteet ilmenevät simulointien perusteella tilanteessa, missä jännitteensäätäjä toimii virheellisesti kattomagnetoinnilla ja laitoskatkaisija avautuu ylijännitesuojan laukaisemana. Tällöin 6,6 kV kiskoon muodostuu jopa 12 kV suuruinen ylijännitepiikki. Näissä tilanteissa ei TVO:n mukaan ole edes syytä yrittää omakäytölle. Tässä tosin on huomioitava, että muuntajien kyllästymisellä on vaikutusta ylijännitteen tehollisarvoon, mutta ei juurikaan huippuarvoon ja kyllästyminen on huomioitu omakäyttömuuntajien osalta, mutta ei jakelumuuntajien osalta. [65]

Suurin OL1/2 omakäyttöverkossa esiintyvä ylijännite päägeneraattorin kuormanpudotuksen yhteydessä on generaattorien valmistajan ALSTOM Power Sweden AB:n selvityksen mukaan generaattorin jännitteensäätäjän ollessa jännitteensäätötilassa 139 % ja virransäätötilanteessa 154 %. Jännitteensäätäjän virhetoimintoa ei ole selvityksessä huomioitu. [36]

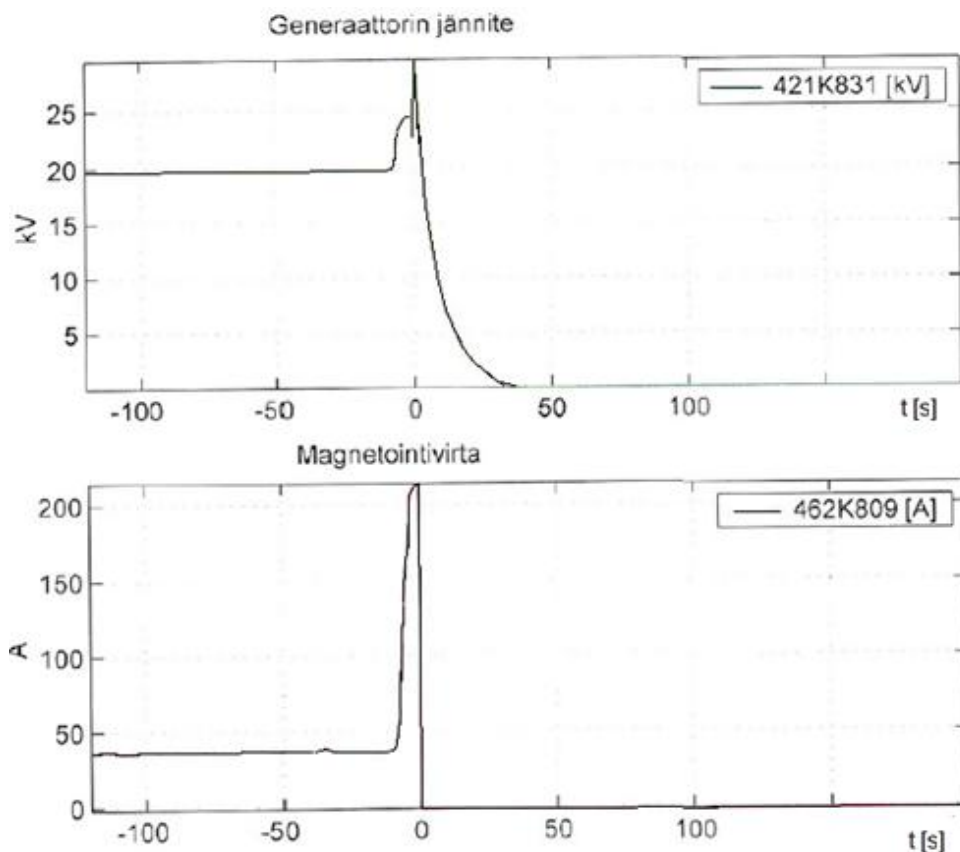
OL3

OL3:lle tehtyjen simulointien perusteella saarekkeeseen siirryttäessä taajuus pysyy välillä 49,5...51,6 Hz. Samanaikaisesti jännite nousee suurimmillaan 126,3 % (keskijännitekisko 30BBD). [20]

9.2.4 Kokemuksia omakäytölle siirtymisestä

OL1 2008 tapahtuma

OL1:llä 30.5.2008 tapahtuneessa häiriössä laitoskatkaisija avautui ylijännitteestä, kun generaattorin jännitesäätäjä oli nostanut virheellisesti jännitettä noin viideksi sekunniksi 25 kV tasolle (= 125 % U_n). Laitoskatkaisijan avautumisen jälkeen, kun kantaverkko ei enää rajoittanut jännitteen nousua, jännite kasvoi generaattorilla noin 150 millisekunnin ajaksi 31 kV (= 155 % U_n) tasolle. Tämä ylijännitepiikki kyllästi pää- ja laitosmuuntaajat, minkä seurauksena differentiaalisuojat aukaisivat generaattorikatkaisijan ja laukaisivat turbiinipikasulun. Ylijännitetransientti näkyy kuvassa 9.1. Ylijännitteestä laukesivat myös kaikki pääkiertopumppuja syöttävät taajuusmuuttajat. Taajuusmuuttajien laukeamisen osasyynä oli puutteellinen selektiivisyys. Syötönvaihtoautomaatiikan tahdistusehdot eivät täyttyneet, joten laitos siirtyi 110 kV verkkoon katkon kautta ja 6,6 kV kiskot kokivat noin 1,8 sekunnin katkon. 6,6 kV kiskojen ylijännitteen seurauksena kahta pääkiertopumppua ei saatu käyntiin häiriön jälkeenkään. [61] Tilanteessa laitoskatkaisija aukesi ensin, koska laitos pyrki omakäytölle. Tässä tilanteessa olisi ollut parempi, jos vain generaattorikatkaisija olisi auennut, eli laitos ei olisi pyrkinyt omakäytölle. Tapahtumassa oli sikäli onnea, että reaktoritehoa oltiin juuri nostamassa vuosihuollon jälkeen. Tapahtumahetkellä reaktoriteho oli 60 %.



Kuva 9.1. Generaattorin ulostulojännite ja magnetointivirta transientin aikana.[4]

Tapahtuman johdosta TVO muutti laitoksen jännitesuojausta. Tällä hetkellä OL1/2 generaattorikiskon ali- ($U < 80 \%$, 0,35 s) ja ylijännitesuojaus (115% U_n , 6 s) on toteutettu niin, että laitoskatkaisijan lisäksi aukeaa generaattorikatkaisija ja 6,6 kV kiskon syöttökatkaisijat sekä käynnistyy syötönvaihtoautomaatiikka. Myös pääkiertopumpujen syöttömuuntajien katkaisijat laukeavat kuorman pudotusten aikana, mutta sulkeutuvat aikajälleenkytkennällä kolmen sekunnin kuluttua, mikäli jännite on välillä $90 \dots 110 \%$ $x U_n$. Lisäksi laitoskatkaisijan laukaisua viivästetään 140 ms, jolla pyritään siihen, että generaattori- ja 6,6 kV kiskon syöttökatkaisijat ovat kerinneet aueta ennen laitoskatkaisijaa. Näillä muutoksilla pyritään suojaamaan laitosyksikkö paremmin ylijännitetransienteilta. [61; 62] Siis omakäytölle ei nykyisellään jännitehäiriöissä edes yritetä. Mikäli generaattorikiskoon tulee yli- tai alijännite siirtyy laitos suoraan 110 kV verkon perään. Jos siirtyminen ei onnistu, jäljellä on hätädieselgeneraattorit. On varsin mielenkiintoista, että yhden vian (yli- tai alijännite generaattorikiskossa) seurauksena OL1/2 hylkää sekä 400 kV verkon syötön että päägeneraattorin, siis kaksi teholähdettä.

Forsmark 1 2006 tapahtuma

Forsmark 1:n tapahtumat 25.7.2006 saivat alkunsa virheellisestä toimenpiteestä laitoksen 400 kV kytkinkentällä, kun laitosyksikkö oli täydellä tehoajolla. Alkutapahtumana oli kantaverkkoyhtiön tekemä väärän jännitteellisen erottimen avaaminen, mistä seurasi kaksivaiheinen oikosulku. Oikosulun seurauksena päägeneraattorin jännite putosi aluksi 30 %:iin, mitä jännitesäätäjä alkoi kompensoida. Laitoskatkaisija aukesi alijännitteestä virheellisesti vasta 300 ms kuluttua, kun olisi pitänyt aueta 100 ms kuluessa. Viivästynyt aukeaminen johtui osaltaan 400 kV kytkinkentän poikkeavasta kytkentätilanteesta. Jännite heilahti saarekkeeseen siirryttäessä generaattorikiskossa 120 %:iin ja tämä nopea jännitteen kokonaisnousu ylijännitetransientteineen omakäyttöverkkoon johti useiden sähkölaitteiden odottamattomaan pysähtymiseen. Pysähtyneitä laitteita olivat muun muassa kaksi UPS:ia, tarkemmin sanottuna UPS:ien vaihtosuuntaajat, divisioonissa A ja B sekä turbiinilaitoksen öljypumppuja. Öljypumppujen pysähtymisestä seurasi turbiinien pysähtyminen, mistä seurasi alitaajuustransientti. Alitaajuudesta kaikki neljä hätädieseliä käynnistyivät automaattisesti, mutta divisioonien A ja B dieselit eivät kytketyneet kiskoihin, koska kierroslukumittaus puuttui pysähtyneiden UPS -laitteiden takia. Tämän seurauksena puolet laitoksesta oli ilman vaihtosähköä. Myös valvomon näyttölaitteista noin puolet pimeni, ja säätösauvojen asennonosoituskoje sekä sähköjärjestelmien ohjaustaulun tilatiedot pimenivät täysin. Lisäksi kahdesta kylmästä divisioonasta tuli lukuisia virheellisiä mittaustietoja reaktorinsuojausjärjestelmälle. Noin 22 minuutin kuluttua tapahtuman alusta laitoksen valvomohenkilökunta sai kytkettyä laitoksen kiinni kantaverkkoon 70 kV varayhteydellä. Näin saatiin palautettua sähkö divisiooniin A ja B. Tämän jälkeen tilanne saatiin vakautettua ja laitos ajettiin kylmään sammutustilaan. Varmaa tietoa siitä, miksi divisioonien C ja D hätädieselit toimivat suunnitellusti eikä kuten A ja B, ei toistaiseksi tiedetä, mutta divisioonien erilaista impedanssia on epäilty syyksi. [1; 54]

Forsmark 1 tapahtuman myötä osalle uusien laitoksien sähkölaitteista, erityisesti UPS -laitteille, on tehty ja tehdään jatkossakin niin sanotut Forsmark-testit. Testille on tyypillistä, että se tehdään muiden standarditestien lisäksi ja siinä kuormitettua testattavaa laitetta rasitetaan Forsmarkissa esiintyneellä jännitetransientilla.

OL2 kuormanpudotuskoe 2.6.2005

Kuormanpudotuskoe tehdään laitosesikön käyttöönottokokeiden yhteydessä ja yleensä suurien laitosmuutoksien jälkeen, erityisesti turbiinipuolen muutoksista. Siitä, kuinka hyvin nämä kuormanpudotuskokeet kuvaavat todellista kuormanpudotustilannetta, ei olla täysin yksimielisiä. Edellinen kuormanpudotuskoe OL2 laitokselle on tehty 2.6.2005. Kokeessa laitosesikkö oli aluksi 100 % teholla, kun laitoskatkaisija aukaistiin manuaalisesti. Koe onnistui suunnitellusti. Generaattorin jännite oli suurimmillaan 23,1 kV ja taajuus suurimmillaan 53,14 Hz sekä alimmillaan 49,51 Hz. [63]

9.3 Omakäytöstä aiheutuvat hyödyt turvallisuudelle

Omakäyttö nähdään syvyysuuntaisen puolustuksen tason I rajoittavana toimintona. Rajoittavan toiminnon tehtävä alkaa, kun normaalitilan toiminto (tässä tapauksessa 400 kV verkkoyhteys) ei kykene tehtäväänsä. Rajoittavan tehtävän tavoitteena on, ettei tarvitse mennä puolustustason II toimintoihin (tässä tapauksessa hätädieselit) tai edes muihin puolustustason I varavaihtoehtoihin (tässä tapauksessa 110 kV verkkoyhteys).

Mikäli omakäytölle voidaan siirtyä ja se on myös kokeellisesti todennettu käyttöönottokokeissa, se osoittaa, että laitos on ”trimmattu hyvään kuntoon”. Tämä koskee erityisesti prosessipuolen turbiinipuolta sekä sähköjärjestelmiä [H7]. Eli vaatimus laitoksen kyvystä siirtyä omakäytölle asettaa laitoksen suunnittelijoille jossain määrin tiukat vaatimukset ja täten parantaa suunnittelutyön lopputulosta.

Mikäli laitosesikköä ei suunnitella kykeneväksi siirtymään omakäytölle, sen transienttikestoisuuden suunnittelu jää hyvin suurella todennäköisyydellä heikommaksi kuin omakäytölle kykenevät laitokset. Tämä on pulmallista siksi, että myös laitokset joiden ei tarvitse kyetä omakäytölle siirtymään, voivat kokea rajuja transientteja kuten äkillisen kuormanpudotuksen turbiini-generaattorilta ja laitoskatkaisijan avautumisen. Täten voi olla harhauttavaa, ettei laitos kokisi transientteja, mikäli siltä ei odoteta omakäytölle siirtymistä. [58]

9.4 Omakäytöstä aiheutuvat heikkoudet turvallisuudelle

Omakäytölle siirtymisen onnistuminen on aina ollut epävarmaa. Omakäytölle siirtymisen epäonnistumisen todennäköisin syy on ylijännitetransientti, minkä seurauksena generaattorikatkaisija tai jonkin muun kriittisen laitteen suojaus on lauennut ylijännitteestä, ja siten estänyt omakäytölle siirtymisen onnistumisen. Uhkana tässä on, että ylijänni-

tetransientti on ollut niin raju, että se on kerinnyt vaurioittaa sähköjärjestelmiä, kuten kokemukset osoittavat.

Mikäli laitokselta ei vaadita omakäytölle siirtymiskykyä, on laitoksen sähköjärjestelmien suojaus ja ohjaus yksinkertaisempi toteuttaa. Kun suojaus ja ohjaus ovat yksinkertaisempia, ovat ne myös todennäköisesti luotettavampia ja varmempia toiminnaltaan. [58]

Omakäytön mahdollistavien suurten ohitusventtiilien virheellinen aukeaminen on riski. Tämä riski on sinänsä todellinen, että se on toteutunut kerran Loviisassa. Olkiluodossa riski ei ole toteutunut. Kiehutusvesilaitoksessa tämä riski on suurimmillaan käynnistyksen aikana, koska silloin riskin seuraukset ovat vakavimmat, reaktorin kuohtaaminen johtuen kylläisestä primääripiiristä. Painevesilaitoksessa riskin suuruus on melko vakio koko käyttöajan. Painevesilaitoksessa riskin toteutuminen johtaa todennäköisimmin primääripiirin jäähtymiseen, mikä johtaisi reaktorin uudelleen kriittisyyteen. [H7]

OL1/2 laitoksilla on varauduttu omakäytölle siirtymisen tuottamaan ylijännitepiikkiin pääkiertopumppujen suojauslogiikkaan tehdyillä muutoksilla vuoden 2008 tapahtuman johdosta. Yksi ennalta valittu pääkiertopumppu ajetaan minimikierroksille ennakoivasti 400 kV verkon alijännitteestä. Pääkiertopumppu jää käsikäytölle tämän seurauksena. Tämä laskee reaktoritehoa noin 93 %:iin, mikä parantaa turvallisuustilannetta, mikäli omakäytölle pyritään siirtymään. Kun häiriön on todettu menneen ohi, palautetaan käsikäytöllä oleva pääkiertopumppu takaisin normaaliin toimintaan. Tyypillisesti tästä pääkiertopumpun alasajosta aiheutuu luokkaa 20 MW tehon menetys. Turvallisuusmielessä tämä tuotantomenetyks ei ole omakäytön heikkous, mutta luvanhaltijan ja laitoksen käytön näkökulmasta on. [H1]

9.5 Omakäyttömahdollisuuden korvaavia turvajärjestelmiä

Mikäli omakäytölle siirtymismahdollisuudesta haluttaisiin luopua, pitäisi tämä syvyys-suuntaisen puolustuksen tason I rajoittava toiminto pyrkiä kompensoimaan jotenkin. Mikäli puolustustason II toimintoja voidaan parantaa, voidaan rajoittavia tekijöitä kenties heikentää, tai sitten pitää pyrkiä muodostamaan uusia rajoittavia tekijöitä [H1]. Suomessa toistaiseksi uusiksi suojaustoiminnoiksi voisi laskea ei-sähkötoimisten turvajärjestelmien lisäämisen, kuten eristyslauhduuttimen, koska Suomessa ei juuri ole ei-sähkötoimisia turvalaitteita. Lisäksi rajoittavia tason I toimintoja saataneen lisää diversifioinnin lisäämisestä.

Ei-sähköiset turvalaitteet ovat pääasiassa tarkoitettu ja suunniteltu laitoksille tottaisiin sähkömenetystilanteeseen. Tällöin järjestelmien kokonaissuunnittelussa on tärkeää huomioida myös apusähköjen menetys, koska muun muassa venttiilit ovat pääasiassa suunniteltu sähkömenetystilanteessa ohjautumaan turvalliseen tilaan (kohta 3.2.4), mikä monesti tarkoittaa venttiilien sulkeutumista. Tällöin voi huonossa tapauk-

nessa koko turvajärjestelmän toiminta keskeytyä apusähkön menetykseen venttiilien mentyä ”turvalliseen tilaan”.

9.6 Muu maailma

Omakäytölle siirtymiskyvyn vaatimukset vaihtelevat maittain. Käytännössä Euroopassa kaikki voimalaitokset ovat ainakin suunniteltu kykeneviksi siirtymään omakäytölle tarvittaessa [58]. Tosin tämän käytännön toteutus vaihtelee, sillä esimerkiksi Isossa-Britanniassa ei ole todistettu kertaakaan turvallisuusmielessä omakäytölle siirtymiskykyä, joten onnistumisen todennäköisyyttä ei pidetä hyvänä [H6]. Suomessa omakäytölle siirtymiskoe kuuluu laitoksen käyttöönottokokeisiin. Toisaalta taas USA:ssa 103 ydinvoimalasta ainoastaan Palo Verden yksiköt 1,2 ja 3 ovat suunniteltu siirtymään omakäytölle, tosin siirtyminen omakäytölle ei ole toistaiseksi vielä onnistunut näissä laitoksissa kertaakaan. Tästä välistä ovat Japanin ydinvoimalat, joista karkeasti puolessa on omakäytölle siirtymiskyky. [58] Syitä eri tapoihin suhtautua omakäytölle siirtymiseen ovat muun muassa järjestelmävastaavan vaatimukset ja ilmastolliset ominaisuudet, kuten hurrikaanit ja maanjäristykset. USA:ssa voimayhtiöt näkevät myös taloudellisesti kannattavammaksi toimia ilman omakäyttökykyä. [57]

Lisäksi on hyvä tiedostaa, että Tsernobylin onnettomuus sai aikanaan alkunsa omakäytölle siirtymiskokeesta. Tosin Tsernobylin laitostyyppi oli erilainen kuin nykyisin länsimaissa käytettävät. [8]

9.7 Muita huomioita

Monesti laitoskatkaisija toimii voimalaitoksen sähköaseman lähtevien johtojen johdosuojien varasuojana [58]. Eli tilanteessa jossa esimerkiksi Olkiluodossa yhteydellä OL-UL syntyy vika ja ensisijainen johtosuoja ei toimikaan, niin varasuojana laitoskatkaisija aukeaa. Tämä tarkoittaa nykyisillä asetuksilla Olkiluodossa sitä, että myös generaattori- ja 6,6 kV kiskojen syöttökatkaisijat aukeavat ja syöttö vaihtuu 110 kV verkkoon.

Koska Suomessa ja pohjoismaissa merkittävä osuus sähköenergiasta tuotetaan ydinvoimalla, näkee Suomen järjestelmävastaava Fingrid ydinvoimaloiden mahdollisuuden siirtyä omakäytölle häiriötilanteessa erittäin tärkeänä. Omakäytölle häiriöiden ajaksi siirtymällä voidaan ydinvoimalat palauttaa nopeammin häiriön jälkeen takaisin tehontuotantoon ja näin koko kantaverkon luotettavuus ja käytettävyys paranevat huomattavasti. Mikäli ydinvoimaloilla ei olisi omakäytölle siirtymiskykyä, pitäisi reaktorit ajaa herkemmin alas kantaverkon häiriöistä ja tämän seurauksena häiriön jälkeen verkon palautus kestäisi selkeästi kauemmin, koska ydinvoimalan ylösajo kestää yhdestä vuorokaudesta jopa neljään vuorokauteen. [H3]

Lisäksi herää kysymys, olisiko mahdollista pienentää jännitetransienttia laitosautomaatiota hyväksi käyttäen. Esimerkiksi jos laitoskatkaisijan toimintaa viivästäisiin sen verran, että päägeneraattorin magnetointivirta kerkiäisi kääntyä laskuun, voitaisiin todennäköisesti välttyä rajuimmalta ylijännitepiikiltä. Tämä tarkoittaisi sitä, että laitoskatkaisijan releen saadessa käskyn aueta, se lähettäisi välittömästi käskyn päägeneraattorin magnetointilaitteistolle ajaa magnetointivirta minimiin. Viivästysaika voisi olla luokkaa 50 ms. Tällä aikaa magnetointivirta kerkiäisi kääntyä laskuun, minkä jälkeen laitoskatkaisija vasta aukaistaisiin. Tätä aikaa ei pitäisi olla kovin vaikea edes saavuttaa, koska VJV edellyttää laitokselta 250 ms kestävyyttä 0 % jännitteellä ja laitoskatkaisijan normaali toiminta-aika on noin 100 ms luokkaa. Tämä siis periaatteessa mahdollistaisi viiveen asettamista laitoskatkaisijalle.

Kun laitoksella on omakäytölle siirtymiskyky, pitää laitoksen sähköjärjestelmien ylijännitetransienttisuojaukseen korostaa. Tällöin olisi syytä analysoida erityisesti passiivisiä ylijännitesuojia, koska OL1 2008 kokemus osoittaa ylijännitereleiden heikkouden suojata laitosta.

9.8 Yhteenveto

Keskeinen tekijä omakäytölle siirtymisen onnistumisessa ja turvallisuuden ylläpitämisessä on, että voimalaitoksen omiin sähköjärjestelmiin ei kohdistu liian isoja transientteja, jotta laitteet ja järjestelmät eivät vioitu ja säilyttävät toimintakykynsä. Täten siirtymätransientin hallinnassa keskeisimmät tekijät ovat päägeneraattorin jännitteensäätäjän tarpeeksi nopea ja luotettava toiminta sekä turbiini-generaattorilta poistuvan vastavoiman vaikutus sähköverkon taajuuteen ja höyryprosessiin. Edelleen näiden yhteisvaikutus (sähköverkon taajuuden ja jännitteen muutos) laitoksen sähkömoottoreiden välityksellä laitoksen prosessijärjestelmiin tulee huomioida. Seuraavassa on vielä tiivistettynä omakäytön hyödyt ja heikkoudet.

Omakäytölle siirtymisestä aiheutuvat hyödyt turvallisuudelle:

- yksi rajoittava toiminto lisää syvyysuuntaiseen puolustukseen
- mahdollisuus tukea kantaverkkoa nopeammin ilman viivettä
- katkeamaton sähkönsyöttö laitoksen sähköjärjestelmiin
- reaktoria ei tarvitse niin herkästi ajaa alas verkkohäiriöissä
- laitoksesta tulee ”pakolla” kestävämpi transientteja vastaan

Omakäytölle siirtymisestä aiheutuvat heikkoudet turvallisuudelle:

- monimutkaisempi suojauksen ja ohjauksen suunnittelu
- suuri todennäköisyys siirtymisen epäonnistumisessa
- rajun ylijännitetransientin mahdollisuus ja siitä seuraavat vikaantumiset
- korkeammat investointikustannukset
- dumpausventtiilien virheellisen avautumisen mahdollisuus

Kantaverkoissa, joissa merkittävä osa energiasta tuotetaan ydinvoimalla, kuten Nordel, ydinvoimaloiden siirtyminen häiriön ajaksi saarekkeeseen omakäytölle on laajassa mittassa tärkeä ominaisuus kantaverkon käytettävyyden ja luotettavuuden näkökulmasta. Laitosyksiköiden turvallisuuden näkökulmasta omakäytölle siirtyminen jakaa vahvasti mielipiteitä ydinvoima-alan asiantuntijoiden keskuudessa.

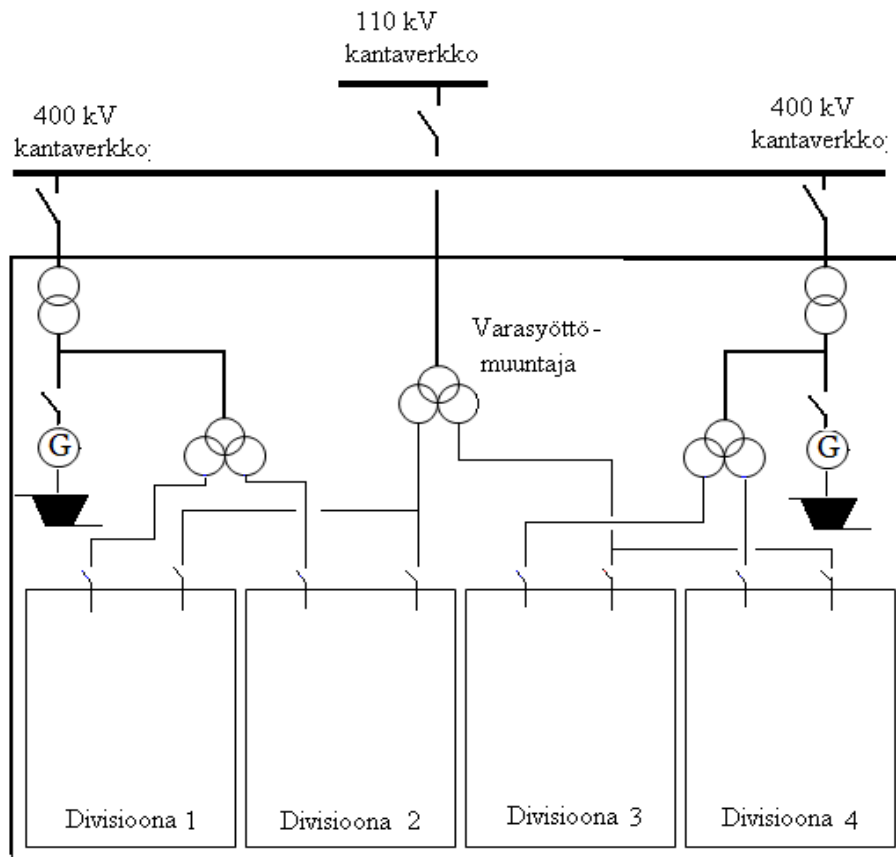
10 YHDEN JA KAHDEN TURBIINI- GENERAATTORILAITOSTEN EROJA

Ydinvoimalaitos voidaan toteuttaa yhdellä turbiini-generaattorilla tai yhden sijaan kahdella rinnakkaisella turbiini-generaattoriyksiköllä, kuten Loviisan ydinvoimalaitokset on toteutettu. Nykyisin rakennettavat ja suunniteltavat laitosmallit ovat käytännössä pelkästään yhdellä turbiini-generaattorilla. Tämän johdosta diplomityön viimeisessä osiossa pyritään esittelemään eroja yhden- ja kahden turbiini-generaattorilaitoksien välillä.

Yleinen mielikuva on, että kahden, tai useammankin, turbiini-generaattorin voimalaitokset ovat yleisempiä entisen Neuvostoliiton alueella kuin lännessä. Se, minkä takia osa vanhemmista laitosyksiköistä, kuten Loviisa 1 ja 2, Forsmark 1 ja 2, Oskarshamn 1 ja 2 sekä Ringhalsin kaikki 4 laitosta, ovat kahdella turbiini-generaattorilla eivätkä yhdellä, johtunee muun muassa turbiinien valmistajasta. Jälkeenpäin syyksi valita kaksi turbiini-generaattoria rinnan on esitetty lähinnä teknistä kehittymättömyyttä ja siitä seurannutta turbiinien valmistajien arkuutta sekä varovaisuutta toteuttaa yhtä isoa turbiini-generaattoria. Lisäksi Neuvostoliitossa yleinen tapa monistaa jo käytössä olevaa uuden suunnittelun ja kehittämisen sijaan on ajanut osaltaan kohti useamman turbiini-generaattorin laitoksia. Tosin ei kahden turbiini-generaattorin malli pelkästään kuulu vanhoille laitoksille, sillä Ison-Britannian Sizewell B on otettu käyttöön vuonna 1995 ja on kahden turbiini-generaattorin PWR-laitos.

10.1 Esimerkkiteutus kahdesta turbiini-generaattorista

Forsmark 1 ja 2, Loviisa 1 ja 2 sekä Ringhalsin kaikki 4 laitosta on toteutettu kuvan 10.1 tavalla. Kahden turbiini-generaattorin tapauksessa höyryprosessi on samanlainen kuin yhden turbiini-generaattorin tapauksessa, erona on vain tuorehöyryn jakaantuminen kahteen osaan höyrytukilta turbiinilinjoille. Sähköjärjestelmät ovat näissä laitoksissa ylätasolta katsottuna kahdessa redundanssissa, mutta molemmat redundanssit jakaantuvat myös kahtia, eli ovat käytännössä neljän redundanssin laitoksia.



Kuva 10.1. Esimerkki kahden turbiini-generaattorin kytkennästä.

10.2 Kahden turbiini-generaattorin vahvuudet

Kahdesta rinnakkaisesta turbiini-generaattorista hyötyvät sekä sähkö- että höyryprosessijärjestelmät. Kun toinen turbiini-generaattorin vikaantuu joko yksittäisvialla tai jopa pidemmällä vikaketjulla, on mahdollista, että ehjällä turbiini-generaattorilla voidaan jatkaa sähköntuottamista vian aikana. Yhden turbiini-generaattorin vian seurauksena ei siis välttämättä tarvitse ajaa koko laitosta alas tai seisokkiin, vaan reaktoritehoa pienentämällä voidaan jatkaa sähkön tuottamista, ja vian poistuttua vioittunut turbiini-generaattori palautetaan toimintaansa toisen rinnalle. Tämän seurauksena sähköverkko ja höyryprosessi kokevat pienemmän transientin.

Hyödyt voimalaitokselle

Kahden turbiini-generaattorin mallissa voimalaitosyksiköillä on rinnakkain kaksi päägeneraattoria ja päämuuntajaa. Omakäyttöjärjestelmästä on tällöin mahdollista rakentaa kaksi yhteyttä omakäyttömuuntajien ja päämuuntajien kautta 400 kV verkkoon. Tämä pienentää sitä mahdollisuutta, että 400 kV verkkoyhteydet menetetään kokonaan laitoksen sisäisen vian seurauksena. [10] STUKin ryhmäpäällikkö Valtosen arvion mukaan omakäytölle siirtyminen onnistuu kahden turbiini-generaattorin mallissa paremmalla todennäköisyydellä kuin yhden turbiini-generaattorin laitoksessa [H7].

Loviisassa päämuuntajakentät on normaalisti kytketty siten, että molempien laitojen toinen generaattori syöttää pääkiskoa 1 ja toinen generaattori pääkiskoa 2. Koska pääkiskot yhdistävän kiskokatkaisijan kautta sulkeutuu 400 kV rengasjohto, voidaan kiskosuojien toimiessa kisko- tai katkaisijaviassa erottaa vain viallinen kisko käytöstä. Molemmat laitokset jäävät tällöin puolella teholla toisen generaattorin välityksellä kiinni kantaverkkoon. Tästä hyötyvät sekä voimalaitokset että kantaverkko. [9] Voimayhtiö voi päästä myös pienemmillä taloudellisilla tappioilla, koska tuotantoa voidaan jatkaa joidenkin vikojen aikana.

Hyödyt kantaverkolle

Voimalaitoksen irtikytkentätransientti kantaverkolle on huomattava isoimpien voimalaitosten, kuten OL3, osalta. OL3 on myös niin sanottu mitoituskriteeri Nordel-verkolle. Mikäli kantaverkon suurimmat tuotantolaitokset toteutettaisiin kahdella turbiini-generaattorilla, olisi kantaverkon häiriötaajuus varmasti pienempi. Näin siksi, että suuria (1600 MW) ja äkillisiä tuotannon putoamisia olisi tällöin harvemmin kantaverkossa.

10.3 Kahden turbiini-generaattorin heikkoudet

Uudemmat laitokset ovat käytännössä kaikki toteutettu yhdellä turbiini-generaattorilla. Tähän ajaa muun muassa pieni etu prosessihyötysuhteessa yhden turbiini-generaattorin eduksi sekä taloudellisuus. Taloudellisesti tulee edullisemmaksi rakentaa yksi iso turbiini-generaattori, koska silloin päästään pienemmällä turbiinihallilla sekä vähemmällä oheislaitteilla. Yhden turbiini-generaattorin huolto ja ylläpito tulevat myös todennäköisesti yksinkertaisemmiksi. [H2; H12]

Kahden turbiini-generaattorin mallissa molemmilta generaattorimuuntajilta yhteys kantaverkkoon on käytännössä aina saman sähköaseman kautta. Eli generaattorit ovat rinnan aseman putkikiskoissa ja kantaverkon rengas sulkeutuu samalla sähköasemalla. Tällöin menetetään osa kahden rinnakkaisen järjestelmän hyödyistä. Tällöin niin laitoksesta kuin kantaverkostakin tulevat häiriöt sekä osa sähköasemalla tapahtuvista vioista vaikuttavat laitoksen kaikkiin neljään rinnakkaiseen sähköjärjestelmään samalla tavalla kuin yhden generaattorin mallissa. Esimerkkinä ovat Forsmark 1 ja 2 laitosten tapahtumat. Myös Loviisan käyttöhäiriöraportit osoittavat, että molemmat turbiini-generaattoripuolet kokevat kantaverkon häiriöitä samalla tavalla. Tätä mallin heikkoutta voitaisiin tietysti parantaa sillä, että generaattorit olisivat sähköisesti etäällä toisistaan. Tähän päästään sillä, että 400 kV kytkinkentällä toteutettaisiin erottelua, sekä aseman tulo että lähtö yhteyksissä, esimerkiksi samaan tapaan kuin on Olkiluodossa tehty OLA ja OLB asemien kanssa. Olkiluodossa tämä erottelu on tosin tehty eri syistä. Toinen vaihtoehto olisi eri jännitetasojen käyttö, kuten on tehty Oskarshamnissa. Eli toinen generaattori olisi 400 kV verkossa ja toinen 110 kV (tai 220 kV) verkossa. Tämä eri jännitteiden käyttö on tosin hyvin harvinaista, mutta teknisesti mahdollista, eikä Fingridilläkään ole toistaiseksi mitään sitä vastaan [H3]. Oskarshamnin kolmesta ydinvoima-

lasta on toteutettu ainakin Oskarshamn 1 ja 2 -laitokset siten, että yksi turbiini-generaattori syöttää 130 kV alueverkkoa ja toinen turbiini-generaattori syöttää 400 kV kantaverkkoa [H1]. Täten olisi mielenkiintoista simuloida, kuinka voimalaitokseen kohdistuvat transientit ja häiriöt eroavat Suomen ydinvoimalaitosten ja Oskarshamnin ydinvoimalaitosten laitosmallien välillä. Koska voidaan olettaa, että Oskarshamnin mallissa laitokseen kohdistuisi vähemmän haitallisia ja ydinturvallisuutta vaarantavia häiriöitä ja transientteja. Toinen simulointikohde voisi olla kahden generaattorin yhdistävän sähköaseman etäisyyden vaikutus voimalaitoksen kokemiin transienttiin. Eli esimerkiksi ensimmäisessä simuloinnissa sähköasema olisi voimalaitoksen pihalla ja toisessa simuloinnissa esimerkiksi 15 kilometrin päässä voimalaitoksesta.

10.4 Muita huomioita

Tampereen teknillisen yliopiston energiatekniikan laitoksen professori Risto Raikon mukaan kahden turbiini-generaattorin voimalaitokset tulevat melko varmasti tulevaisuudessa yleistymään. Syyksi hän mainitsee voimaloiden tehon kasvun ja matalapaineturbiinien siipien rajallisen pituuden kasvattamisen. Hänen mukaansa nykyinen OL3:n 1,8 metrin MP -turbiinin siipipituus on aivan äärirajoilla. [H13]

Järjestelmävastaavana Fingrid varautuu käytännössä aina reaktoripikasulkuun Loviisassa, mikäli siellä esiintyy vakavampia häiriöitä. Eli Fingrid ei laske sen varaan, että laitos jäisi toisella generaattorilla tuottamaan tehoa kantaverkkoon. Näin ollen sillä, onko laitoksessa yksi vai kaksi turbiini-generaattoria, ei ole järjestelmävastaavan näkökulmasta käytännössä eroa. [H3]

Tässä opinnäytetyössä ei käytetä todennäköisyyspohjaisia laskelmia todistamaan paremmuutta tai heikkoutta, ja täten olisikin varsin mielenkiintoista tehdä tulevaisuudessa PSA -analyysyjä yhden ja kahden turbiini-generaattorin laitosten turvallisuuseroista. Mikäli PSA -analyysillä voitaisiin todeta kahden turbiini-generaattorin malli turvallisemmaksi, olisi mielenkiintoista selvittää missä menee raja, jolloin molemmat mallit olisivat yhtä ”suosittuja”, koska nykyisin rakennettavat ja suunniteltavat laitosmallit ovat pienen hyötysuhde-eron ja investointikustannuserojen takia yksinomaan yksi turbiini-generaattorisia.

10.5 Yhteenveto

Yhdellä turbiini-generaattorilla varustetut laitokset ovat tällä hetkellä selvästi suosittumia kuin kahdella turbiini-generaattorilla varustetut ydinvoimalaitokset. Yhtenä työn tavoitteena oli selvittää näiden eroja turvallisuuden näkökulmasta. Tähän tavoitteeseen ei päästy. Tämän työn perusteella ei voida sanoa, kumpi malli olisi parempi tai heikompi. Täten jatkon kannalta olisi hyödyksi tehdä simulointeja eri laitosmalleille koskien generaattoreiden lukumäärää ja eri jännitetasoja. Myös simulointi kahden generaattorin

yhdistävän sähköaseman etäisyyden vaikutuksesta olisi suositeltavaa. Mikäli halutaan saada selville laitosmallien eroja turvallisuuden näkökulmasta konkreettisilla lukuarvoilla, olisi hyödyksi myös PSA -analyysien tekeminen samoille teoreettisille laitosmalleille eri turbiini-generaattoriversioilla.

11 YHTEENVETO

Työn päätavoitteena oli tutkia Suomen ydinvoimalaitosten rakenteen kannalta, kuinka ulkoisilta sähköverkkohäiriöiltä voitaisiin suojautua entistä paremmin. Tähän päästiin sillä, että työn alussa, luvuissa 3 – 5, tutustuttiin Suomen ydinvoimaloiden sähköjärjestelmiin, sähköverkkohäiriöiden syntyyn ja vaikutuksiin sekä häiriöiltä suojautumiseen. Kuudennessa luvussa perehdyttiin tarkemmin erilaisuusperiaatteen soveltamiseen ydinvoimalaitosten sähköjärjestelmiä koskevissa osissa, koska syvyysuuntainen puolustus tarkoittaa sähköjärjestelmissä lähinnä erottelu- ja erilaisuusperiaatteen soveltamista ja kehittämistä. Luvussa kuusi annettiin myös muutamia muutosehdotuksia. Tämän jälkeen esiteltiin neljä erityyppistä rakenteellista ja osin toiminnallista kantaverkkoliityntämallia. Esitellyillä kantaverkkoliityntämalleilla pyritään ennaltaehkäisemään vakavien yhteisvikojen syntyminen ydinvoimalaitosten sähköjärjestelmissä. Myös näiden pohjalta annettiin muutamia muutosehdotuksia ja nostettiin esiin lisätutkimuksia kaipaavia osalualueita. Kaikki työssä annettavat muutosehdotukset ja suositukset ovat opinnäytetyöntekijän henkilökohtaisia näkemyksiä, eivätkä edusta STUKin virallista kantaa. Työn tavoite saavutettiin lukuun ottamatta lukuja 8 ja 10, mutta näissäkin päästiin lähelle tavoitetta. Luvuissa 8 ja 10 ongelmaksi muodostui heikko lähdemateriaalien saatavuus.

11.1 Yhteenveto kantaverkonliityntämalleista

Työn sisällön ja erotteluperiaatteen soveltamisen kannalta tärkein tulos on suositus laitoksen verkkoliityntän muuttamisesta luvussa 7 esitetyn 2/4 -mallin mukaiseksi. Tällä saataisiin varmuutta laitoksen sähkösaantiin ja yksittäisvikasietoisuutta paremmaksi. Näin voitaisiin ennaltaehkäistä vakavien yhteisvikojen syntymistä. Ydinturvallisuuden kannalta tärkeä erotteluperiaate vahvistuisi, koska laitoksen sähköjärjestelmät olisivat sähköisesti muutaman kymmenen kilometrin päässä toisistaan. Tähän malliin voitaisiin samalla liittää osittainen omakäytöstä luopuminen. Tämä tarkoittaa sitä, että tarvittaessa laitos siirtyisi kahden divisioonan osalta omakäytölle ja jäisi ensisijaisesti kiinni kahden muun divisioonan osalta kantaverkkoon. Näin välttyttäisiin koko laitoksen sähköjärjestelmiin kohdistuvilta transienteilta ja säilytettäisiin silti voimalaitoksen melko nopea palautusmahdollisuus verkkoon tehoa tuottamaan. Lisäksi 2/4 -mallilla voitaisiin tuoda laitoksen sähköteholähteiden muutoksissa diversiteettiä aikaparametrissa. Tällä voitaisiin todennäköisesti parantaa teholähteiden muutosten onnistumisen todennäköisyyttä. Tämä vahvistaisi edelleen syvyysuuntaista puolustusta. Luvussa 7 saavutettiin tavoite, mutta tarkemmin ei kuitenkaan pystytty sanomaan kuinka hyvin tämä malli suojaisi verkkohäiriöiltä ja se onkin yksi työn keskeinen jatkotutkimus suositus.

Luvussa 8 tutustuttiin kylmän divisioonan malliin. Kylmästä divisioonasta olisi hyötyä erityisesti vakavissa ja pidempiaikaisissa yhteisvioissa, joten kylmän divisioonan jatkokehityksessä on varmasti vielä käyttämätöntä potentiaalia. Lisäksi jo lähitulevaisuudessa voimakkaasti lisääntyvä automaatio ja valitettavasti myös automaation viat sekä mahdolliset kyberhyökkäykset tulevat lisääntymään, tai ainakin näiden uhka kasvaa. Kaikkia näitä uhkia vastaan kylmä divisioona voisi olla hyvä puolustuskeino. Mikäli voimalaitoksessa olisi yksi kylmä divisioona, takaisi se, että mikään automaatio ei suunnittelemattomassakaan toiminnassa saisi täydellistä ylivaltaa laitoksesta. Mikäli laitoksiin tulee laitoksen ulkopuolinen operointimahdollisuus, niin se sopisi erityisen hyvin juuri kylmälle divisioonalle. Haasteena kylmässä divisioonassa on sen sijoittaminen laitokselle. Valmiille käytössä olevalle voimalaitokselle kylmän divisioonan käyttöönotto lienee lähes mahdotonta. Uusille ja suunnitteluvaiheen laitoksille kylmän divisioonan sijoittaminen on toki mahdollista mutta haasteellista. Tässä kohtaa työtä jäätin tavoitteista johtuen lähdemateriaalien puuttumisesta, ja luku perustuukin haastatteluihin sekä tekijän omiin päätelmiin.

Luvussa 9 tutustuttiin laitosityksikön omakäyttömahdollisuuteen. Omakäyttömahdollisuuden hyödyntäminen nähdään tällä hetkellä turvallisuuden ja uhkakuvien tapauskohtaisena optimointitehtävänä. Järjestelmävastaavan näkökulmasta omakäyttömahdollisuus on ehdottoman hyvä asia, mutta jakaa turvallisuusnäkökulmasta alan asiantuntijoiden mielipiteitä. Omakäytön osalta tavoite saavutettiin hyvän lähdemateriaalisuuden ansiosta.

Työn lopussa, luvussa 10, pyrittiin tarkastelemaan yhden ja kahden turbiini-generaattorilaitoksien eroja. Tämä tavoite ei toteutunut työssä kovin hyvin. Ongelmaksi muodostui kattavien lähdemateriaalien puute, joiden pohjalta arviointia olisi päästy toteuttamaan. Aihepiiriin liittyvät lähteet ovat käytännössä kaikki haastattelemalla saatuja yksittäisten henkilöiden mielipiteitä ja pohdintoja. Mikäli aiheesta halutaan jatkossa tehdä analysointia, täytyy lähdemateriaalia tiedustella suoraan eri järjestelmien valmistajilta ja toimittajilta, joilla on varmasti tarvittavia materiaaleja. Tosin se, kuinka yrityksen ulkopuolinen henkilö saa näitä käyttöönsä, voi olla ongelma.

11.2 Toimenpidesuosituksukset

Tulevaisuudessa olisi eduksi lisätä erottelua ja erilaisuutta erityisesti laitosten sähköjaka-luteissa, koska sähköteholähteissä näin on jo melko hyvin tehty. Tämän takia työn tärkeimpinä muutosehdotuksina on laitoksen verkkoliittynän muuttaminen luvussa 7 esitetyn 2/4 -mallin mukaiseksi ja laitoksen 110 kV varasyöttöyhteyden kaapelointi. Suositeltavaa olisi kaapeloida koko 110 kV yhteys laitokselta 110/400 kV sähköasemalle (Loviisassa Hagalundiin ja Olkiluodossa Raumalle) tai vähintäänkin 400 kV kanssa yhteisen johto-osuuden matka.

Laitoksien ylijännitesuojausta olisi syytä selvittää enemmän. Esimerkiksi kanta-verkosta siirtyvien ylijännitteiden vaikutusta laitoksen omakäyttöverkon kriittisiin die-

selkiskoihin voitaisiin kenties pienentää maadoittamalla omakäyttömuuntajien alajännitekäämit. Tällä pienennettäisiin erityisesti kapasitiivista ylijännitteen siirtymistä sisälle laitokseen. Suojalaitteiden toiminta saattaa ylijännitekuluaallon myötä myös viivästyä, mikä voi suurentaa laitoksen kokemaa ylijännitettä, ja tämä pitäisi osata huomioida. Edelleen kantaverkon liityntäjohdoille suositellaan lisättäväksi vaihekohtaiset johdotsoijat. Lisäksi generaattorikiskoon ja dieselkiskojen syöttöyhteyksiin olisi syytä harkita passiivisten ylijännitesuojien lisäämistä varasuojiksi nykyisten releiden rinnalle.

Jatkon kannalta olisi ehdottomasti hyödyksi tehdä luotettavuus- ja todennäköisyyspohjainen turvallisuusanalyysi tämän työn kappaleiden 7 - 10 malleista samalle teoreettiselle laitosesyksikölle. Näin saataisiin konkreettisia lukuarvoja mallien vahvuuksista ja heikkouksista. Olemassa olevista PSA -lukuarvoista ei voida luotettavasti tehdä näitä arvioita, koska ne on tehty kovin erilaisille laitostyypeille ja eri käyttötarkoituksiin.

Jatkossa olisi hyödyllistä tehdä simuloiteja ja käyttökokemusraporttien perusteella tilastoyhteenvedoja siitä, kuinka voimalaitoksien kokemat sähköverkkohäiriöt ja niiden vaikutukset muuttuvat eri verkkoliityntämalleilla. Simuloiteja ja tilastoyhteenvedoja olisi hyvä tehdä erityisesti vertailemalla nykyisin yleisintä yhden turbiinigeneraattorin ja lukujen 7 sekä 10 malleja. Edelleen simuloiteja kannattaisi tehdä kahden turbiinigeneraattorin mallissa generaattoreiden lähimmän yhteisen sähköisen pisteen eri etäisyyksien vaikutuksesta voimalaitokseen. Lisäksi saman laitoksen generaattoreiden eri liityntäjännitetasojen vaikutuksia olisi syytä simuloida ja selvittää.

Ydinturvallisuudessa keskeisiin tekijöihin, etenkin reaktoriturvallisuudessa, kuuluvat niin sanotut passiiviset turvajärjestelmät ja -laitteet, tämä vaatimus on viety myös valtioneuvoston asetukseen. Täten on mielenkiintoista, miksi samaa filosofiaa ei sähköjärjestelmissä pyritä noudattamaan, vaan luotetaan enemmän aktiivisiin toimenpiteisiin ja laitteisiin. Siten jatkossa olisi enemmän syytä pohtia passiivisten laitteiden käyttömahdollisuuksia myös sähköpuolella.

LÄHTEET

Kirjallisuus

- [1] Hyvärinen Juhani STUK, Forsmark – viimeaikaisia tapahtumia –kalvosarja, STUK,YTO.
- [2] Discrepancy with the Assumptions in Sar Safety Analyses. IRS –raportti 8062. 2009.
- [3] Hassinen, K. Forsmark 2 laitosesyksiköllä 13.6.2008 tapahtuneen pääkiertopump-
pujen pysähtymisen analysointi OL1/2 laitosesyksiköiden toiminnan kannalta.
TVO:n muistio 127226. 2008.
- [4] Loss of Safety-Classified Electrical Equipment Due to Generator
High Voltage Peak. IRS –raportti 7932. 2008.
- [5] Säteily- ja ydinturvallisuus, lakikokoelmat 2009. Edita.
- [6] YVL 1.0. Ydinvoimalaitosten suunnittelussa noudatettavat turvallisuusperusteet.
Helsinki 1996. Säteilyturvakeskus.
- [7] YVL 5.2. Ydinvoimalaitosten sähköjärjestelmät ja –laitteet. Helsinki 2004.
Säteilyturvakeskus.
- [8] Sandberg, J. 2004. Ydinturvallisuus. Hämeenlinna, Karisto Oy. 418 s.
- [9] Final Safety Analysis Report (FSAR) 8.-sarja Fortum Oyj.
- [10] Luonnonilmiöihin ja sähkönsyötön häiriöihin varautumista Suomalaisilla ydin-
voimalaitoksilla, STUKin vastaus TEM:n selvityspyyntöön. Sisältäen selvitykset
1/J42259/2011 (FV), 1/C42259/2011 (TVO) ja 3/A42259/2011 (Fortum).
- [11] YVL 2.1. Ydinvoimalaitosten järjestelmien, rakenteiden ja laitteiden turvalli-
suusluokitus. Helsinki 2000. Säteilyturvakeskus.
- [12] Mattila, R. Hyökyaalto ylitti uhkakuvat. Alara 2/2011 –lehti. s.12 – 14.
- [13] Preckshot, G. Method for Performing Diversity and Defense-in-Depth Analyses
of Reactor Protection Systems, U.S. Nuclear Regulatory Commission. NU-
REG/CR-6303

- [14] Laitonen, J. Todennäköisyyspohjainen riskien seuranta ydinvoimalaitosten valvonnassa. Diplomityö. Helsinki 2010. TTKK. 86s.
- [15] Wahlström, K. STUK, Safety classification in Finland –kalvosarja. 2006.
- [16] Safety Assessment and Verification for Nuclear Power Plants. Safety Guide. IAEA Safety Standards Series No. NS-G-1.2.
- [17] OL3 – Reaktorilaitoksen sähkönjakelun järjestelmätason ennakkotarkastusaineisto. STUKin päätös 30/G43010/2010.
- [18] Kanerva, A. Ulkoisten sähköyhteyksien menetystaajuus ja kesto Loviisan ydinvoimalaitoksella. 2006 Diplomityö.
- [19] Final Safety Analysis Report (FSAR) 600-sarja. Teollisuuden Voima Oyj.
- [20] OL3 – Analyysi laitoksen käyttäytymisestä syötönvaihdossa 400 kV verkosta 110 kV verkkoon. STUKin päätös 3/G42259/2010.
- [21] Elovaara, J. Haarla, L. 2011 Sähköverkot I-II. 1. painos. Tallinna, Otatieto.
- [22] Elovaara, J. Aro, M. 2003 Suurjännitetekniikka. Otatieto.
- [23] SFS 2664. Sähkötekniikka. Standardijännitteet. 1988. 2. painos. 4 s.
- [24] Laitinen, O. Sähkönlaatuun vaikuttavat tekijät Stora Enson Varkauden tehtaiden teollisuusverkossa. Diplomityö. Tampere 2000. TTKK. 81s.
- [25] Partanen, J. Huotari, K. Teollisuusverkkojen oikosulkuvirtojen laskeminen. Opetusmoniste. Lappeenranta 1998. 71 s.
- [26] Teknisiä tietoja ja taulukoita. ABB Oy. Yhdeksäs painos. Vaasa 2000. 626 s.
- [27] Tuusa, H. Sähkömoottorikäytöt. Kurssimateriaali. Tampere 2011. TTY.
- [28] Västi, M. Loviisan voimalaitos 1 ja 2 turvallisuuden kannalta tärkeiden sähkölaitteiden toiminta vaiheensiirtotransientissa. Fortum asiakirja LO1-K500-500-00021. 2010.
- [29] Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset (VJV2007). Helsinki 2007. Fingrid Oyj. 18 s.

- [30] Ingvald, L. OL1 – Pääkiertopumpun 313 P2 ohjautuminen minimikierröksille 400 kV:n verkon häiriön seurauksena 15.2.2008. TVO:n käyttöhäiriöraportti 125913. 2008.
- [31] Ingvald, L. OL1 – Pääkiertopumppujen 313 P3, P5 ja P6 alasajo Olkiluodon ja Kangasalan 400 kV:n häiriöstä 27.8.2006. TVO:n käyttöhäiriöraportti 116278. 2006.
- [32] Seesvuori P. Loistehon kompensointi ja yliaaltojen kompensointi. SENER julkaisu 1094.
- [33] Mäkinen, A. Sähköverkonhäiriöt ja sähkönlaatu. Kurssimateriaali. Tampere 2010. TTY.
- [34] Kuusela, K. Verkkotoimikunta 2011. Fingrid. [WWW] [Viitattu 14.7.2011.]. Saatavilla:
http://www.fingrid.fi/attachments/fi/toimikunnat/verkkotoimikunta/2011/2_2011/verkkotoimikunta_ajankohtaiset_201105.pdf.
- [35] Latva, J. Vaatimukset ydinvoimalaitoksen kantaverkkoliittynälle. Diplomityö. Olkiluoto 2009. TTY. 85s.
- [36] Eklund, T. Olkiluodon ydinvoimalaitoksen UPS:ien ja tasasuuntaajien toiminta omakäyttösähköverkon häiriötilanteissa. Diplomityö. Olkiluoto 2007. TTY. 53s.
- [37] OL3 – Jännite- ja taajuusvaihtelut turvaluokitelluissa sähköjärjestelmissä. STUKin päätös 26/G43010/2009.
- [38] Korpinen, L. Sähköverkon suojaus. [WWW] [Viitattu 5.7.2011]. Saatavilla:
http://www.leenakorpinen.fi/archive/svt_opus/5sahkoverkon_automaatio_ja_suojaus.pdf.
- [39] Taajuusmuuttajat. Suomen Sähkö- ja teleurakoitsijaliitto. Espoo 1997.
- [40] OL3 – Jännitteenvälvontakonsepti. STUKin päätös 28/G43010/2010.
- [41] Mörsky J. 1992 Relesuojaustekniikka. Otatieto
- [42] Härmälä, S. OL1/2 – Analyysi sähkölaitteiden syöttöjännitteen vaihesiirron vaikutuksista laitosyksiköiden turvallisuuteen. TVO:n muistio 133822. 2010.

- [43] YVL 2.7. Ydinvoimalaitoksen turvallisuustoimintojen varmistaminen vikaantumisen varalta. Helsinki 1996. Säteilyturvakeskus.
- [44] Status of OECD/NEA Country Regulatory Responses to the Forsmark-1 Event of 25 July 2006 and NEA/CSNI DiDELSYS Task Group Report Recommendations, Working Group on Operating Experience (WGOE), NEA/CNRA/R(2011)8
- [45] Nurmela, A. Lopullisen lämpönielun varmentaminen painevesireaktorin jälkilämmölle. Diplomityö. Espoo 2008. TTY104s.
- [46] Latva, J. OL3 – 110/400 kV ulkoisten sähköverkkoyhteyksien järjestelmäkuvaukset, päivitys. TVO kirje 3-2/1/1153, 24.8.2011.
- [47] Design of Emergency Power Systems for Nuclear Power Plants. Safety Guide. IAEA Safety Standards Series No. NS-G-1.8.
- [48] Wiren, Henri. Johtosuojat ja niiden käyttö siirtojohtojen ylijännitteiden hallinnassa. Diplomityö. Tampere 2010. TTY 50 s.
- [49] Bollen, M. Understanding Power Quality Problems, Voltage Sags and Interruptions IEEE. ISBN 0-7803-4713-7.
- [50] Schnurer, G. DiDELSYS –kokous, Tukholma 2007. Esitysmateriaali.
- [51] Wahlström, K. OECD/NEA CSNI Workshop on DiDELSYS. Matkakertomus 12.5.2011, doha 1264359.
- [52] Niskanen, Sisu. Merituulivoiman verkkoonliityntä. Diplomityö. Espoo 2009. TTY. 102s.
- [53] Lamponen, J. Tuulivoimaloiden erityispiirteitä kantaverkkoliitynnän ja verkon dynamiikan kannalta. Diplomityö. Espoo 2008. TTK 72 s.
- [54] Hyvärinen, J. Sähköhäiriö Forsmark 1 –laitoksella paljasti odottamattomia virheitä. Alara 4/2006 –lehti s. 8 - 10.
- [55] Duqu urkkii ja tuhoaa itsensä –uusi huippuvirus on mysteeri. Suomen Kuvalehti 20.10.2011. [WWW]. [Viitattu 4.11.2011]. Saatavissa: <http://suomenkuvalehti.fi/jutut/ulkomaat/duqu-urkkii-ja-tuhoaa-itsensa-uusi-huippuvirus-on-mysteeri>.

- [56] Lindholm, J. Yhteyspoikki. Suomen Kuvalehti 43/2008. s. 37 – 41.
- [57] Carlsson, L. Bystedt, P. SKI. DiDELSYS Workshop, Summary Notes. Tukholma. 5 – 7. 9. 2007.
- [58] Final DIDELSYS Task Group Report, NEA/CSIN/R(2009)10. 2009.
- [59] Knutsson, M. Evaluation of the Robustness to Grid Disturbances at the Nuclear Power Plant of Ringhals, Pulse July 2009.
- [60] Sandback, I. OL1/OL2 – Jännite- ja taajuusvaihteluiden simulointi. TVO:n raportti 130323. 2009.
- [61] Kääriälä, J. OL1 – Generaattorin jännitesäätäjän virhetoiminta, 400 kV:n verkon ja pääkiertopumppujen menetys ja reaktoripikasulku 30.5.2008. TVO:n erikoisraportti 127456. 2008.
- [62] Tarkkiainen, A. PRA-arvio: Ylijännitesuojauksen muutokset, M3334 ja M3335. TVO:n muistio 130635. 2009.
- [63] Olavi, H. OL2 - Koe TIMO59, kuormanpudotuskoe, tulosraportti. TVO:n muistio 111210. 2005.

Haastattelut ja sähköpostikeskustelut

- [H1] Mattilan, R. Ylitarkastaja STUK. Helsinki. Haastattelut kesä 2011.
- [H2] Wahlström, K. Toimistopäällikkö STUK. Helsinki. Haastattelut kesä 2011.
- [H3] Koskinen, M. ja Rauhala, T. Fingrid. Helsinki. Haastattelu 17.10.2011.
- [H4] Kannus, K. TkT Tutkimusjohtaja sekä Lahti, K. TkT tutkimuspäällikkö TTY sähköenergiatekniikanlaitos. Tampere. Haastattelu 19.9.2011.
- [H5] Andersson, Tell. Vattenfall, Ringhals, sähköpostikeskustelu 27.10.2011.
- [H6] Hilton, M. HSE, GSI, GOV,UK, sähköpostikeskustelu 19.10.2011.
- [H7] Valtonen, K. Ryhmäpäällikkö STUK. Helsinki. Haastattelut kesä 2011.

- [H8] Laaksonen, J. Pääjohtaja STUK, MTV3:n Huomenta Suomi -haastattelu 7.10.2011.
- [H9] Sandberg, J. Toimistopäällikkö STUK. Helsinki. Haastattelu syksy 2011.
- [H10] Eurasto, T. Ylitarkastaja STUK. Helsinki. Haastattelu kesä 2011.
- [H11] Tiippana, P. Johtaja STUK. Helsinki. Haastattelu 10.6.2011.
- [H12] Navalainen, J. Toimistopäällikkö STUK. Helsinki. Haastattelu 12.10.2011.
- [H13] Raiko, R. Professori energiatekniikanlaitos TTY, sähköpostikeskustelu 12.10.2011.