

Jussi Heikkinen

OLKILUODON YDINVOIMALAITOKSEN 110 kV:n KYTKINLAITOKSEN UUSINTAVAIHTOEHTOJEN VERTAILU

Diplomityö
Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta
Seppo Valkealahti
Kari Lahti
Lokakuu 2022

TIIVISTELMÄ

Jussi Heikkinen: Olkiluodon ydinvoimalaitoksen 110 kV:n kytkinlaitoksen
uusintavaihtoehtojen vertailu
Diplomityö
Tampereen yliopisto
Sähkötekniikan DI-ohjelma
Lokakuu 2022

Olkiluodon ydinvoimalaitoksen 110 kV:n verkkoyhteydellä on kaksi tehtävää. 110 kV:n verkko toimii varasyöttönä, jos ydinvoimalaitosyksikkö ei pysty tuottamaan omakäyttötehoa omalla päägeneraattorillaan, ja 400 kV:n verkkoyhteys on menetetty. Lisäksi Olkiluodon ydinvoimalaitoksen alueella sijaitsevat kaasuturbiinilaitos ja suurtehoakkuvarasto liittyvät 110 kV:n kantaverkkoon. Laitosyksiköiden ja muiden Olkiluodon järjestelmien liittäminen 110 kV:n kantaverkkoon tapahtuu 110 kV:n kytkinlaitoksen avulla. Tämä kytkinlaitos on pääosiltaan alkuperäinen, noin 45 vuotta vanha järjestelmä. Olkiluodon ydinvoimalaitoksen 110 kV:n kytkinlaitos on tarpeen uusina lähitulevaisuudessa komponenttien ikääntymisen ja teknologisen vanhentumisen takia. Kytkinlaitoksen uusimiseen on kolme vaihtoehtoa: uuden ilmaeristeisen avokytkinlaitoksen rakentaminen, uuden kaasueristeisen sisäkytkinlaitoksen rakentaminen sekä vanhan kytkinlaitoksen uusiminen nykyiselle paikalleen osa kerrallaan. Työn tavoitteena on vertailla vaihtoehtoja 110 kV:n kytkinlaitoksen uusimiseen, valita parhaiten Olkiluotoon soveltuva vaihtoehto ja toimia uusintaprojektin esiselvityksenä.

Uuden ilmaeristeisen avokytkinlaitoksen rakentaminen on ratkaisuna yksinkertaisin. Ilmaeristeinen avokytkinlaitos on hyvin yleinen tapa toteuttaa tällainen kytkinlaitos, joten soveltuvia järjestelmiä on helposti saatavilla. Lisäksi Olkiluodossa on paljon kokemusta tällaisen kytkinlaitoksen ylläpidosta ja käytöstä. Ilmaeristeinen avokytkinlaitos on myös kustannuksiltaan edullisin vaihtoehto. Olkiluodon ydinvoimalaitoksen alueella on kuitenkin hyvin vähän maapinta-alaa, joten suurikokoiselle ilmaeristeiselle avokytkinlaitokselle on hyvin vähän mahdollisia sijaintipaikkoja. Ilmaeristeinen kytkinlaitos tarvitsee myös suhteellisen paljon huoltoa.

Kaasueristeinen sisäkytkinlaitos mahtuu huomattavasti vastaavaa ilmaeristeistä avokytkinlaitosta pienempään tilaan, mikä on Olkiluodon toimintaympäristössä erittäin merkittävä etu. Lisäksi kaasueristeisen kytkinlaitoksen huollontarve on merkittävästi vähäisempi ja kisko- sekä katkaisijaviat ovat selvästi harvinaisempia. Kustannuksiltaan kaasueristeinen sisäkytkinlaitos on jonkin verran ilmaeristeistä avokytkinlaitosta kalliimpi, mutta hintaero ei ole merkittävä.

Vanhan kytkinlaitoksen uusiminen nykyiselle paikalleen olisi maankäytön kannalta erinomainen vaihtoehto, koska uutta tilaa ei tarvita. Ongelmana on kuitenkin se, että ydinvoimalaitoksen käyttöturvallisuuden ylläpitäminen vaatii sitä, että 110 kV:n kytkinlaitos on käyttökuntoinen koko uusimisprojektin ajan. Tämä edellyttää valtavaa määrää monimutkaisia kytkentöjä ja töiden suorittamista jännitteisen kytkinlaitoksen alueella. Käyttöturvallisuuden ylläpitäminen ja henkilöstön työturvallisuuden varmistaminen olisi niin hankalaa, että työn kesto ja kustannukset kasvaisivat liian suuriksi, joten tämä vaihtoehto ei ole toteuttamiskelpoinen.

Työssä vertailtiin vaihtoehtoja 110 kV:n kytkinlaitoksen uusimiseen useiden eri kriteerien perusteella. Tärkeimmät kriteerit olivat tekninen suorituskyky, käyttöturvallisuus, maankäyttö sekä uusimisen aiheuttamat kustannukset. Parhaiten Olkiluodon tarpeisiin soveltuva vaihtoehto on vertailun perusteella uuden kaasueristeisen sisäkytkinlaitoksen rakentaminen. Merkittävimmät syyt tähän ovat kaasueristeisen sisäkytkinlaitoksen pieni pinta-ala sekä huomattavasti ilmaeristeistä avokytkinlaitosta vähäisempi huollontarve. Kytkinlaitostyyppin lisäksi työssä määriteltiin myös vaatimukset uuden kytkinlaitoksen tekniselle suorituskyvylle sekä kytkinlaitoksen alustava sijaintipaikka.

Avainsanat: kytkinlaitos, sähköasema, ydinvoimalaitos

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck –ohjelmalla.

ABSTRACT

Jussi Heikkinen: Comparing the Possible Solutions for the Renewal of the 110 kV Switching Substation at Olkiluoto Nuclear Power Plant
Master's Thesis
Tampere University
Master's Degree in Electrical Engineering
October 2022

The 110 kV grid connection of Olkiluoto nuclear power plant serves two purposes. 110 kV grid acts as a stand-by electricity supply in situations, where nuclear power plant unit is not able to produce the power needed for internal consumption of the unit and the 400 kV grid connection is lost. In addition, the gas turbine power plant and battery energy storage system located at Olkiluoto are connected to the 110 kV main grid. Connecting the nuclear power plant units and other systems to the 110 kV grid is done using a 110 kV switching substation. This substation is mainly the original system built about 45 years ago. The 110 kV switching substation at Olkiluoto needs renewal in the near future due to the aging of the components and technological obsolescence. There are three possible solutions for the renewal of the substation: building a new outdoor air insulated substation, building a new indoor gas insulated substation and renewing the old substation at its current location. The goal of this thesis is to compare the possible solutions for the renewal of the 110 kV switching substation, choose the most suitable solution to Olkiluoto and act as a preliminary study for the renewal project.

Building a new outdoor air insulated substation is the simplest solution. An outdoor air insulated substation is a very common substation design, and therefore suitable systems are easily available. In addition, there is a lot of experience in maintaining and operating this kind of substation at Olkiluoto. An outdoor air insulated substation is also the cheapest option. However, there is very limited space in Olkiluoto nuclear power plant area, which means that there are not a lot of possible locations for the new outdoor air insulated substation. An air insulated substation also requires relatively high amount of maintenance.

An indoor gas insulated substation takes up significantly less space than an outdoor air insulated substation, which is very beneficial in Olkiluoto. A gas insulated substation also requires less maintenance and faults in busbars and circuit breakers are much rarer. An indoor gas insulated substation is slightly more expensive than an outdoor air insulated substation, but the cost difference is not very significant.

Renewing the old substation at its current location would be an excellent solution from the land usage point of view, because new space is not needed. However, the problem is that maintaining the operational safety of the nuclear power plant requires, that the 110 kV switching substation is in working order during the whole renewal project. This leads to a massive number of switching operations and working in the vicinity of live parts. Maintaining the operational safety and securing the work safety of personnel would be so difficult, that the duration and costs of the renewal would become too high. Therefore, this solution is not realizable.

This thesis compared the possible solutions for the renewal of the 110 kV switching substation based on several criteria. The most important criteria were technical performance, operational safety, land usage and the renewal costs. According to this comparison, the most suitable solution to Olkiluoto is building a new indoor gas insulated substation. The most significant reasons for this are the small space required for the gas insulated substation and lesser need for maintenance. In addition to defining the switching substation type, also the requirements for the technical performance and the preliminary location were defined in this thesis.

Keywords: switchgear, switching substation, nuclear power plant

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

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Teollisuuden Voima Oyj:n sähkötekniikan yksikössä Eurajoen Olkiluodossa. Työn ohjaajina ovat toimineet sähkötekniikan pääinsinööri Seppo Härmälä ja vanhempi sähköinsinööri Janne Jurkola sekä tarkastajina professori Seppo Valkealahti ja senior scientist Kari Lahti.

Haluan kiittää työni tarkastajia saamistani kommentteista, kehitysehdotuksista sekä palautteesta. Kiitokset myös työni ohjaajille ja muille työtovereilleni ideoista, ohjauksesta sekä yhteistyöstä. Erityiskiitoksen haluan esittää sähkötekniikan yksikköpäällikkö Jari Tauluvuorelle mahdollisuudesta diplomityön kirjoittamiseen. Kiitokset kuuluvat myös Matti Vilkolle yleisistä neuvoista ja kehitysehdotuksista sekä Fingridin Riku Parkkiselle asiantuntevista kommentteista työn tekniseen osuuteen liittyen.

Suuret kiitokset myös perheelleni ja ystäväilleni, jotka ovat olleet korvaamattomana tukena opiskeluvuosien ja diplomityön kirjoittamisen aikana. Erityiskiitos Marjalle, Sähkökillalle sekä kaikille niille, joiden ansiosta opiskeluaika on ollut täynnä ikimuistoisia hetkiä.

Olkiluodossa, 31.10.2022

Jussi Heikkinen

SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO	1
2. OLKILUODON YDINVOIMALAITOKSEN SÄHKÖJÄRJESTELMÄT.....	4
2.1 Voimalaitoksen verkkoliitynnät	6
2.2 Varavoimajärjestelmät.....	7
2.3 Sähkönsyöttö laitoksen eri käyttötilanteissa	10
3. SÄHKÖASEMAT	13
3.1 Kokoojakiskojärjestelmät.....	14
3.2 Katkaisijat	19
3.3 Eroottimet	24
3.4 Mittamuuntajat	27
3.5 Muut komponentit	31
4. KYTKINLAITOKSET.....	35
4.1 Ilmaeristeinen kytkinlaitos	35
4.2 Kaasueristeinen kytkinlaitos.....	40
4.3 Muut kytkinlaitokset.....	44
5. OLKILUODON NYKYINEN 110 kV:n KYTKINLAITOS	47
5.1 Kytkinlaitoksen suunnitteluperiaatteet	47
5.2 Kytkinlaitoksen rakenne	50
5.3 Kytkinlaitoksen käyttö.....	52
6. 110 kV:n KYTKINLAITOKSEN UUSINTAVAIHTOEHTOJEN VERTAILU	56
6.1 Tekninen suorituskyky.....	56
6.2 Käyttöturvallisuus.....	58
6.3 Maankäyttö	61
6.4 Kustannukset	63
6.5 Muut kriteerit	67
6.6 Vertailun lopputulokset.....	69
7. YHTEENVETO.....	71
LÄHTEET	74
LIITE A: NYKYISEN 110 kV:n KYTKINLAITOKSEN KAAVIOKUVA.....	78
LIITE B: SUURJÄNNITTEISET VERKKOKOMPONENTIT, YKSIKKÖHINNAT JA PITOAJAT VUOSILLE 2022–2023	79

KUVALUETTELO

Kuva 1.	Olkiluodon ydinvoimalaitos [5].....	2
Kuva 2.	OL1- ja OL2-laitosyksiköiden omakäyttöverkko ja liitynnät ulkoiseen verkkoon [4].	5
Kuva 3.	Olkiluodon ydinvoimalaitoksen johtojärjestelyt [8].....	7
Kuva 4.	Kaasuturbiinikoneikon periaatekaavio [10].	9
Kuva 5.	Vaihtosähkön syöttölähteiden käyttöjärjestys laitoksen epänormaalissa käyttötilanteessa.	12
Kuva 6.	Kahden päämuuntajan sähköasema johdon päässä [18].	14
Kuva 7.	Kiskottoman järjestelmän rakenne [16].	15
Kuva 8.	Pitkittäiskatkaisijalla varustetun yksikiskojärjestelmän rakenne [19].	16
Kuva 9.	Kaksoiskiskojärjestelmän rakenne [19].	17
Kuva 10.	1½-katkaisijajärjestelmän rakenne [19].	17
Kuva 11.	Rengaskiskojärjestelmän rakenne [19].....	18
Kuva 12.	Kaksikatkaisijajärjestelmän rakenne [16].....	19
Kuva 13.	Öljykatkaisijan toimintaperiaate [21].	21
Kuva 14.	Paineilmakatkaisijan toimintaperiaate [21].....	22
Kuva 15.	Tyhjiökatkaisijan toimintaperiaate [21].....	23
Kuva 16.	Puffer-tyyppisen SF ₆ -katkaisijan toimintaperiaate [21].....	24
Kuva 17.	Kaksipilarinen vaakatasossa liikkuva kiertoerotin [22].	25
Kuva 18.	Saksityyppinen tartuntaerotin kiinni ja auki [23].	26
Kuva 19.	Alaspäin aukeava pylväserotin [24].	26
Kuva 20.	Induktiivisen jännitemuuntajan ja kapasitiivisen jännitemuuntajan rakenne [21].	28
Kuva 21.	Kondensaattoripariston ja kondensaattoriyksikön rakenne [16].	32
Kuva 22.	Sarjakondensaattorin rakenne [25].....	33
Kuva 23.	Metallioksidiventtiilisuojan rakenne [26].	34
Kuva 24.	Alajärven sähköaseman 400 kV:n ilmaeristeinen avokytkinlaitos [27].....	36
Kuva 25.	Kytkinlaitoksella tarvittavat ilmapälit [21].....	36
Kuva 26.	Ilmapäli kytkinlaitoksen kenttien välillä [21].....	37
Kuva 27.	Low rise -kytkinlaitoslayout [19].....	38
Kuva 28.	In-line-kytkinlaitoslayout [19].	39
Kuva 29.	Länsisalmen sähköaseman 400 kV:n kaasueristeinen sisäkytkinlaitos [30].	40
Kuva 30.	Kolmivaiheisesti koteloidun 110 kV:n kaasueristeisen kytkinlaitoksen rakenne [31].	42
Kuva 31.	Hybridikytkinlaitoksen rakenne [33].	45
Kuva 32.	Siirrettävä 72,5 kV:n kytkinlaitos [31].....	46
Kuva 33.	Olkiluodon nykyisen 110 kV:n kytkinlaitoksen kentän 3.13 leikkauspiirustus [42].	52
Kuva 34.	Ahtain mahdollinen tilanne jännitteisen kytkinlaitoksen kenttää uusittaessa.	60
Kuva 35.	Olkiluodon ydinvoimalaitosalue [49].	62
Kuva 36.	Ilmaeristeisten ja kaasueristeisten kytkinlaitosten suhteelliset ympäristövaikutukset [52].	68

TAULUKKOLUETTELO

Taulukko 1.	<i>Kuvan 2 järjestelmät.....</i>	<i>4</i>
Taulukko 2.	<i>Kokoojakiskojärjestelmien vertailu 245 kV:n ilmaeristeisen avokytkinlaitoksen toteutuksessa. Perustuu lähteeseen [19]......</i>	<i>19</i>
Taulukko 3.	<i>Jännitemuuntajien tarkkuusluokkien vaatimukset. Perustuu lähteeseen [16].</i>	<i>29</i>
Taulukko 4.	<i>Virtamuuntajien perustarkkuusluokkien vaatimukset. Perustuu lähteeseen [16].</i>	<i>30</i>
Taulukko 5.	<i>Kuvan 22 pääosat.</i>	<i>33</i>
Taulukko 6.	<i>Vähimmäisilmavälit tietyillä jännitetasoilla. Perustuu lähteeseen [28]......</i>	<i>37</i>
Taulukko 7.	<i>Kuvan 30 komponentit.</i>	<i>41</i>
Taulukko 8.	<i>110 kV:n kytkinlaitoksen syöttämien muuntajien nimellistehot.....</i>	<i>48</i>
Taulukko 9.	<i>Olkiluodon nykyisen 110 kV:n kytkinlaitoksen mitoitusarvot. Perustuu lähteisiin [35,36].</i>	<i>48</i>
Taulukko 10.	<i>Olkiluodon nykyisen 110 kV:n kytkinlaitoksen kenttien kuvaukset.</i>	<i>50</i>
Taulukko 11.	<i>Kuvan 34 komponentit.</i>	<i>51</i>
Taulukko 12.	<i>Laitosyksiköiden OL1 ja OL2 TTKE:n 110 kV:n syöttöä koskevat poikkeukset [45].</i>	<i>55</i>
Taulukko 13.	<i>110 kV:n kytkinlaitoksen tehonsiirtokapasiteetit eri nimellisvirroilla.</i>	<i>57</i>
Taulukko 14.	<i>Arvio uuden 110 kV:n kytkinlaitoksen hankintakustannuksista. Perustuu lähteeseen [50].</i>	<i>64</i>
Taulukko 15.	<i>Kytkinlaitosten suunnitellut ja suunnittelemattomat vuosittaiset ylläpitokustannukset osuuksina hankintakustannuksista. Perustuu lähteeseen [51].</i>	<i>65</i>
Taulukko 16.	<i>Pitoajan aikana aiheutuneiden ylläpitokustannusten nykyarvo 5 %:n korkokannalla.....</i>	<i>66</i>
Taulukko 17.	<i>Eri kytkinlaitostyyppien elinkaarikustannukset.</i>	<i>66</i>
Taulukko 18.	<i>110 kV:n kytkinlaitoksen uusintavaihtoehtojen merkittävimmät edut ja haitat.</i>	<i>69</i>

LYHENTEET JA MERKINNÄT

2K	kaksikatkaisijajärjestelmä
AIS	Air Insulated Substation, ilmaeristeinen kytkinlaitos
AK	apukisko
BESS	Battery Energy Storage System, suurtehoakkuvarasto
EPR	European Pressurized Water Reactor, eurooppalainen paine- vesireaktori
GIS	Gas Insulated Substation, kaasueristeinen kytkinlaitos
HIS	Hybrid Insulated Substation, hybridikytkinlaitos
K	yksikiskojärjestelmä
KA	kisko-apukiskojärjestelmä
KK	kaksoiskiskojärjestelmä
KKK	kaksoiskisko-apukiskojärjestelmä
LCCA	Life Cycle Cost Analysis, elinkaarikustannusanalyysi
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve, nopea häiriöreservi
OL1	Olkiluoto 1 -laitosyksikkö
OL2	Olkiluoto 2 -laitosyksikkö
OL3	Olkiluoto 3 -laitosyksikkö
PEX	Cross-Linked Polyethylene, ristosilloitettu polyeteeni
PK	pääkisko
RCSU	Rapid Circuit Switching Unit, pikavaihtokytkentäautomaatiikka
SAM	Severe Accident Management, vakavien onnettomuuksien hallinta
SBO	Station Blackout, täydellinen vaihtosähkön menetys
SF ₆	rikkiheksafluoridi
TTKE	turvallisuustekniset käyttöehdot
TVO	Teollisuuden Voima Oyj
UPS	Uninterruptible Power Supply, keskeytymätön virransyöttö
A_t	vuosittaisten kustannusten suuruus
C	kapasitanssi
d	korkokanta
f_n	nimellistaajuus
F_s	virtamuuntajan virtavirhe
F_u	jännitemuuntajan jännitevirhe
I	johdon kuormitusvirta
I_{dyn}	dynaaminen oikosulkuvirta
I_n	nimellisvirta
I_p	ensiövirran tehollisarvo
I_s	toisiovirran mitoitusarvo
I_{sR}	virtamuuntajan toisiopuolen mitoitusvirta
I_{th}	terminen oikosulkuvirta
k_n	jännitemuuntajan mitoitusmuuntosuhde
K_n	virtamuuntajan mitoitusmuuntosuhde
PV	nykyarvo
Q	loisteho
Q_{SC}	kondensaattorin mitoitusloisteho
Q_{SR}	reaktorin mitoitusloisteho
S_n	näennäisteho
S_R	virtamuuntajan mitoitusulostuloteho
t	pitoaika
U	verkon jännite
U_{max}	suurin jatkuva käyttöjännite
U_n	nimellisjännite

U_p	ensiojännitteen tehollisarvo
U_{SC}	kondensaattorin mitoitusjännite
U_{SR}	reaktorin mitoitusjännite
U_s	toisiojännitteen tehollisarvo
U_T	jännite muuntajan ensiöpuolen yli
X_C	jännitteenjakajakondensaattorin reaktanssi
X_L	resonanssikelan reaktanssi
X_{sc}	sarjakondensaattorin reaktanssi
Z_R	virtamuuntajan mitoitusimpedanssi
ω	verkon kulmataajuus

1. JOHDANTO

Olkiluodon ydinvoimalaitos on Eurajoen Olkiluodossa sijaitseva Teollisuuden Voima Oyj:n (TVO) omistama ydinvoimalaitos, jossa tuotetaan sähköä kolmella ydinvoimalaitosyksiköllä. Laitosyksiköt OL1 ja OL2 ovat tyypiltään identtisiä kiehutusvesireaktoreita. Kiehutusvesireaktorissa vettä kierrätetään reaktorin polttoainenuppujen läpi, jolloin vesi höyrystyy ja höyry johdetaan höyrylinjoja pitkin korkeapaine- ja matalapaineturbiineille. Höyryn pyörittämät turbiinit on liitetty generaattoriin, joka pyöriessään tuottaa sähköä kantaverkkoon. OL1 on aloittanut toimintansa vuonna 1978 ja OL2 vuonna 1980. Laitosyksiköiden nettosähköteho oli alun perin 660 MW, mutta useiden modernisointien myötä nettosähköteho on nykyään 890 MW. Laitosyksiköt on toimittanut ruotsalainen AB Asea Atom. Laitosyksikkö OL3 on tyypiltään EPR-tyyppinen painevesilaitos (engl. European Pressurized Water Reactor). Painevesireaktorissa polttoaineella lämmitetään primääripiirissä kiertävää vettä, joka ei höyrysty piirin korkean paineen takia. Kuumennettu vesi johdetaan erillisiin höyrystimiin, joista lämpö siirtyy sekundääripiiriin matalapaineiseen veteen, joka höyrystyy. Höyry johdetaan pyörittämään turbiineja ja täten generaattoria. OL3 on aloittanut sähköntuotannon maaliskuussa 2022. Laitosyksikön nettosähköteho on 1 600 MW. Laitosyksikön on toimittanut laitostoimittajakonsortio, johon kuuluvat AREVA GmbH, AREVA NP SAS sekä Siemens AG. Kuvassa 1 on esitetty Olkiluodon ydinvoimalaitos. Laitosyksiköt ovat kuvassa vasemmalta oikealle järjestyksessä OL3, OL1 ja OL2. [1,2]

Olkiluodon ydinvoimalaitoksen tärkeimpänä tavoitteena on tuottaa ydinvoimalla sähköä turvallisesti ja luotettavasti. Nykytilanteessa Olkiluodon ydinvoimalaitosyksiköillä tuotetaan lähes kolmasosa kaikesta Suomessa tuotetusta sähköstä. Onkin siis selvää, että keskeytykset sähköntuotannossa tulee pitää niin vähäisinä kuin mahdollista. Turvallisuuden ja käytettävyyden pitäminen korkealla tasolla ovat Olkiluodon ydinvoimalaitoksen tavoitteiden täyttämisen kannalta välttämättömiä asioita. Tärkeä osa laitosyksiköiden turvallisuuden ylläpitämistä ja käytettävyyden varmistamista on yhteys 110 kV:n kantaverkkoon. 110 kV:n verkkoyhteys toimii ensisijaisesti varasyöttöyhteytenä, jota hyödynnetään turvallisuuden kannalta tärkeiden järjestelmien käyttöön sellaisissa tilanteissa, joissa laitosyksiköt eivät kykene tuottamaan oman toimintansa vaatimaa omakäyttötehoa omilla generaattoreillaan ja yhteys 400 kV:n kantaverkkoon on menetetty. Turvalli-

suusmerkityksensä takia 110 kV:n verkkoyhteys on myös ehtona laitossyksiköiden normaalille käytölle, joten yhteyden luotettavuus on erittäin tärkeä osa ydinvoimalaitoksen toimintaa. [3,4]



Kuva 1. Olkiluodon ydinvoimalaitos [5].

Tämä työ käsittelee Olkiluodon ydinvoimalaitoksen 110 kV:n kytkinlaitoksen uusintaa. 110 kV:n kytkinlaitoksen tehtävänä on liittää laitossyksiköiden käynnistys- ja varasyöttömuuntajat 110 kV:n kantaverkkoon. Lisäksi myös voimalaitosalueen ulkoalueiden syöttömuuntajat, Olkiluodon ydinvoimalaitoksen alueella sijaitseva kaasuturbiinilaitos sekä OL3:n järjestelmäsuojaan osallistuva suurtehoakkuvarasto liitetään 110 kV:n kantaverkkoon saman kytkinlaitoksen kautta. Olkiluodon nykyinen 110 kV:n kytkinlaitos on pääosiltaan alkuperäinen noin 45 vuotta vanha järjestelmä, jota on joiltakin osin modernisoitu ja laajennettu toiminnan aikana. Komponenttien ikääntyminen ja teknologinen vanhentuminen ovat kuitenkin aiheuttaneet sen, että 110 kV:n kytkinlaitos on tarpeen uusia lähitulevaisuudessa, jotta sen toiminta säilyy luotettavana ja turvallisena myös jatkossa. Samalla on järkevää pohtia myös tulevaisuuden tarpeisiin varautumista, jotta uutta kytkinlaitosta ei tarvitse laajentaa tai vahvistaa heti rakentamisen jälkeen.

110 kV:n kytkinlaitoksen uusimiseen on useita vaihtoehtoja. Olkiluodon ydinvoimalaitokselle voidaan rakentaa kokonaan uusi kytkinlaitos, joka voisi olla tyypiltään joko ilmaeristeinen avokytkinlaitos tai kaasueristeinen sisäkytkinlaitos. Lisäksi olisi mahdollista uusia nykyinen kytkinlaitos nykyiselle paikalleen osa kerrallaan. Tämän työn tavoitteena on vertailla Olkiluodon ydinvoimalaitoksen 110 kV:n kytkinlaitoksen uusintavaihtoehtoja ja valita niistä parhaiten Olkiluotoon soveltuva vaihtoehto. Jotta vaihtoehtojen välinen ver-

tailu voidaan suorittaa, työssä pohditaan ja tutkitaan erilaisia kriteereitä, joiden perusteella eri uusintavaihtoehtoja voidaan vertailla toisiinsa. Työn toisena tavoitteena on toimia esiselvityksenä 110 kV:n kytkinlaitoksen uusintaprojektille.

Luvussa 2 esitellään lyhyesti Olkiluodon ydinvoimalaitoksen sähköjärjestelmät keskittyen erityisesti voimalaitoksen verkkoliityntöihin, varavoimajärjestelmiin sekä sähkönsyöttötapoihin laitoksen eri käyttötilanteissa. Luku 3 käsittelee sähköasemia ja niiden komponentteja, kuten kokoojakiskojärjestelmiä, katkaisijoita, erottimia sekä mittamuuntajia. Luvussa 4 kuvataan erilaisia kytkinlaitostyyppejä, kuten ilmaeristeisiä kytkinlaitoksia, kaasueristeisiä kytkinlaitoksia ja muita kytkinlaitoksia. Luvussa 5 esitellään Olkiluodon nykyisen 110 kV:n kytkinlaitoksen suunnitteluperiaatteet, rakenne sekä käyttö, jotta saadaan kuva kytkinlaitokselta vaadittavista ominaisuuksista. Luku 6 sisältää eri uusintavaihtoehtojen tarkastelun valittujen kriteerien näkökulmista ja varsinaisen vertailun vaihtoehtojen välillä. Yhteenvedossa esitellään työn tulokset ja työn pohjalta muodostetut suositukset jatkotoimenpiteiksi.

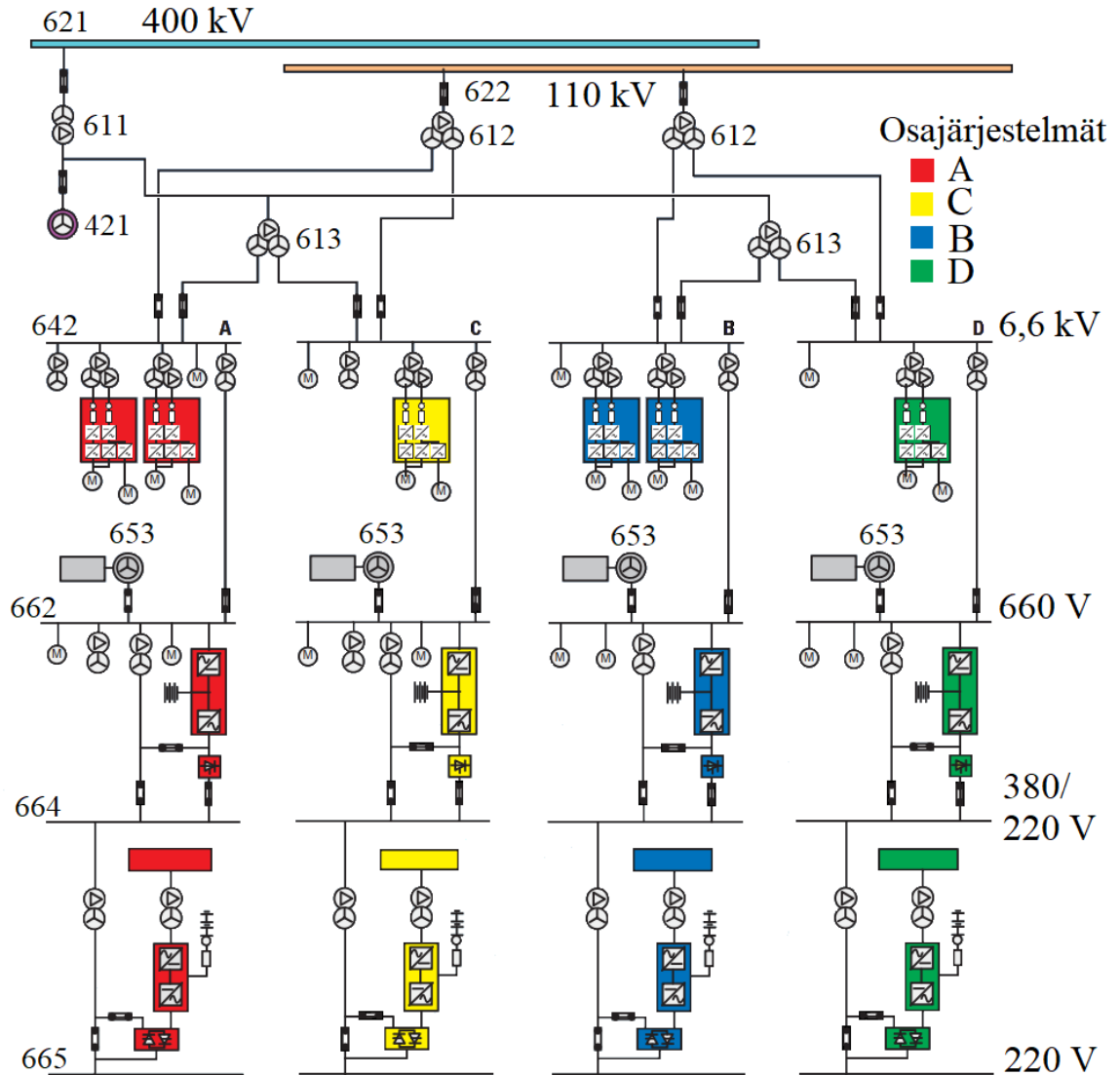
2. OLKILUODON YDINVOIMALAITOKSEN SÄHKÖJÄRJESTELMÄT

Olkiluodon ydinvoimalaitoksen sähköjärjestelmillä on kaksi tehtävää. Ensimmäinen tehtävä on tuottaa sähköä ydinreaktorien avulla ja syöttää tämä sähkö kantaverkkoon. Toinen tehtävä on laitoksen toimintoihin tarvittavan omakäyttösähkön syöttäminen. Järjestelmien on pystyttävä omakäyttösähkön syöttämiseen niin normaalissa käyttötilanteessa kuin häiriötilanteissakin laitoksen turvallisuuden varmistamiseksi. Sähkön tuottamiseen ja verkkoon syöttämiseen osallistuvat järjestelmät ovat laitosyksiköiden generaattorit, generaattorikiskot, generaattorikatkaisijat, päämuuntajat sekä 400 kV:n linjat ja kytkinlaitokset. Omakäyttösähkön syöttämiseen osallistuvat omakäyttömuuntajat, omakäyttöverkon sähkönjakelujärjestelmät, käynnistysmuuntajat sekä 110 kV:n kaapelit ja kytkinlaitos. Lisäksi tarvittaessa omakäyttösähkön syöttämiseen voidaan käyttää dieselgeneraattoreita, Olkiluodon ydinvoimalaitoksen alueella sijaitsevaa kaasuturbiinilaitosta sekä muita varavoimajärjestelmiä. [4]

Kuvassa 2 on esitetty laitosyksiköiden OL1 ja OL2 omakäyttöverkko sekä liitynnät ulkoiseen verkkoon. Kuten kuvasta näkyy, omakäyttöverkko koostuu neljästä keskenään samanlaisesta osajärjestelmästä. Osajärjestelmät eivät ole toisistaan riippuvaisia, ja ne on myös fyysisesti erotettu toisistaan. Tämän tarkoitus on turvallisuuden lisääminen häiriötilanteissa. Moninkertaistetun järjestelmän ansiosta ydinreaktorin turvallisuuden kannalta kriittiset järjestelmät saadaan pidettyä toiminnassa, vaikka yksi tai jopa kaksi osajärjestelmää olisi vikaantunut tai huoltotoimenpiteiden kohteena. Kuvassa 2 näkyvät järjestelmät on selitetty taulukossa 1.

Taulukko 1. Kuvan 2 järjestelmät.

Numero	Järjestelmä
421	Päägeneraattori
611	Päämuuntaja
612	Käynnistysmuuntaja
613	Omakäyttömuuntaja
621	400 kV:n verkko
622	110 kV:n verkko
642	6,6 kV:n verkko
653	Dieselgeneraattori
662	Dieselvarmennettu 660 V:n verkko
664	UPS-varmennettu 380/220 V:n verkko
665	UPS-varmennettu 220 V:n verkko



Kuva 2. OL1- ja OL2-laitosyksiköiden omakäyttöverkko ja liittynät ulkoiseen verkkoon [4].

OL3-laitosyksikön sähköjärjestelmät on toteutettu pääpiirteittäin samalla tavalla kuin kuvassa 2 näkyvät laitosyksiköiden OL1 ja OL2 sähköjärjestelmät. Omakäyttöverkko on samalla tavalla jaettu neljään riippumattomaan osajärjestelmään turvallisuuden parantamiseksi. Merkittävimmät eroavaisuudet liittyvät omakäyttömuuntajiin, 110 kV:n verkkoliittymään sekä jännitetasoihin. OL3-laitosyksiköllä omakäyttömuuntajat ovat kiinni 400 kV:n verkossa eivätkä generaattorin jännitetasossa. Tämä johtuu siitä, että OL3:n generaattorikatkaisija on ollut pakko sijoittaa päämuuntajan ja 400 kV:n verkon väliin. Syynä tähän on se, että OL3:n suuren koon takia generaattorilta tuleva virta on niin suuri, että katkaisijoita sellaiselle virralle ei ole saatavilla. 110 kV:n verkkoon OL3 on kytketty vain yhdellä muuntajalla kahden sijaan. Vaihtosähkön jännitetasot OL3:n omakäyttöverkossa ovat 10 kV, 690 V sekä 400 V. Dieselgeneraattorit liittyvät omakäyttöverkkoon

10 kV:n jännitetasolla. Lisäksi OL3-laitosyksiköllä on kaksi niin sanottua SBO-diesel-generaattoria (engl. Station Blackout), joita ei löydy OL1- tai OL2-laitosyksiköltä. Niiden tarkoituksena on lisätä turvallisuutta vielä entisestään. [6]

2.1 Voimalaitoksen verkkoliitynnät

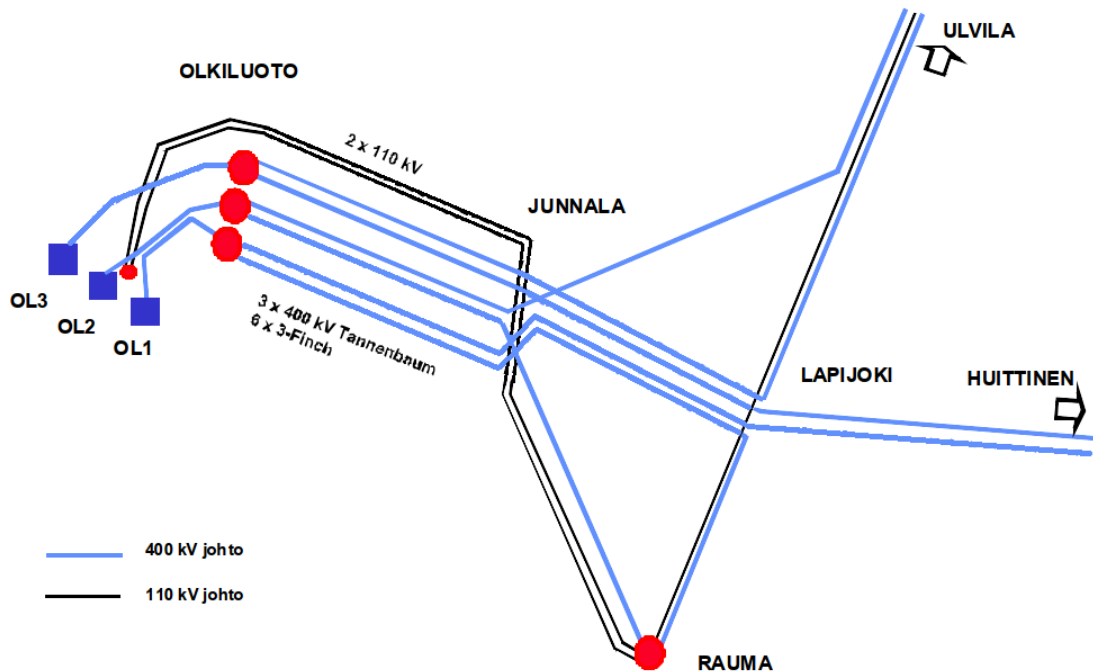
Olkiluodon ydinvoimalaitoksen laitosyksiköt on liitetty sekä 400 kV:n että 110 kV:n verkkoon. 400 kV:n kantaverkkoliitynnällä on kaksi tarkoitusta. Laitosyksiköiden tuottama sähkö syötetään 400 kV:n verkkoon. Lisäksi tarvittaessa voimalaitoksen omakäytösähkö voidaan ottaa 400 kV:n verkosta. Tällainen tilanne on käytännössä silloin, kun laitos ei pysty omakäytösähkön tuottamiseen oman generaattorinsa avulla vian tai huoltotoimenpiteiden takia. 110 kV:n verkkoliitynnän tarkoituksena on turvata omakäytösähkön syöttö, jos 400 kV:n verkko menetetään. Tällöin omakäyttöverkkoa voidaan syöttää 110 kV:n verkosta käynnistysmuuntajien kautta.

Laitosyksiköiden generaattorien liittäminen verkkoon tapahtuu päämuuntajien, kytkinlaitosten ja yhdysjohtojen avulla. Generaattorit tuottavat sähköä OL1:n ja OL2:n tapauksessa 20 kV:n jännitetasolla ja OL3:n tapauksessa 27 kV:n jännitetasolla. Päämuuntajien tehtävä on muuntaa jännite 400 kV:n tasolle. Päämuuntajat on liitetty alumiiniköysien avulla 400 kV:n johdon päätepylväisiin, jotka laitosyksiköiden OL1 ja OL2 tapauksessa sijaitsevat päämuuntajakomeroiden yhteydessä. Laitosyksikön OL3 tapauksessa liittäminen tapahtuu erillisellä kytkinlaitoksella. Päätepylväät on liitetty avojohdoilla kolmelle erilliselle 400 kV:n kytkinlaitokselle OL B, OL C ja OL D. Kytkinlaitokseen OL B on yhdistettynä laitosyksikkö OL3, kytkinlaitokseen OL C laitosyksikkö OL1 ja kytkinlaitokseen OL D laitosyksikkö OL2. Kytkinlaitokset OL B, OL C ja OL D ovat tyypiltään ilmaeristeisiä avokytkinlaitoksia. Laitoksien kiskojärjestelmänä käytetään kaksikiskoista kaksikatkaisijajärjestelmää. OL1:n lähdöt on kytketty Raumalle ja Ulvilaan, OL2:n lähdöt Raumalle ja Huittisiin ja OL3:n lähdöt Huittisiin ja Ulvilaan. Sekä kytkinlaitokset että niistä lähtevät johdot ovat Suomen kantaverkkoyhtiö Fingridin omistamia. Kytkinlaitokset OL B, OL C ja OL D voidaan tarvittaessa myös kytkeä toisiinsa, mutta normaalitilanteessa niiden välillä olevat katkaisijat ovat auki. [7]

Liittyminen 110 kV:n verkkoon on toteutettu pääpiirteittäin samalla tavalla kuin liittyminen 400 kV:n verkkoon. Merkittävimpana erona on se, että käynnistysmuuntajat on liitetty 110 kV:n kytkinlaitokseen maakaapelilla avojohdon sijaan. Maakaapelit ovat toteutukseltaan yksivaiheisia PEX-kaapeleita (engl. Cross-Linked Polyethylene). 110 kV:n kytkinlaitos on tyypiltään kiskokatkaisijalla varustettu ilmaeristeinen avokytkinlaitos, jossa on käytetty kaksoiskisko-apukiskojärjestelmää. 110 kV:n kytkinlaitos on liitetty kahdella johdolla

Rauman Hevossuon 110 kV:n kytkinlaitokseen. Ulkoisen verkon menetystilanteessa Olkiluodon 110 kV:n kytkinlaitosta voidaan syöttää myös Olkiluodon ydinvoimalaitoksen alueella sijaitsevan kaasuturbiinilaitoksen avulla. [3]

Kuvassa 3 on esitetty johtojärjestelyt Olkiluodon ydinvoimalaitoksen kantaverkkoon liittämiseksi.



Kuva 3. Olkiluodon ydinvoimalaitoksen johtojärjestelyt [8].

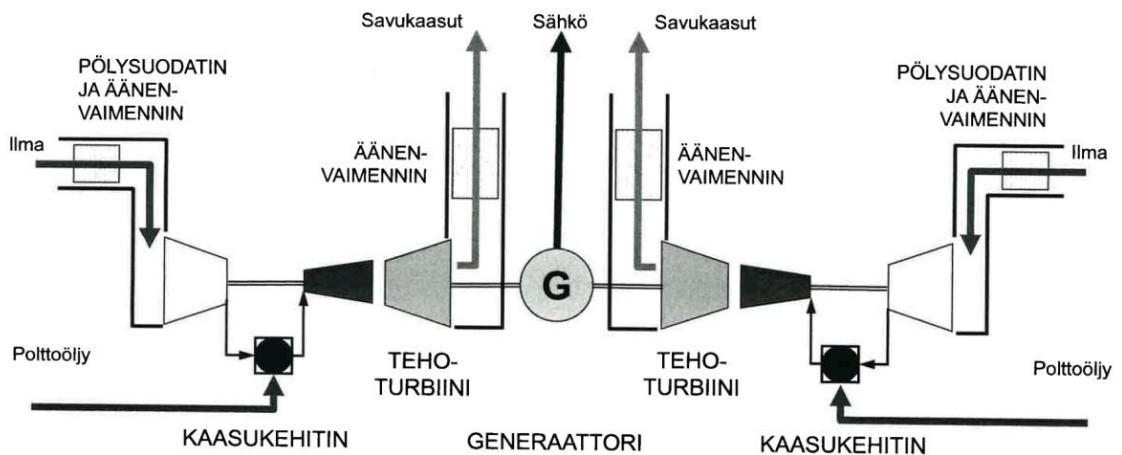
Kuten kuvasta 3 voidaan nähdä, kaikki Olkiluodosta lähtevät 400 kV:n ja 110 kV:n avojohdot kulkevat Junnalaan saakka samalla johtokadulla. Tämä yhteinen johtokatu on pituudeltaan noin 7,5 km. Tämän jälkeen johtimet eriytyvät kohti Raumaa, Ulvilaa ja Huittista. [7]

2.2 Varavoimajärjestelmät

Ydinvoimalaitoksen turvallisuuden varmistamiseksi on käytössä useita erilaisia varavoimajärjestelmiä. Näitä tarvitaan tilanteissa, joissa laitos ei pysty niin sanottuun omakäyttöajoon, eli syöttämään tarvittavia järjestelmiä päägeneraattorin avulla, ja yhteydet ulkoihin verkkoihin on menetetty. Olkiluodon ydinvoimalaitoksessa varavoimajärjestelminä voidaan käyttää dieselgeneraattoreita, kaasuturbiinivoimalaitosta, laitosyksiköiden välistä sähkönsyöttöä, erikseen tilattavaa varakäynnistyssähköä 110 kV:n verkosta sekä laitoksen ulkoalueen keskijännitesähkönsyöttöjä. Lisäksi on mahdollista käyttää siirrettäviä aggregaatteja vakavien onnettomuuksien hallintaan, jos laitoksen turvallisuus sitä vaatii. [9]

Olkiluodon laitosyksiköillä OL1 ja OL2 on kummallakin käytössä neljä varavoimadieselgeneraattoria, eli yksi kutakin osajärjestelmää kohti. Generaattorien käynnistäminen on automatisoitu siten, että ulkoisen verkon menetystilanteessa ne käynnistyvät automaattisesti syöttämään niitä järjestelmiä, joita laitosyksikön turvallisuus tilanteessa edellyttää. Automaattisesta käynnistämisestä huolehtii laitosyksikön vaihtokytkentäjärjestelmä. Tarvittaessa generaattorit voidaan käynnistää myös käsin. Generaattorit on mitoitettu siten, että ne kykenevät syöttämään järjestelmiä jatkuvasti 1 600 kW:n teholla 300 tuntia vuodessa. Polttoainetta generaattoreille on varastoitu siten, että tarvittaessa kaikkia kahdeksaa generaattoria voidaan ajaa täydellä nimellisteholla viikon ajan. Dieselgeneraattorit on myös sijoitettu erilleen omiin palo-osastoihinsa turvallisuuden lisäämiseksi. OL3:n dieselvarmennus on vastaavanlainen neljän dieselgeneraattorin toteutus. Näiden lisäksi OL3 on lisävarmistettu kahdella SBO-dieselgeneraattorilla. Vuonna 2007 aloitetun dieselgeneraattorien uusintaprojektin yhteydessä OL1:n ja OL2:n yhteyteen lisättiin yhdeksäs dieselgeneraattori, jolla on mahdollista korvata vikaantuneen tai huollossa olevan dieselgeneraattorin syöttämän osajärjestelmän varavoima. [9]

Olkiluodon ydinvoimalaitoksen alueelle on sijoitettu Fingridin kaasuturbiinivoimalaitos. Laitos koostuu kahdesta kaasuturbiiniyksiköstä, joiden yhteisnettoteho on 100,8 MW. Rakenteeltaan yksiköt ovat Pratt & Whitney JT-8 -lentokonemoottorista modifioituja *TwinPac*-tyyppisiä koneikkoja [10]. Ne sisältävät kumpikin kaksi kaasuturbiinia ja yhden generaattorin. Kaasuturbiinilaitos on liitetty kantaverkkoon oman päämuuntajan ja Olkiluodon 110 kV:n kytkinlaitoksen kautta. Normaalitylanteessa Fingrid käyttää kaasuturbiinivoimalaitosta osana kantaverkon nopeaa häiriöreserviä eli mFRR-reserviä (engl. Manual Frequency Restoration Reserve), mutta sen avulla voidaan syöttää ydinvoimalaitokseen varavoimaa ulkoisen verkon menetystilanteessa. Kaasuturbiinilaitoksella voidaan syöttää ydinvoimalaitoksen järjestelmiä joko keskijännitesaarekekäyttönä hyödyntäen laitosyksiköiden ja kaasuturbiinilaitoksen välisiä keskijänniteyhteyksiä tai vaihtoehtoisesti 110 kV:n kytkinlaitoksen kautta. Kuvassa 4 on esitetty yhden kaasuturbiinikoneikon periaatekaavio. [9]



Kuva 4. Kaasuturbiinikoneikon periaatekaavio [10].

Varavoimana voidaan hyödyntää myös ydinvoimalaitoksen laitosyksiköiden välistä sähkönsyöttöä. Laitosyksiköiden OL1 ja OL2 välillä on syöttöyhteydet 660 V:n jännitetasolla. Lisäksi dieselgeneraattorien uusintaprojektin myötä laitosyksiköiden välinen syöttö on mahdollista myös keskijännitetasolla. Näiden syöttöyhteyksien avulla dieselgeneraattoreiden tuottamaa sähköä voidaan syöttää laitosyksiköltä toiselle tarpeen vaatiessa. On myös mahdollista järjestää laitosyksiköiden välinen sähkönsyöttö 400 kV:n järjestelmien kautta, jos jokin laitosyksiköistä on onnistuneesti siirtynyt saarekekäyttöön. Tarpeellisten kytkentöjen tekemiseen tarvitaan aikaa noin puoli tuntia. [9]

Laitosyksiköiden omakäytön turvaamiseksi voidaan turvautua varakäynnistyssähkön tilaamiseen. 110 kV:n varakäynnistyssähkö toimitetaan Länsi-Suomen Voiman Harjavalan vesivoimalaitokselta. Tarvittavat kytkennät 110 kV:n verkossa hoitaa Fingridin kantaverkkokeskus. Kytkentöjen suorittamiseen kuluva aika on arvioitu olevan vähintään 10–30 minuuttia, pahimmillaan jopa 2–3 tuntia. Varakäynnistyssähkön toimittamiseen käytetään samoja avojohdoja kuin laitoksen 110 kV:n verkkoliityntään. Näiden johtojen vikaantuessa varakäynnistyssähkö ei siis ole käytettävissä. [9]

Laitosyksiköille OL1 ja OL2 voidaan myös toimittaa varavoimaa ydinvoimalaitoksen ulkoalueen keskijännitesyötöstä. Tämä syöttö tulee Paneliankosken Voiman 20 kV:n verkosta kahden avojohdon kautta. Nämä johdot sijaitsevat fyysisesti erillään 400 kV:n ja 110 kV:n avojohdoista. Ulkoalueen kautta saatavilla oleva varavoima on kuitenkin erittäin rajallinen, ainoastaan noin 5 MW. Tarvittavat kytkentämuutokset vievät aikaa arvioiden mukaan 3–6 tuntia. Vakavien onnettomuuksien hallintaan voidaan käyttää siirrettäviä SAM-aggregaatteja (engl. Severe Accident Management). Näillä voidaan varmentaa kaikkein kriittisimpien järjestelmien toiminta täydellisessä vaihtosähkön menetytilanteessa. SAM-aggregaattien varastointi on hajautettu käytettävyyden varmistamiseksi. [9]

Ydinvoimalaitoksessa on paljon sellaisia turvallisuuden kannalta kriittisiä järjestelmiä, jotka vaativat katkeamatonta sähkönsyöttöä. Näitä ovat esimerkiksi valvomoiden valaisukset, tietokoneet, säätäjät, mittalaitteet sekä tietyt moottorit ja venttiilit. Katkeamatonta syöttöä vaativat laitteet on varmistettu UPS-laitteilla (engl. Uninterruptible Power Supply) sekä akustoilla. Näissä järjestelmissä mitoituksen peruslähtökohtana on se, että UPS-laitteiden ja akustojen kapasiteetin tulee riittää vähintään kahden tunnin käyttöön ilman ulkoista sähkönsyöttöä. Käytännössä kapasiteettia on kuitenkin huomattavasti pidemmälle ajalle. [9]

2.3 Sähkönsyöttö laitoksen eri käyttötilanteissa

Laitoksen normaalissa käyttötilanteessa laitosyksiköiden päägeneraattorit huolehtivat kaikesta sähkönsyötöstä. Generaattorit syöttävät tehoa kantaverkkoon päämuuntajien kautta ja huolehtivat omakäyttötehon syöttämisestä omakäyttömuuntajien kautta. Varavoimajärjestelmät eivät ole normaalitilanteessa käytössä. 110 kV:n kytkinlaitos on jännitteinen, ja käynnistysmuuntajat tyhjäkäyvät, mutta 110 kV:n verkosta ei syötetä tehoa omakäyttöjärjestelmille. Dieselgeneraattorit eivät ole käynnissä, mutta ne ovat välittömässä käynnistysvalmiudessa. Tämä sisältää dieselgeneraattoreiden esilämmityksen sekä esivoitelun, jotta käynnistyminen tapahtuu tarvittaessa mahdollisimman nopeasti ja sujuvasti. Kaasuturbiinilaitos on joko käynnistysvalmiudessa tai se tukee kantaverkkoa osana Fingridin nopeaa häiriöreserviä 110 kV:n kytkinlaitoksen kautta. Lisäksi normaalitilanteessa dieselgeneraattoreita ja kaasuturbiinilaitosta koekäytetään säännöllisesti suunnitelluin väliajoin. [3,7,10,11]

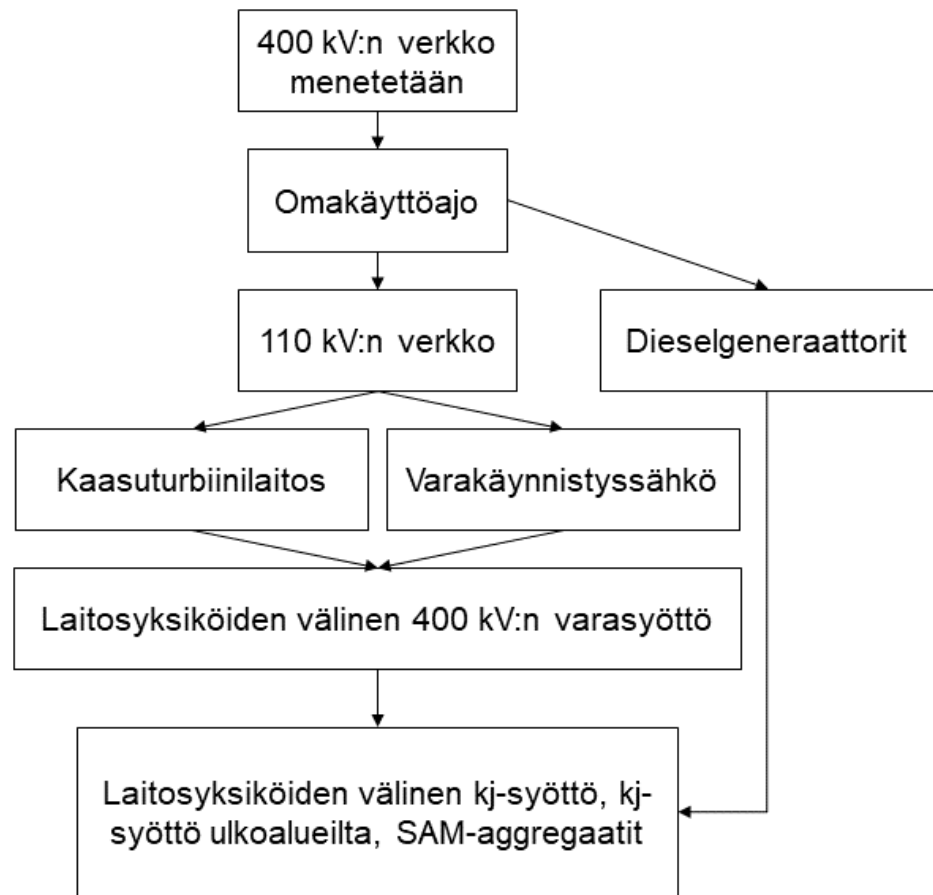
Epänormaalit käyttötilanteet voidaan jakaa laitoksen sisällä tapahtuviin vikoihin ja ulkoisen verkon häiriöiden aiheuttamiin tilanteisiin. Jos laitosyksikön pääkomponenteissa, kuten päämuuntajissa, laitoksen liityntäjohtoissa, generaattoreissa, kiskoissa tai omakäyttömuuntajissa havaitaan vikatilanne, katkaisija aukeaa ja laitosyksikön generaattori irttoa verkosta. Tämä johtaa siihen, että omakäytön syöttö vaihtuu generaattorilta 400 kV:n verkkoon. [7]

Ulkoisen verkon häiriöt voivat niin ikään aiheuttaa laitoksen irtoamisen verkosta. Ulkoinen häiriö voi olla maasulku, oikosulku, yli- tai alijännite, yli- tai alitaajuus, komponenttivika sekä ohjaus- tai toimintavirhe. Näiden häiriöiden havaitsemiseen on käytössä monipuoliset suojauslaitteet, joiden tehtävänä on havaita häiriöt ja käynnistää tarvittavat toimenpiteet. Häiriöt 400 kV:n verkossa voivat saada aikaan laitoksen irtoamisen verkosta. Tällöin laitosyksikkö pyrkii omakäyttöajoon, eli syöttämään omakäyttöverkon kautta laitosyksikön sähköjärjestelmiä. Reaktori voi syöttää pelkästään omakäyttöä tunteja tai

jopa vuorokausia, mutta pelkän omakäyttötehon tuottaminen reaktorilla ei ole tarkoituksenmukainen ajotilanne, joten suuremman vian tapahtuessa reaktori ajetaan sammutustilaan ja omakäyttö kytketään 110 kV:n verkkoon. Omakäyttöajoon siirtyminen ei myöskään aina onnistu, vaan omakäyttöjärjestelmä saattaa jäädä hetkellisesti ilman syöttöä. Omakäyttöön siirtymisen onnistuminen riippuu vian laadusta ja sen hetkisestä ajotilanteesta. Jos omakäyttöajoon siirtyminen epäonnistuu, dieselgeneraattorit käynnistyvät automaattisesti syöttämään omakäyttöverkkoa. Dieselgeneraattorit saavuttavat täyden käyntinopeuden viimeistään kymmenen sekunnin kuluttua käynnistys-signaalista. Jos yhteys 110 kV:n verkkoon saavutetaan ennen dieselgeneraattorien täyttä nopeutta, jäävät generaattorit tyhjäkäynnille ja syöttöön käytetään 110 kV:n verkkoa. [3,7,11]

Häiriöt 110 kV:n verkossa eivät normaalissa käyttötilanteessa vaikuta laitoksen toimintaan, koska 110 kV:n katkaisijat ovat auki. Jos kuitenkin omakäyttöverkon syöttö on 400 kV:n verkon menettämisen ja omakäyttöajon epäonnistumisen takia 110 kV:n verkosta, on tilanne toinen. Jos 110 kV:n verkkoyhteys menetetään, käynnistetään kaasuturbiinilaitos syöttämään omakäyttöä joko 110 kV:n kytkinlaitoksen kautta tai suoraan keskijänniteyhteyksillä. Samalla tilataan varakäynnistyssähkö Fingridin kantaverkkokeskuksesta, joka suorittaa tarpeelliset kytkennät Harjavallan vesivoimalaitokselta Rauman 110 kV:n kytkinlaitokselle. Jos kaasuturbiinilaitos ei ole käytettävissä, kytketään varakäynnistyssähkö Raumalta Olkiluodon 110 kV:n kytkinlaitokselle, jonka kautta voidaan syöttää laitoksen järjestelmiä. On kuitenkin mahdollista, että näilläkin keinoilla ei saada turvattua sähkönsyöttöä. Jos jokin laitosyksiköistä on onnistuneesti siirtynyt saarekekäyttöön, voidaan hyödyntää laitosyksiköiden välisiä varasyöttöyhteyksiä 400 kV:n kytkinlaitoksen kautta. [12–14]

Vaikka kaikki edellä mainittu olisi epäonnistunut, dieselgeneraattorien olisi pitänyt syöttää dieselkiskoja epäonnistuneen omakäyttöajoon siirtymisen jälkeen. Dieselgeneraattorit turvaavat tilannetta muiden järjestelmien toimimattomuuden varalta kaikissa epänormaaleissa käyttötilanteissa. Lisäksi muiden järjestelmien toimintakuntoon saattaminen vie aikaa jopa tunteja, joten syöttö on turvattava kytkentöjen ja muiden toimenpiteiden ajan dieselgeneraattoreilla. Jos myös dieselgeneraattorijärjestelmässä on vika, ja kriittisiä järjestelmiä on edelleen vailla sähkönsyöttöä, voidaan hyödyntää vielä laitosyksiköiden välistä sähkönsyöttöä keskijännitetasolla sekä laitoksen ulkoalueen keskijänniteyhteyksiä. Viimeisenä varmistuskeinona kaikkein kriittisimpien kohteiden sähkönsyöttö turvataan siirrettävillä SAM-aggregaateilla. Kuvassa 5 on esitetty vaihtosähkön syöttötavat käyttöjärjestyksessä epänormaalin käyttötilanteen aikana. [11–14]



Kuva 5. Vaihtosähkön syöttölähteiden käyttöjärjestys laitoksen epänormaalissa käyttötilanteessa.

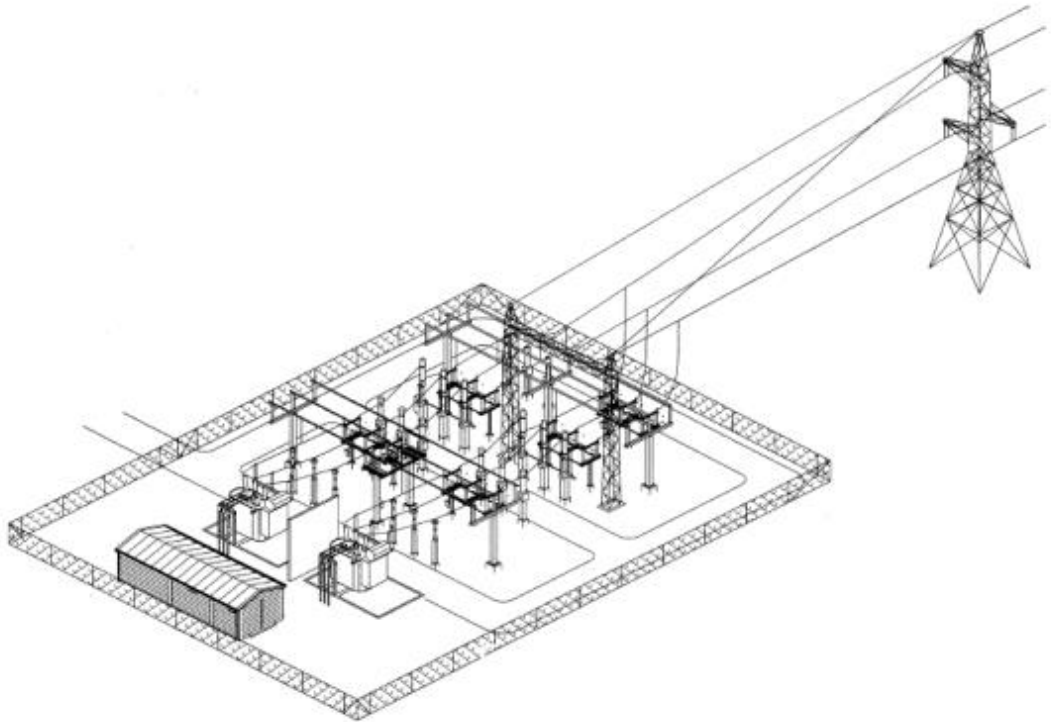
Kuten kuvasta 5 voidaan nähdä, ydinvoimalaitoksen vaihtosähkönsyöttö on varmennettu useilla järjestelmillä, jotta täydellistä vaihtosähkön menetystä ei missään tilanteessa pääsisi tapahtumaan. Pitkäaikainen täydellinen sähköttömyys voisi johtaa seurauksiltaan erittäin vakavaan ydinonnettomuuteen, kun laitosta ja reaktoria hallitsevat järjestelmät eivät toimisi sähkönsyötön puutteen takia. Tämän vuoksi varajärjestelmiä on käytössä niin runsaasti, vaikka näin vakavien samanaikaisten vikojen todennäköisyys onkin varsin pieni. Erilaisia vikataajuuksia Olkiluodon ydinvoimalaitoksessa on tutkittu ja arvioitu laajasti tilastollisen analyysin ja erilaisten simulointimallien avulla. Todennäköisyys sellaiselle vikatilanteelle, jossa 400 kV:n ja 110 kV:n verkkoyhteydet menetetään, Harjavallan vesivoimalan varakäynnistyssähkö ei ole saatavilla ja laitosyksiköiden saarekekäyttö on mahdotonta, on selvitysten mukaan 0,036 vikaa sataa vuotta kohden [8]. Tällaisessakin tilanteessa jäljellä ovat vielä dieselgeneraattorit, kaasuturbiinilaitos, keskijännitesyötöt sekä SAM-aggregaatit.

3. SÄHKÖASEMAT

Sähköasema on sähköverkon kohta, jossa voidaan muuntaa jännitettä jännitetasolta toiselle tai suorittaa erilaisia kytkentöjä ja täten ohjata tehoa haluttuun suuntaan sähköverkossa. Tyypillinen esimerkki sähköasemasta on keskijänniteverkkoa syöttävä sähköasema, joka muuntaa jännitteen siirtoverkon 110 kV:n tasolta keskijänniteverkon 20 kV:n tasolle. Myös kantaverkon sisällä tarvitaan mahdollisuutta muuttaa verkon konfiguraatiota esimerkiksi vikatilanteissa tai kunnossapitotöiden yhteydessä. Kantaverkon sisäinen sähköasema ei aina sisällä päämuuntajaa, jolloin puhutaan kytkinlaitoksesta. Päämuuntajan sisältävää sähköasemaa kutsutaan yleisesti muuntoasemaksi. Lisäksi sähköasemia tarvitaan voimalaitoksilla, jotka syöttävät tehoa sähköverkkoon. Sähköverkkoon syötettävän tehon lisäksi nämä sähköasemat huolehtivat voimalaitoksen liittämisestä verkkoon siten, että voimalaitoksen käyttötoimintoihin on saatavilla sähköä sellaisessakin tilanteessa, jossa voimalaitos ei pysty omakäyttötehon tuottamiseen. [15,16]

Muuntoasema koostuu tyypillisesti yhdestä tai kahdesta kytkinlaitoksesta sekä yhdestä tai useammasta päämuuntajasta. Kytkinlaitoksiin viitataan yleisesti suurjännitekytkinlaitoksena tai keskijännitekytkinlaitoksena riippuen kytkinlaitosten jännitetasosta. Kytkinlaitosten tehtävä on yksinkertainen. Sähköaseman syöttöpuolen kytkinlaitos toimii syöttötienä päämuuntajalle. Vastaavasti lähtöpuolen kytkinlaitos toimii syöttötienä päämuuntajalta johtolähdöille. Kytkinlaitoksen on kuitenkin pystyttävä myös eristämään mahdolliset vikapaikat verkosta ja muuttamaan verkon kytkentätilannetta, jotta korjaus- ja huoltotoimenpiteet aiheuttaisivat mahdollisimman vähän häiriöitä sähkönjakelussa. Näiden tavoitteiden saavuttaminen vaatii, että kytkinlaitoksilta löytyy monenlaisia komponentteja. Näitä ovat erilaiset kiskojärjestelmät, katkaisijat ja erottimet, mittamuuntajat sekä muut komponentit. [17]

Sähköaseman rakenne ja tarvittavat komponentit määräytyvät sähköaseman käyttötarkoituksen mukaan. Yksinkertainen verkon jakeluasema eroaa huomattavasti voimalaitoksen verkkoliityntään käytettävästä sähköasemasta sekä verkon sisäisestä muuntoasemasta. Lisäksi sähköaseman sijainti verkossa on vahvasti aseman rakenteeseen vaikuttava tekijä. Verkon tärkeissä solmukohtissa on usein erilaiset tarpeet ja vaatimukset kuin tavallisella johdonvarsi-asemalla tai verkon pääteasemalla. [16]



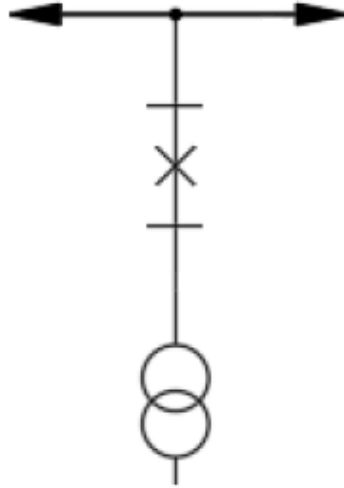
Kuva 6. Kahden päämuuntajan sähköasema johdon päässä [18].

Kuvassa 6 on esitetty johdon päähän sijoitettu kahden päämuuntajan sähköasema, jossa kaksi päämuuntajaa syöttää verkkoa. Kytkinlaitoksen kojeistot on selvästi jaettu kahteen kenttään, joilla on oma päämuuntaja, jotta koko kytkinlaitosta ei tarvitse irrottaa verkosta korjaus- ja huoltotoimenpiteiden ajaksi.

3.1 Kokoojakiskojärjestelmät

Yleensä kytkinlaitoksessa on kokoojakiskosto, joka mahdollistaa katkaisijoiden avulla erilaiset lähtövaihtoehdot. Kiskoston toteuttamiseen on monia vaihtoehtoja riippuen kyseisen kytkinlaitoksen käyttötarkoituksesta. Tärkeimmät toteutusvaihtoehtojen valintaan vaikuttavat tekijät ovat liityntäjohtojen ja muuntajien määrä, tarve suorittaa erilaisia kytkentöjä, huolto- ja korjaustöiden tarpeet, tarve ryhmitellä kuormituksia, laitoksen luotettavuus ja käytettävyys sekä rakenteellinen toteutus ja tilantarve. Luonnollisesti ratkaisujen aiheuttamat kustannukset eroavat myös toisistaan, joten hintakysymys on oleellinen osa kiskojärjestelmän valintaa. [16,19]

Vaikka kytkinlaitoksilla yleensä on jonkinlainen kokoojakiskosto, voidaan yksinkertaisimmat kytkinlaitokset toteuttaa kiskottoman järjestelmän avulla. Tällainen ratkaisu voi tulla kyseeseen yhden päämuuntajan pääte- tai johdonvarsilaitoksella, jossa ei ole tarvetta jakaa käyttöä tai ohikytkeä katkaisijaa. Kuvassa 7 on esitetty kiskottoman järjestelmän rakenne.

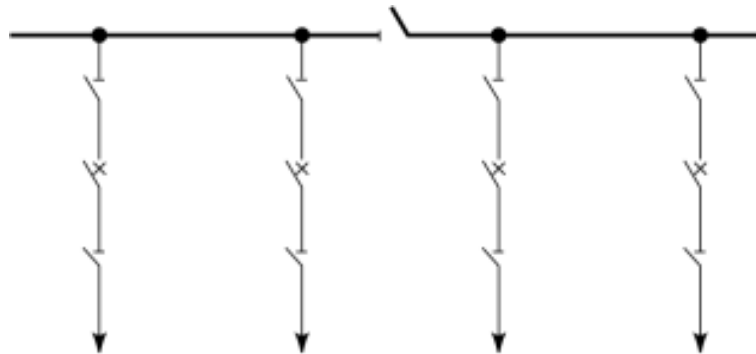


Kuva 7. Kiskottoman järjestelmän rakenne [16].

Yksinkertaisin kiskostototeutus on yksikiskojärjestelmä (K-järjestelmä). Siinä kytkinlaitoksen johtolähdöt on liitetty yhteen kiskoon, joka voi olla joko yhtenäinen tai varustettu yhdellä tai useammalla pitkittäiskatkaisijalla. Pitkittäiskatkaisijoita hyödyntämällä voidaan lisätä laitoksen joustavuutta esimerkiksi huoltotoimenpiteitä varten siten, että sähkönsyöttö ei katkea kaikkien johtolähtöjen osalta. Rakenteensa myötä yksikiskojärjestelmä on edullinen ja yksinkertainen vaihtoehto kytkinlaitoksen kiskojärjestelmäksi. Haittapuolena yksikiskojärjestelmässä on se, että vika kiskossa johtaa automaattisesti kaikkien johtolähtöjen sähkönsyötön menettämiseen, jos kiskossa ei ole pitkittäiskatkaisijaa. Tämä on huomioitava siten, että vikatilanteessa kuormia on pystyttävä syöttämään jonkin toisen kytkinlaitoksen kautta, tai kuormien on oltava sellaisia, joille voidaan sallia korjaustoimenpiteiden ajan kestävä sähköttömyys. Lisäksi mahdollisuudet kuormitusten ryhmittelyyn ovat hyvin rajalliset riippuen pitkittäiskatkaisijoiden käytöstä. Yksikiskojärjestelmää käytetäänkin esimerkiksi yhden päämuuntajan kautta syötetyssä keskijänniteverkossa, jossa johdot muodostavat suljetun renkaan. Kuvassa 8 on esitetty pitkittäiskatkaisijalla varustetun yksikiskojärjestelmän rakenne. [16,19]

Yksikiskojärjestelmässä katkaisijan vaihto tai huolto voidaan toteuttaa katkottomasti, jos käytössä on ohikytkentäerottimet, joiden avulla yhteys ohjataan katkaisijan ohitse. Ohikytkentäerottimien käytössä on kuitenkin se heikkous, että ohikytkentätilanteissa suojaus ei pysy selektiivisenä. Tämän ongelman ratkaisemiseksi yksikiskojärjestelmä voidaan varustaa apukiskolla, jonka avulla voidaan esimerkiksi säilyttää johtolähdön sähkönsyöttö katkaisijan vaihdon tai huollon aikana suojaus pysyessä selektiivisenä. Tällaista kiskojärjestelmää kutsutaan kisko-apukiskojärjestelmäksi (KA-järjestelmä). Tällaisessa järjestelmässä käyttövarmuus on huomattavasti parempi kuin yksikiskojärjes-

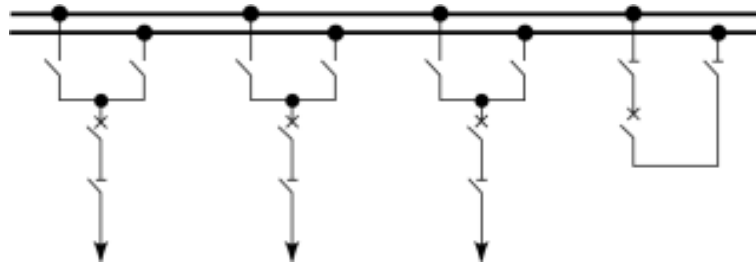
telmässä, mutta apukiskon ja tarpeellisten komponenttien lisääminen kasvattaa kustannuksia verrattuna yksikiskojärjestelmään. Kisko-apukiskojärjestelmää käytetään kaikilla jännitetasoilla. [16]



Kuva 8. Pitkittäiskatkaisijalla varustetun yksikiskojärjestelmän rakenne [19].

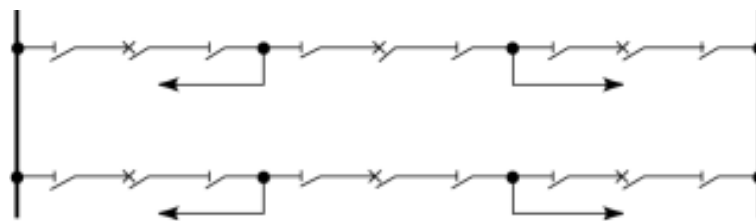
Kaksoiskiskojärjestelmässä (KK-järjestelmä) on nimensä mukaisesti kaksi pääkiskoa. Toisen kiskon lisääminen mahdollistaa johtojen ja muuntajien ryhmittelyn sekä myös ryhmittelyjen muuttamisen laitoksen ollessa käytössä. Tästä syystä kaksoiskiskojärjestelmää käytetään yleisesti suuremmissa kytkinlaitoksissa. Esimerkkejä tällaisista laitoksista ovat verkon jakeluasemat sekä teollisuuslaitosten sähköasemat. Kuvassa 9 on esitetty kaksoiskiskojärjestelmän rakenne. Kuvassa oikealla näkyy kiskokatkaisija, jonka avulla kiskot voidaan yhdistää toisiinsa. Kiskokatkaisijan avulla voidaan toteuttaa monenlaisia kytkentätilanteita vastaamaan käyttötilanteen asettamiin tarpeisiin. Esimerkiksi tilanteessa, jossa kumpaakin kiskoa syöttää normaalisti oma päämuuntaja, voidaan toisen muuntajan vikaantuessa kytkeä kiskot toisiinsa ja täten säilyttää syöttö molemmissa kiskoissa. Tämä edellyttää kuitenkin päämuuntajilta riittävän suurta kapasiteettia. [16]

Kuten yksikiskojärjestelmäkin, myös kaksoiskiskojärjestelmä voidaan varustaa apukiskolla, jolloin järjestelmää kutsutaan kaksoiskisko-apukiskojärjestelmäksi (KKA-järjestelmä). Tällainen järjestely lisää entisestään kytkentävaihtoehtoja ja siten monipuolistaa kytkinlaitoksen käyttömahdollisuuksia. Erittäin tärkeissä kohteissa, kuten voimalaitoksien verkkoliitynnöissä tai erityisen tärkeissä verkon solmukohtissa voidaan myös käyttää vieläkin useampaa kiskoa kuin kahta. Kiskojen suuri määrä tekee järjestelmästä kuitenkin monimutkaisemman ja suhteellisesti kalliin, joten useampaa kuin kahta pääkiskoa käytetään vain kaikkein tärkeimmissä kohteissa, joissa ei syystä tai toisesta voida käyttää yksinkertaisempia vaihtoehtoja. Keski- ja alajännitekytkinlaitoksissa kiskojärjestelmäksi valitaan yleensä joko yksikisko- tai kaksoiskiskojärjestelmä. [19]



Kuva 9. Kaksoiskiskojärjestelmän rakenne [19].

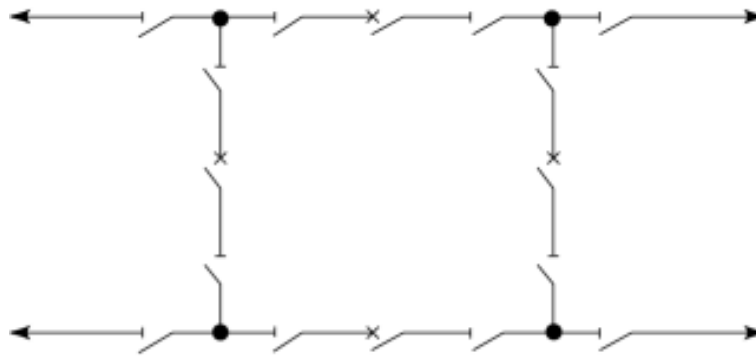
Kytkinlaitoksilla, joissa on pieni määrä johtolähtöjä, ei usein haluta käyttää kiskokatkaisijalla varustettua järjestelmää, koska tällöin kustannukset johtolähtöä kohti kasvavat merkittävästi. Tällaisissa kytkinlaitoksissa selektiivinen suojaus voidaan toteuttaa kustannustehokkaammin hyödyntämällä $1\frac{1}{2}$ -katkaisijajärjestelmää tai rengaskiskojärjestelmää. $1\frac{1}{2}$ -katkaisijajärjestelmä on kahta kiskoa hyödyntävä järjestelmä, jossa johtolähdöt on sijoitettu kiskojen väliin kolmen katkaisijan avulla. Tämän järjestelmän vahvuus on hyvä toimitusvarmuus ja joustavuus. Normaalisissa käyttötilanteissa kaikki katkaisijat ja erottimet ovat kiinni, joten kiskovika tai katkaisijan huolto ei aiheuta lainkaan katkoa yhtenkään johtolähdön sähkönsyötössä. Katkaisijoita kuitenkin tarvitaan 1,5 kappaletta jokaista johtolähtöä kohden, mikä lisää järjestelmän kustannuksia. Lisäksi keskimmaisten katkaisijoiden on oltava selektiivisiä molempiin suuntiin. Tällainen suojausratkaisu on tavallista kalliimpi, mikä entisestään kasvattaa hankintakustannuksia. $1\frac{1}{2}$ -katkaisijajärjestelmän rakenne on esitetty kuvassa 10. [16,19]



Kuva 10. $1\frac{1}{2}$ -katkaisijajärjestelmän rakenne [19].

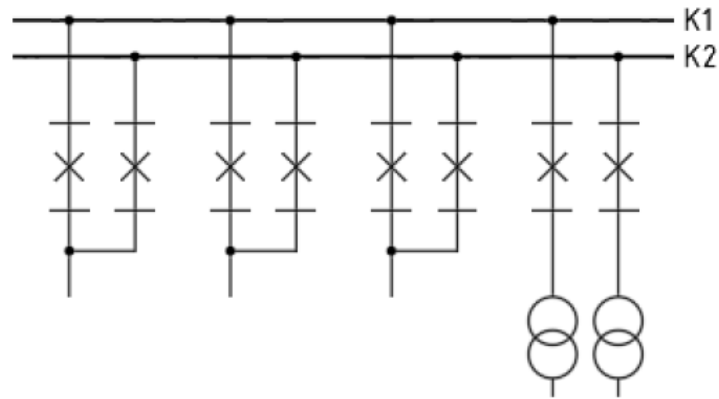
Rengaskiskojärjestelmä on saanut nimensä renkaan muotoon asetelluista katkaisijoista. Tämä järjestelmä on suhteellisen edullinen, koska jokaista johtolähtöä kohti tarvitaan vain yksi katkaisija. Monissa tapauksissa rengaskiskojärjestelmä onkin se järjestelmä, joka valitaan uuden kytkinlaitoksen järjestelmäksi, koska sitä on helppo laajentaa $1\frac{1}{2}$ -katkaisijajärjestelmäksi, jos sellainen on tarpeen. Rengaskiskojärjestelmän joustavuus on kuitenkin kaikista järjestelmistä huonoin, ja huoltotoimenpiteiden ajaksi rengas on avattava. Järjestelmä on toimiva vaihtoehto, jos johtolähtöjä on neljästä kuuteen, mutta suuremmalle määrälle johtolähtöjä järjestelmä ei sovellu. Kuvassa 11 on esitetty rengaskiskojärjestelmän rakenne. [19]

1½-katkaisijajärjestelmää ja rengaskiskojärjestelmää käytetään yleensä vain yli 245 kV:n jännitetasolla. Suomessa nämä järjestelmät ovat harvinaisia. Suomessa uudet 400 kV:n asemat rakennetaan lähes aina hyödyntäen kaksikatkaisijajärjestelmää (2K-järjestelmä, *duplex*). Tämä johtuu siitä, että kaksikatkaisijajärjestelmän käyttäminen on usein helpompaa ja yksinkertaisempaa sekä sen toimintavarmuus on usein parempi. Lisäksi 1½-katkaisijajärjestelmässä ja rengaskiskojärjestelmässä komponentit on mitoitettava suuremmalle virralle ja suojaustoteutukset monimutkaistuvat verrattuna kaksikatkaisijajärjestelmään. [16]



Kuva 11. Rengaskiskojärjestelmän rakenne [19].

Kaksikatkaisijajärjestelmä on kaksikiskojärjestelmän erikoistapaus, jossa jokaista johtolähtöä varten on kaksi katkaisijaa, yksi kumpaankin kiskoon. Tämän tarkoitus on lisätä kytkinlaitoksen joustavuutta ja toimintavarmuutta. Kaksikatkaisijajärjestelmä on yleinen voimalaitosten verkkoliitynnöissä juuri joustavuuden ja toimintavarmuuden takia. Lisäksi kaksikatkaisijajärjestelmää käyttävän kytkinlaitoksen suojaus on yksinkertaisempi toteuttaa kuin 1½-katkaisijajärjestelmän tai rengaskiskojärjestelmän tapauksessa, ja järjestelmä sopii erinomaisesti kaukokäyttöön. Kahden tavallisen katkaisijan sijaan kaksikatkaisijajärjestelmissä käytetään jakeluverkoissa hyvin usein niin sanottuja vaunukatkaisijoita. Myöskin erillisistä erottimista voidaan tällöin usein luopua, koska vaunukatkaisijan rakenne sisältää tarvittavat erotusvälit. Kaksikatkaisijajärjestelmä on suhteellisen kallis ratkaisu, etenkin siirtoverkon jännitetasoilla. Tämä johtuu katkaisijoiden ja mittamuuntajien suuresta määrästä. Tämän vuoksi kaksikatkaisijajärjestelmää ei useinkaan käytetä, jos sillä ei saavuteta erityisiä hyötyjä. Kannattavimpia kohteita kaksikatkaisijajärjestelmän käytölle siirtoverkossa ovat pienet mutta tärkeät muuntoasemat sekä voimalaitosten verkkoliityntään käytetyt asemat. Jakeluverkoissa kaksikatkaisijajärjestelmän käyttö on yleisempää, erityisesti teollisuuslaitosten sähköasemilla ja suurilla jakeluasemilla. Kaksikatkaisijajärjestelmän rakenne on esitetty kuvassa 12. [16,19]



Kuva 12. Kaksikatkaisijajärjestelmän rakenne [16].

Taulukko 2. Kokoojakiskojärjestelmien vertailu 245 kV:n ilmaeristeisen avokytkinlaitoksen toteutuksessa. Perustuu lähteeseen [19].

Kiskojärjestelmä	Kiskot (kpl)	Katkaisijat per johto (kpl)	Erottimet per johto (kpl)	Suhteelliset kustannukset (%)	Suhteellinen tilantarve (%)	Kuormitusten ryhmittely
K	1	1,0	2	91	85	Ei
KA	1+ak	1,0	3	100	100	Ei
KK	2	1,0	3	100	100	Kyllä
KKA	2+ak	1,0	4	112	115	Kyllä
1½-katkaisija	2	1,5	3	111	65	Kyllä
Rengas	-	1,0	2	88	50	Ei
2K	2	2,0	4	144	95	Kyllä

Edellä esiteltyjen kiskojärjestelmien lisäksi käytössä on lukuisia muitakin järjestelmiä eri käyttötilanteisiin. Monet niistä ovat erilaisia variaatioita esitellyistä peruskiskojärjestelmistä. Sopivan kiskojärjestelmän valinta on arvioitava aina erikseen suunniteltuun käyttötarkoitukseen parhaiten soveltuvaksi. Taulukossa 2 on yhteenvedona vertailtu kokoojakiskojärjestelmiä 245 kV:n ilmaeristeisen avokytkinlaitoksen toteutuksessa. Vertailukohteeksi kustannusten ja tilantarpeen osalta on valittu kaksoiskiskojärjestelmä, ja muut arvot on suhteutettu tähän.

3.2 Katkaisijat

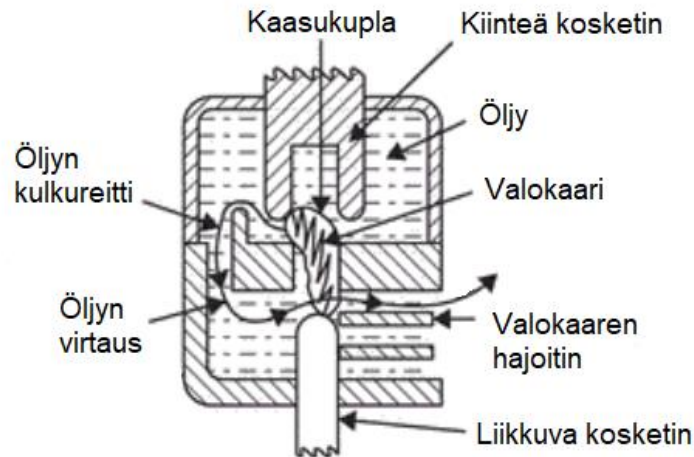
Katkaisija on komponentti, jota käytetään virtapiirin avaamiseen ja sulkemiseen. Katkaisijan on kyettävä kuljettamaan ja katkaisemaan järjestelmäkohtainen nimellisvirta, kestämään järjestelmän ja sen toiminnan aiheuttamat mekaaniset ja sähkömagneettiset rasitukset sekä katkaisemaan vikatilanteen seurauksena syntynyt vikavirta turvallisesti. Tärkeä osa katkaisijan toimintaa on valokaaren sammutus. Valokaaren sammuttaminen mahdollisimman nopeasti on tärkeää, jotta sen aiheuttamat haittavaikutukset, kuten kuu-

meneminen, katkaisijan sisäisen paineen nousu sekä mekaaninen kuluminen ja sulaminen, voidaan minimoida [20]. Valokaari syntyy, kun katkaisija avataan virran kulkiessa sen läpi. Katkaisijan aukeaminen lisää koskettimien välistä kontaktiresistanssia, mikä aiheuttaa lämpenemisen takia termistä emissiota, eli elektronien vapautumista koskettimilta. Termisen emission kautta vapautuvat elektronit ja koskettimien välisen voimakkaan sähkökentän ionisoima ilma mahdollistavat virran kulkemisen erillään olevien koskettimien välillä eli synnyttävät valokaaren. Valokaaren sammuttamiseksi on lisättävä valokaaren resistanssia, jotta virran suuruus ja lämpötila laskisivat ja valokaari sammuisi. Yleensä helpoin tapa tämän toteuttamiseen on lisätä koskettimien välistä etäisyyttä, kunnes valokaari sammuu. Katkaisijoissa koskettimien välistä etäisyyttä ei kuitenkaan voida lisätä kuin tiettyyn rajaan saakka, joten on kehitetty vaihtoehtoisia tapoja valokaaren sammuttamiseen katkaisijan sisällä. Erilaisille katkaisutavoille yhteistä on se, että tavoitteena on siirtää valokaaresta energiaa ympäristöön nopeammin kuin valokaareen syötetään energiaa. [21]

Vanhoissa kytkinlaitoksissa on käytetty monenlaisia katkaisijoita, esimerkiksi öljykatkaisijoita, vähäöljykatkaisijoita sekä paineilmakatkaisijoita. Nämä ovat kuitenkin väistymässä ja suurelta osin jo väistyneet modernimpien tyhjiökatkaisijoiden ja SF₆-katkaisijoiden tieltä, mutta vanhoissa järjestelmissä niitä on edelleen laajalti käytössä. Uudet järjestelmät varustetaan kuitenkin pääosin tyhjiö- ja SF₆-katkaisijoilla. Tämä johtuu lähinnä tyhjiökatkaisijoiden ja SF₆-katkaisijoiden huomattavasti vähäisemmästä huollontarpeesta ja paremmasta toimintakyvystä erityisesti valokaaren katkaisemisessa. Seuraavana esitellään tarkemmin erilaisia katkaisijatyyppejä. [16]

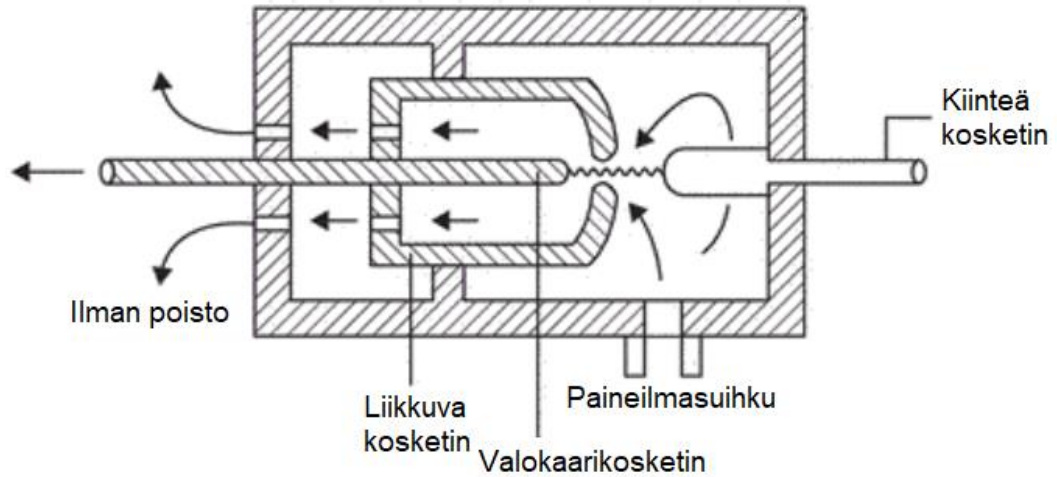
Öljykatkaisija on vanhoissa järjestelmissä yleinen katkaisijatyyppejä, joka hyödyntää toiminnassaan mineraaliöljyä. Se oli pääasiallinen katkaisijatyyppejä kaikilla jännitetasoilla lukuun ottamatta 400 kV:n jännitetasoa lähes sadan vuoden ajan. Öljykatkaisijan toimintaperiaate perustuu katkaisijan sisällä olevaan öljyyn, joka on hyvä sähköinen eriste ja toimii valokaaren sammuttajana. Öljykatkaisijan toimintaperiaate on esitetty kuvassa 13. Katkaisijan auetessa koskettimien väliin syntyy valokaari, jonka synnyttämä lämpö hajottaa öljyn useiksi eri kaasuiksi. Pääosa syntyneestä kaasusta on vetyä, joka johtaa valokaaren synnyttämää lämpöä erinomaisesti ympäröivään öljyyn. Kaasun syntyminen myös nostaa katkaisijan sisäistä painetta, jolloin öljyä virtaa valokaaren hajoittimiin samalla katkaisten syntyneen valokaaren. Öljyn hajoamistuotteet poistuvat katkaisijan sisäkammioista ja korvautuvat öljyllä valokaaren sammuttua. Koskettimien liike saadaan aikaan moottorijousiohjaimen avulla. Eräs öljykatkaisijan variaatio on vähäöljykatkaisija, joka perustuu valokaaren sammuttamiseen korkeapaineisella öljy- ja kaasuvirtauksella,

jotta kokonaisöljymäärä saadaan pienemmäksi paloturvallisuuden parantamiseksi ja räjähdysuonnettomuuksien estämiseksi. Vaikka öljykatkaisijat ovat olleet erittäin toimiva ratkaisu pitkän ajan, nykyään ne on korvattu muilla katkaisijatyypeillä. Suurimmat syyt tähän ovat korkeat ylläpitokustannukset, öljyn aiheuttama tulipalo- ja räjähdysriski sekä ympäristölle vähemmän haitallisiin ratkaisuihin siirtyminen. [21]



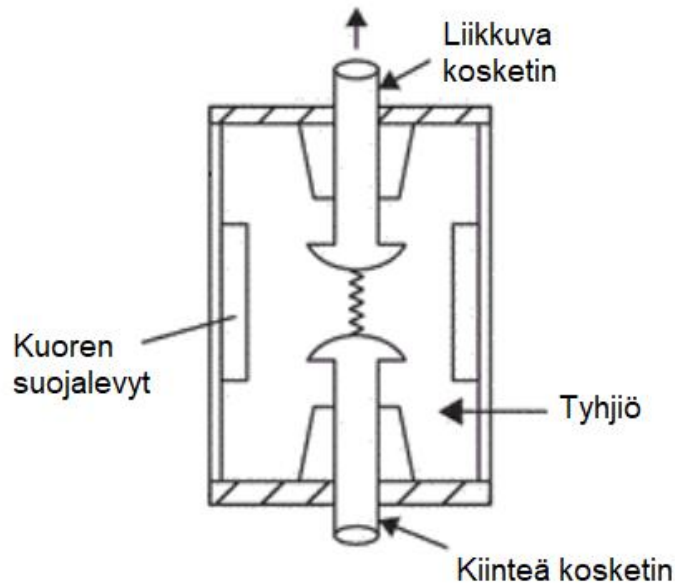
Kuva 13. Öljykatkaisijan toimintaperiaate [21].

Paineilmakatkaisija on toinen pitkään käytössä ollut katkaisijatyyppejä. Se on ollut pääasiainen katkaisija 400 kV:n järjestelmissä noin 50 vuoden ajan. Katkaisijan auetessa koskettimien välille puhalletaan voimakas paineilmasuihku, joka ohjaa valokaaren sille tarkoitetulle valokaarikoskettimelle samalla jäähdyttää sitä ja lopulta sammuttaa valokaaren. Paineilmajärjestelmää käytetään myös katkaisijan ohjaamiseen. Paineilmakatkaisijan toimintaperiaate on esitetty kuvassa 14. Paineilmakatkaisijan katkaisukyky on hyvä ja katkaisu tapahtuu suhteellisen nopeasti. Nykyään paineilmakatkaisijat on kuitenkin korvattu uusissa järjestelmissä SF₆-katkaisijoilla. Keskeisimmät syyt tähän ovat suuret ylläpitokustannukset, erillisen paineilmajärjestelmän ja kompressorin tarve sekä paineilmakatkaisijan suuri koko ja monimutkainen rakenne. Lisäksi valokaaren sammuttava paineilmasuihku on erittäin kovaääninen, mikä voidaan kokea häiritseväksi, jos kytkinlaitos sijaitsee asutuksen lähistöllä. [21]



Kuva 14. Paineilmakatkaisijan toimintaperiaate [21].

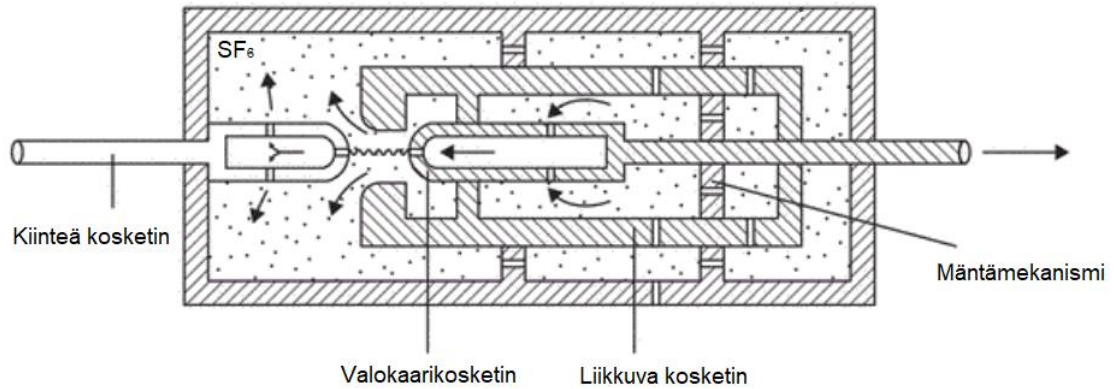
Tyhjiökatkaisija on nykyään hyvin suosittu katkaisijatyyppeä erityisesti keskijännitekytkinlaitoksissa. Se on korvannut uusissa järjestelmissä öljykatkaisijat käytännössä kokonaan. Tyhjiökatkaisijoita on saatavilla myös 110 kV:n jännitetasolle, mutta suurjännitetasolla tyhjiökatkaisijoiden käyttö on vähäisempää. Tyhjiökatkaisijan selkein etu on hyvin yksinkertainen toimintaperiaate. Tyhjiö itsessään toimii hyvin eristeenä sekä valokaaren sammuttajana. Katkaisijan auetessa syntyvä valokaari höyrystää erittäin pieniä määriä metallia koskettimien päistä, mikä heikentää katkaisijan sisällä vallitsevaa tyhjiötä. Tämä ongelma on kuitenkin ratkaistu siten, että vaihtojännitteen virran ollessa nolla, ionisoitunut höyrystynyt metalli tiivistyy, jolloin tyhjiö palautuu ja valokaari sammuu. Katkaisukammion sisäseinille on asennettu suojalevyt, jotka estävät höyrystyneen metallin osumisen katkaisijan kuoreen. Jos niitä ei olisi, ionisoitunut metallihöyry voisi irrottaa kuoresta hiukkasia, jotka heikentäisivät tyhjiötä. Tyhjiökatkaisijan etuja ovat yksinkertaisesta rakenteesta johtuvat matalat käyttökustannukset, paloriskin puuttuminen sekä kyky nopeaan katkaisuun. Katkaisu kestää yleensä 10 ms, koska katkaisu tapahtuu 50 Hz:n vaihtojännitteen jakson puolellessa virran arvon ollessa nollassa. Tyhjiökatkaisijan ohjauksena käytetään tyypillisesti moottorijousiohjainta. Kuvassa 15 on esitetty tyhjiökatkaisijan toimintaperiaate. [21]



Kuva 15. Tyhjiökatkaisijan toimintaperiaate [21].

Suurjännitekytkinlaitoksissa hallitseva katkaisijatyyppe on nykyään SF₆-katkaisija. SF₆ eli rikkiheksafluoridi on reagoimaton, hajuton, mauton ja palamaton ilmaa raskaampi kaasu, joka sopii erinomaisesti käytettäväksi katkaisijoiden eristeaineena. Rikkiheksafluoridi on noin kolme kertaa ilmaa parempi eriste, ja valokaaren katkaisukyky ilmaan verrattuna on noin satakertainen. SF₆-molekyylillä koostuu yhdestä rikkiatomista ja kuudesta fluoriatomista. Rikkiheksafluoridi hajoaa valokaaren synnyttämän lämmön vaikutuksesta, mutta kaasun rakenne palautuu itsestään. Näiden seikkojen takia rikkiheksafluoridi sopii erinomaisesti käyttöön sekä katkaisijoissa että kytkinlaitosten eristeaineena. Hankaluuksia voi kuitenkin aiheuttaa se, että rikkiheksafluoridi on erittäin voimakas kasvihuonekaasu. Hiilidioksiidiin verrattuna SF₆ on noin 24 000 kertaa voimakkaampi kasvihuoneilmiön aiheuttaja ilmakehään päästessään [21]. Lisäksi SF₆ säilyy ilmakehässä erittäin pitkään. Sen puoliintumisaika on noin 3 200 vuotta. Tämän vuoksi rikkiheksafluoridin käsittely on hoidettava erittäin tarkasti ilmakehään pääsevän kaasun minimoimiseksi. [15]

SF₆-katkaisijoita on montaa eri tyyppiä. Yhteistä kaikille SF₆-katkaisijatyypeille on vähäinen huollontarve ja siten matalat käyttökustannukset, tulipaloriskin puuttuminen, yksinkertainen ja pienikokoinen rakenne sekä hiljainen toiminta verrattuna paineilmakatkaisijaan. Kuvassa 16 on esitetty *puffer*-tyyppinen SF₆-katkaisija. [21]



Kuva 16. Puffer-tyyppisen SF₆-katkaisijan toimintaperiaate [21].

Puffer-tyyppisen katkaisijan auetessa liikkuvan koskettimen ohjain käyttää myös mäntämekanismia, joka aiheuttaa SF₆-kaasun voimakkaan virtauksen kontaktien välille. Tämä aiheuttaa valokaaren sammumisen nopeasti. SF₆-katkaisijoiden ohjauksessa hyödynnetään yleisesti moottorijousiohjausta, hydraulista ohjausta tai pneumaattista ohjausta. Katkaisijoiden lisäksi rikkiheksafluoridia hyödynnetään laajasti myös kaasueristeisissä kytkinlaitoksissa eristekaasuna. [21]

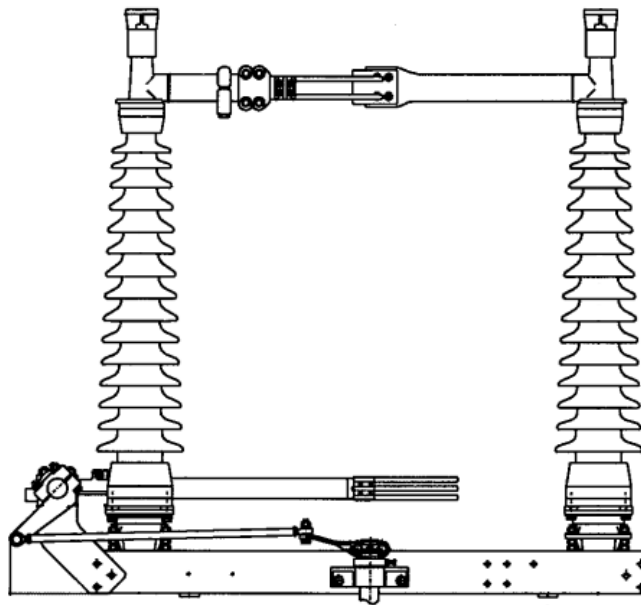
3.3 Erottimet

Erotin on mekaaninen laite, jonka tarkoituksena on tarjota mahdollisuus laitteiden erottamiseen verkosta ja siten mahdollistaa huolto-, korjaus- ja vaihtotöiden toteuttaminen turvallisesti. Erottimelta vaaditaan kolme ominaisuutta. Sen on pystyttävä avautumaan ja sulkeutumaan luotettavasti, sen on kestettävä verkon normaali virta ylikuumentumatta liikaa sekä pysyttävä suljettuna vikavirtatilanteessa, jotta katkaisija pystyy toimimaan oikein. Luotettavaan avautumiseen ja sulkeutumiseen liittyy lisäksi se, että erottimen erotusvälin on oltava näkyvä tai vaihtoehtoisesti erottimella on oltava luotettava asennosoitus. Erotin on myös pystyttävä lukitsemaan molempiin asentoihin. Lisäksi turvallisuussyistä erottimen erotusvälin jännitelujuuden on oltava suurempi kuin ympäristössä. Käytännössä tämä tarkoittaa sitä, että läpilyönti tapahtuu erottimen erotusvälin yli. [15,16]

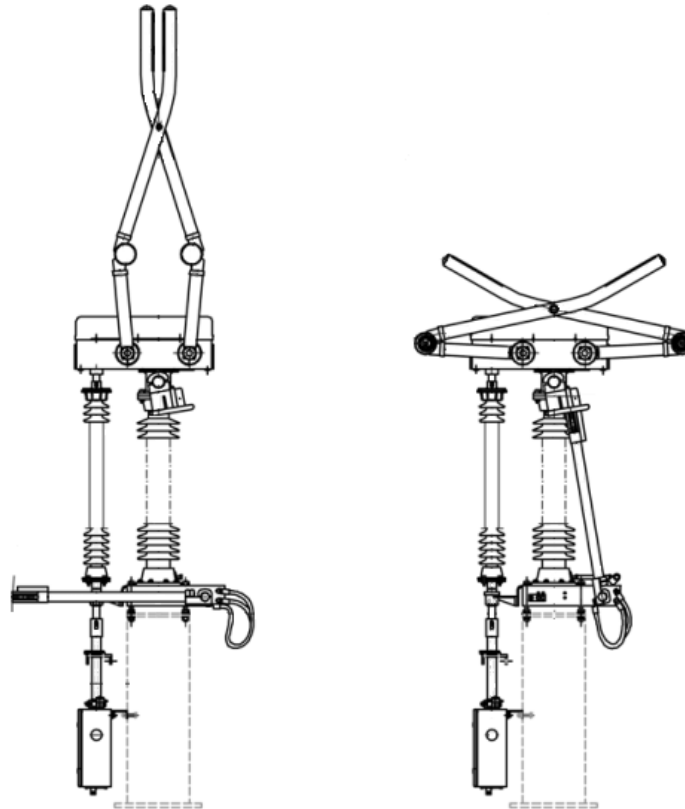
Eroittimia käytetään yleisimmin sarjassa katkaisijan kanssa. Jos verkossa teho voi kulkea vain yhteen suuntaan, riittää yksi erotin syötön ja katkaisijan väliin. Jos taas tehon kulkusuunta voi vaihdella, on katkaisijan molemmilla puolilla oltava erotin. Katkaisijan lisäksi erottimilla voidaan erottaa myös muita laitteita, jotka on kytkettävä jännitteettömäksi joissakin tilanteissa. Lisäksi erottimen erikoiskäyttötapauksia ovat kiskojärjestelmien yhtey-

dessä käytettävä ohikytkentäerotin, maadoitusten muodostamiseen käytetty maadoituserotin sekä kuormanerotin, joka pystyy myös kuormitusvirtojen katkaisuun ja on siten eräänlainen katkaisijan ja erottimen välimuoto. [16]

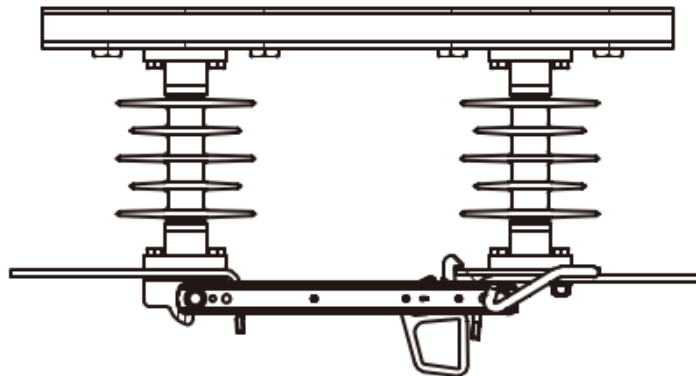
Erilaisia erotintyyppäjä on hyvin useita. Käyttötarkoituksesta ja toimintaympäristöstä riippuen erottimien rakenteet saattavat poiketa toisistaan merkittävästikin. Erottimet voivat olla yksinapaisia tai kolminapaisia. Yleisesti keskijänniteverkossa käytetään kolminapaisia erottimia, kun taas siirtoverkossa erottimet joko ovat yksinapaisia toisistaan erillään olevia yksiköitä, tai kolminapaisena käytettävä erotin on rakennettu kolmesta yksinapaisesta erottimesta. Erottimet koostuvat eristimistä, veitsistä sekä koskettimista. Eristimet ovat valuhartsista, posliinista tai komposiittimateriaalista valmistettuja rakenteita, jotka eristävät erottimen jännitteiset osat tukirakenteista ja muista komponenteista. Veitset ovat erottimen liikkuvat virtaa kuljettavat osat, ja koskettimet ovat erottimen kiinteät virtaa kuljettavat osat. Erotintyyppäjä ovat esimerkiksi kiertoerottimet, vertikaaliset ja horisontaaliset tartuntaerottimet, saksierottimet sekä pylväserottimet. Kuvissa 17, 18 ja 19 on esitetty erilaisia erotintyyppäjä. [16]



Kuva 17. Kaksipilarinen vaakatasossa liikkuva kiertoerotin [22].



Kuva 18. Saksityyppinen tartuntaerotin kiinni ja auki [23].



Kuva 19. Alaspäin aukeava pylväserotin [24].

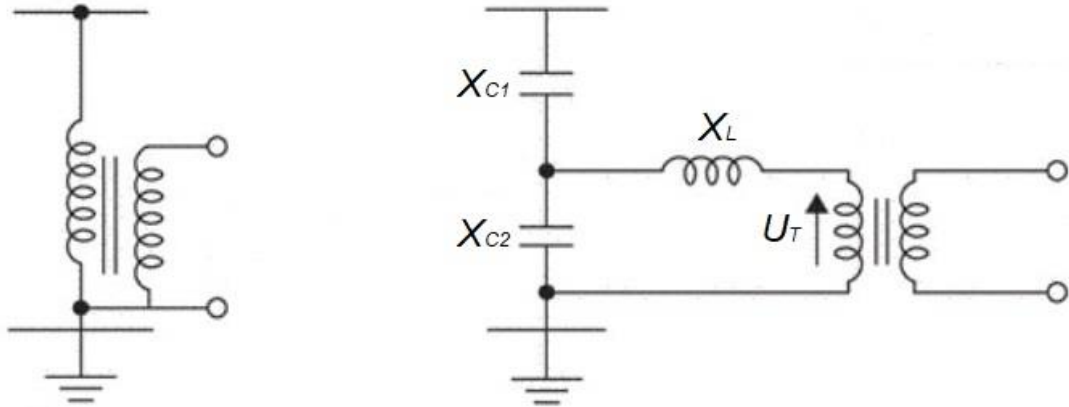
Yleinen suunnitteluperiaate on, että erottimien virtakestoisuusvaatimukset mitoitetaan suuremmaksi kuin kytkinlaitoksen odotetut kuormitus- ja vikavirrat. Mitoitusvirrat ovat tyypillisesti 2 500–5 000 A jännitetasosta riippuen. Suomen olosuhteissa erottimilta vaaditaan erityisiä ominaisuuksia etenkin talviaikana. Kireäkään pakkanen ei saa heikentää erottimen toimintakykyä, ja sekä avattaessa että suljettaessa erottimen on pystyttävä rikkomaan kojeistoon kertynyt jääkerros ja toimimaan normaalisti. Erottimen ohjaus voidaan toteuttaa käsi- tai kauko-ohjauksena. [16]

3.4 Mittamuuntajat

Kytkinlaitoksilla on verkon suojaukseen ja tarkkailuun osallistuvia mittamuuntajia. Mittamuuntajien tehtävänä on erottaa mittaussiipi päävirtapiiristä, muuttaa jännitteen tai virran arvo helposti mitattavalle tasolle ja siten suojata mittareita ylikuormitukselta sekä mahdollistaa mittareiden keskittäminen siten, että itse mittarin ei tarvitse sijaita mittauspai- kassa. Mittamuuntajilta vaadittava tarkkuus riippuu mittauksen tarkoituksesta, mutta yleisesti voidaan todeta, että mittamuuntajan on toistettava mitattava suure mahdollisimman tarkasti omalla toiminta-alueellaan. Kytkinlaitoksissa mittamuuntajia käytetään erityisesti suojauksen toteuttamiseen sekä laitoksen toiminnan ohjaukseen ja seurantaan. [16]

Kiskon jännitettä mittaava jännitemuuntaja on asennettu kiskolle rinnan johtolähtöjen kanssa. Jännitemuuntajan tehtävänä on muuntaa kiskon jännite sellaiselle jännitetasolle, jonka mittaaminen on helpompaa. Tyypillisesti toisiojännite on 0–150 V [15]. Jotta jännitemuuntaja olisi mahdollisimman tarkka, muuntajan hajareaktanssi pyritään minimoimaan. Jännitemuuntajan mitta-alue voi vaihdella riippuen sen käyttötarkoituksesta. Mit- taustarkoituksissa vaaditaan tyypillisesti sitä, että muuntaja pystyy tuottamaan tarkan toisiojännitteen jännitteillä, jotka ovat 80–100 % nimellisjännitteestä. Suojalaitejännite- muuntajilta vaaditaan selkeästi suurempaa mitta-aluetta. Tyypillisesti tarkkuus on säily- tettävä jännitteillä, jotka ovat 5–120 % nimellisjännitteestä. Molemmat tehtävät voidaan joissakin tapauksissa hoitaa myös yhden jännitemuuntajan avulla. Jännitemuuntajat jae- taan toimintaperiaatteensa mukaan kahteen tyyppiin. Nämä ovat induktiiviset jännite- muuntajat ja kapasitiiviset jännitemuuntajat. Lisäksi yli 380 kV:n jännitteillä voidaan käyt- tää kaskadikytkentäisiä jännitemuuntajia, jotka koostuvat sarjaan kytketyistä induktiivista jännitemuuntajista. [16,21]

Induktiivisia jännitemuuntajia käytetään yleensä alle 245 kV:n jännitetasolla. Laitteita on saatavilla myös tätä korkeammille jännitetasoille, mutta niitä käytetään vain sellaisissa tilanteissa, joissa vaaditaan erityisen suurta tarkkuutta. Yleensä induktiiviset jännite- muuntajat ovat yksivaiheisia, eli jokaisella vaiheella on oma muuntajansa. Kapasitiiviset jännitemuuntajat ovat selvästi yleisempiä suurjännitetasolla, koska korkeilla jännitteillä kapasitiivinen jännitemuuntaja on edullisempi vaihtoehto kuin induktiivinen jännitemuun- taja. Kapasitiivisen jännitteenmuuntajan tarkkuus ei ole yhtä suuri, mutta useimmissa tilanteissa tarkkuus on kuitenkin riittävä. Jännitemuuntajien eristysaineena käytetään öljyä, rikkiheksafluoridia tai valuhartsia. Kuvassa 20 on esitetty induktiivisen jännitemuun- tajan ja kapasitiivisen jännitemuuntajan rakenne. [21]



Kuva 20. Induktiivisen jännitemuuntajan ja kapasitiivisen jännitemuuntajan rakenne [21].

Kapasitiivisen jännitemuuntajan kondensaattorien reaktanssit X_{C1} ja X_{C2} toimivat jännitteenjakajana, ja resonanssikelan reaktanssi X_L on mitoitettu siten, että jännite U_T muuntajan ensiöpuolen yli pysyy vakiona, vaikka toisiopuolen kuorma vaihtelisi. Jännitemuuntajien maadoitus toteutetaan tyypillisesti yhteisen nollapisteen kautta riippumatta siitä, onko kyse kolmesta yksivaiheisesta muuntajasta vai yhdestä kolmivaiheisesta muuntajasta. [21]

Kuten edellä mainittiin, jännitemuuntajalta vaadittu tarkkuus riippuu käyttötarkoituksesta. Jotta sopivan jännitemuuntajan valinta olisi helpompaa, jännitemuuntajille on laadittu standardisoidut tarkkuusluokat. Tarkkuusvaatimukset on sidottu jännitemuuntajan jännitevirheeseen sekä kulmavirheeseen. Prosenttilukuna ilmoitettava jännitevirhe F_u on määritelty lausekkeella

$$F_u = \frac{k_n U_s - U_p}{U_p} \cdot 100 \% , \quad (1)$$

jossa k_n on jännitemuuntajan mitoitusmuuntosuhde, U_s on toisiojännitteen tehollisarvo ja U_p on ensiöjännitteen tehollisarvo. Kulmavirhe on määritelty yksinkertaisesti ensiö- ja toisiojännitteiden väliseksi kulmaeroksi, joka ilmoitetaan yleisesti kulmaminuutteina. Jännitemuuntajien tarkkuusluokkien vaatimukset on esitetty taulukossa 3. Taulukon luokat 3 P ja 6 P ovat suojaustarkoituksiin käytetyille jännitemuuntajille määriteltyjä luokkia. [16]

Taulukko 3. Jännitemuuntajien tarkkuusluokkien vaatimukset. Perustuu lähteeseen [16].

Luokka	Jännitevirhe (%)	Kulmavirhe (°)
0,1	± 0,1	± 5
0,2	± 0,2	± 10
0,5	± 0,5	± 20
1	± 1,0	± 40
3	± 3,0	-
3 P	± 3,0	± 120
6 P	± 6,0	± 240

Virtamuuntajien tehtävänä on muuntaa katkaisijan läpi johtolähdölle kulkeva virta mitattavalle tasolle. Toisin kuin jännitemuuntajat, virtamuuntajat kytketään sarjaan johtolähdön kanssa. Kuten jännitemuuntajienkin tapauksessa, virtamuuntajia käytetään sekä seurantamittauksiin että suojalaitteiden toimintoja varten. Virtamuuntajilla on kaksi tärkeää mitoitettavaa ominaisuutta. Jatkuva virrankesto kertoo, kuinka suuren normaalitilanteen kuormitusvirran muuntaja kestää. Virran arvo ilmoitetaan omana lukemanaan ensiö- ja toisiopuolelle. Ensiöpuolen virrankesto tulee mitoitaa johtolähdön kuormituksen mukaan sopivaksi. Toisiopuolen virrankesto on yleensä joko 5 A tai 1 A. Vikavirrankesto kertoo, kuinka suuren vikavirran virtamuuntaja kestää määrättyssä ajassa. Yleensä vikavirrankesto ilmoitetaan joko 1 s:n tai 3 s:n ajanjaksolla. Kytkeinlaitoksissa virtamuuntajat sijoitetaan yleensä lähelle katkaisijaa. [21]

Yleisimmin käytettävät magneettiset virtamuuntajat muistuttavat rakenteeltaan hyvin paljon kuvassa 20 esitettyä induktiivista jännitemuuntajaa. Joissakin tilanteissa virtamuuntajan käyttö on jopa yksinkertaisempaa, koska yhden virtamuuntajalaitteen sisällä voi olla useita sydämiä eri tarkoituksia varten. Täten esimerkiksi suojaus- ja seurantamittaukset voidaan toteuttaa yhden laitteen avulla. Kuten jännitemuuntajissakin, virtamuuntajan eristykseen käytetään ulkoasennuksissa yleensä öljyä tai rikkiheksafluoridia. Sisäasennuksissa käytössä on myös valuhartsieristys. [16]

Virtamuuntajien tarkkuusvaatimuksien määrittely on jonkin verran monimutkaisempaa kuin jännitemuuntajien tapauksessa. Kuten jännitemuuntajillakin, virtamuuntajille on määritelty tarkkuusluokat, jotka helpottavat sopivan virtamuuntajan valintaa. Myös virtavirhe ja kulmavirhe on määritelty vastaavalla tavalla kuin jännitemuuntajan tapauksessa jännitevirhe ja kulmavirhe. Virtavirhe F_s on määritelty lausekkeella

$$F_s = \frac{K_n I_s - I_p}{I_p} \cdot 100 \% , \quad (2)$$

jossa K_n on virtamuuntajan mitoitusmuuntosuhde, I_p on ensiövirran tehollisarvo ja I_s on toisiovirran mitoitusarvo. Kulmavirhe on ensiö- ja toisiovirtojen välinen kulmaero, joka yleisesti ilmoitetaan kulmaminuutteina. Virtamuuntajien mitoituksessa tärkeä käsite on

myös virtamuuntajan taakka, joka tarkoittaa muuntajan toisiopiirin impedanssia ja tehokerrointa. Jos virtamuuntajan taakka ei ole mitoitusarvoa suurempi, virtavirheen arvo ei kasva ilmoitettua suuremmaksi. Mitoitustaakan arvot ovat suuruudeltaan yleensä 2,5–30 VA. Mitoitustaakan avulla on määritelty virtamuuntajan mitoitusulostuloteho S_R , jonka arvo saadaan lausekkeesta

$$S_R = Z_R \cdot I_{SR}^2, \quad (3)$$

jossa Z_R on virtamuuntajan mitoitusimpedanssi ja I_{SR} on virtamuuntajan toisiopuolen mitoitusvirta. Taulukossa 4 on esitetty virtamuuntajien perustarkkuusluokkien vaatimukset. Vaatimukset pätevät tehokertoimella 0,8 ind, kun $S_R \geq 5$ VA ja muulloin tehokertoimella 1,0. [16]

Taulukko 4. Virtamuuntajien perustarkkuusluokkien vaatimukset. Perustuu lähteeseen [16].

Luokka	Taakka (x S_R)	Ensiövirta (x I_{PR})	Virtavirhe (%)	Kulmavirhe (°)
0,1	0,25–1,0	0,05	0,4	± 15
		0,2	0,2	± 8
		1,0	0,1	± 5
		1,2	0,1	± 5
0,2	0,25–1,0	0,05	0,75	± 30
		0,2	0,35	± 15
		1,0	0,2	± 10
		1,2	0,2	± 10
0,5	0,25–1,0	0,05	1,5	± 90
		0,2	0,75	± 45
		1,0	0,5	± 60
		1,2	0,5	± 60
1,0	0,25–1,0	0,05	3,0	± 180
		0,2	1,5	± 90
		1,0	1,0	± 60
		1,2	1,0	± 60
3	0,5–1	0,5	3	-
		1,2	3	-
5	0,5–1	0,5	5	-
		1,2	5	-

Perustarkkuusluokkien lisäksi virtamuuntajista löytyy myös useita eri käyttötarkoituksiin määriteltyjä erikoistarkkuusluokkia, joille on määritelty omia erityisvaatimuksiaan. Tällaisia luokkia ovat esimerkiksi P-, S-, PR- ja PX-luokat. Virtamuuntajan tarkkuusluokan valinta riippuu aina suunnitellusta käyttötarkoituksesta, mutta yleisesti voidaan todeta, että suurimmat vaatimukset kohdistuvat energiaseurantaan käytettäviin virtamuuntajiin. Valvontamittauksissa ja suojauksessa voidaan yleensä sallia suuremmat virheet. [16]

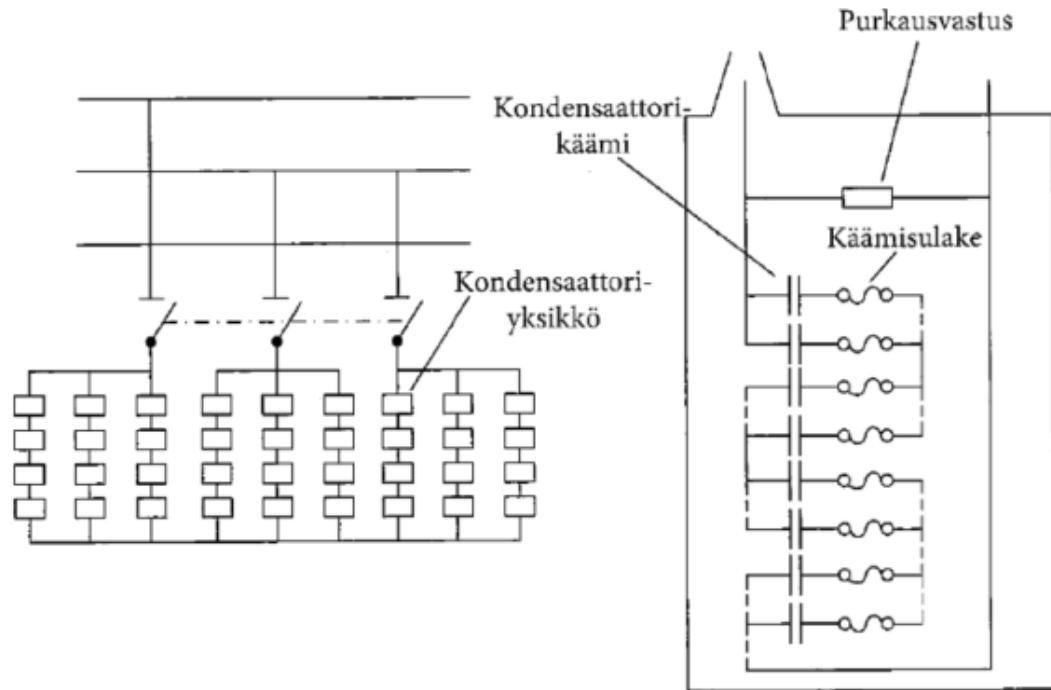
3.5 Muut komponentit

Muita sähköasemilta mahdollisesti löytyviä komponentteja ovat erilaiset kompensointilaitteet ja venttiilisuojat. Loistehotasapainon ylläpitämiseen käytetään kompensointilaitteita, joihin kuuluvat rinnakkaiskuristimet eli reaktorit, rinnakkaiskondensaattoriparistot sekä sarjakondensaattorit. Reaktoreita käytetään kantaverkossa pitkien johtojen tuottaman loistehon kompensointiin pienen kuormituksen käyttötilanteissa. Mitoitus- ja kytkentäratkaisut vaihtelevat jonkin verran maittain, mutta Suomessa reaktoriryhmien nimellisteho on 63 Mvar. Toisin kuin monissa muissa maissa, Suomessa reaktorit kytketään 400/110/21 kV:n muuntajien tertiäärikämeihin suoraan kiskoon kytkemisen sijasta. Suomessa käytössä olevat reaktorit ovat ilmajähdytteisiä ja ilmasydämissä kiinteää eristettä käyttäviä kolmesta yksivaiheisesta kelasta koostuvia laitteita. Reaktorien sijoittaminen sähköaseman komponenttien ja muiden rakennelmien yhteyteen on suunniteltava siten, että reaktorien synnyttämä voimakas magneettikenttä ei indusoi silmukkavirtoja ympäröiviin rakenteisiin. Tämä toteutetaan käytännössä siten, että reaktorit sijoitetaan riittävän kauas muista laitteista, ja esimerkiksi suoja-aidat rakennetaan puusta metallin sijaan. Reaktorin kuluttama loisteho riippuu jonkin verran verkon sen hetkisestä jännitteestä. Loistehon Q arvo voidaan selvittää lausekkeella

$$Q = \left(\frac{U}{U_{SR}} \right)^2 Q_{SR}, \quad (4)$$

jossa U on verkon jännite, U_{SR} on reaktorin mitoitusjännite ja Q_{SR} on reaktorin mitoitusloisteho. [16]

Loistehon tuottamiseen jakelu- ja siirtoverkoissa voidaan käyttää rinnakkaiskondensaattoriparistoja. Kondensaattoriparistot koostuvat useista rinnan ja sarjaan kytketyistä kondensaattoriyksiköistä, joista voidaan koostaa tarpeen mukaan eritehoisia paristokokonaisuuksia. Suomessa kantaverkossa käytettävät paristot ovat teholtaan 20–50 Mvar ja jakeluverkossa tyypillisesti 1–5 Mvar. Rinnakkaiskondensaattoriparistot on suojattava jollakin tavalla. Suomessa tämä on tyypillisesti toteutettu käämikohtaisilla sisäisillä sulakkeilla. Lisäksi koko paristo on varustettu pääsulakkeella tai vastaavalla suojaustavalla. Kondensaattoripariston mitoituksessa on huomioitava myös virran yliaaltokomponentit, resonanssitaajuudet sekä kytkennän aiheuttama sysäysvirta. Kuvassa 21 on esitetty kondensaattoripariston ja kondensaattoriyksikön rakenne. [16]



Kuva 21. Kondensaattoripariston ja kondensaattoriyksikön rakenne [16].

Kuten reaktorinkin tapauksessa, verkon jännite vaikuttaa kondensaattoripariston tuottamaan loistehoon. Rinnakkaiskondensaattoripariston tuottama loisteho Q voidaan selvittää lausekkeella

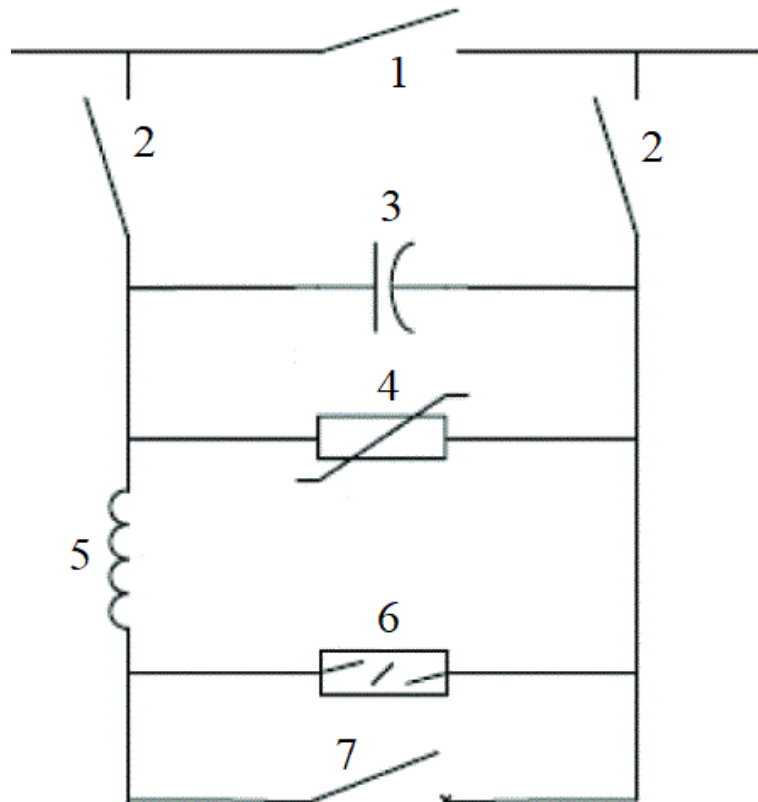
$$Q = \omega C U^2 = \left(\frac{U}{U_{SC}} \right)^2 Q_{SC}, \quad (5)$$

jossa ω on verkon kulmataajuus, C on kondensaattorin kapasitanssi, U on verkon jännite, U_{SC} on kondensaattorin mitoitusjännite ja Q_{SC} on kondensaattorin mitoitusloisteho. [16]

Loistehoa voidaan kompensoida myös sarjakondensaattorien avulla. Nimensä mukaisesti kyseessä on johdon kanssa sarjaan kytkettävä kondensaattori, joka pienentää johdon päiden välistä induktiivista reaktanssia. Näin ollen kuormitettu johto ottaa verkosta vähemmän loistehoa, ja tämän vuoksi johdon siirtokapasiteetti kasvaa. Rakenteeltaan sarjakondensaattori on vastaavanlainen kuin rinnakkaiskondensaattoriparisto. Eroavaisuudet ovat kytkennässä sekä suojauksessa. Kytkeminen tapahtuu yhden erottimen sijaan kahdella erottimella, jotta pariston ohittaminen on mahdollista. Sarjakondensaattoriparisto on suojattu ohituskatkaisijan, metallioksidivaristorin sekä erillisen vaimennuspiirin avulla. Sarjakondensaattoripariston rakenne on esitetty kuvassa 22. Kuvassa näkyvät pääosat on nimetty taulukossa 5. [16]

Taulukko 5. Kuvan 22 pääosat.

Numero	Pääosa
1	Ohituserotin
2	Paristoerotin
3	Kondensaattori
4	Varistori
5	Vaimennuskela
6	Ohituskipinäväli
7	Ohituskatkaisija

**Kuva 22.** Sarjakondensaattorin rakenne [25].

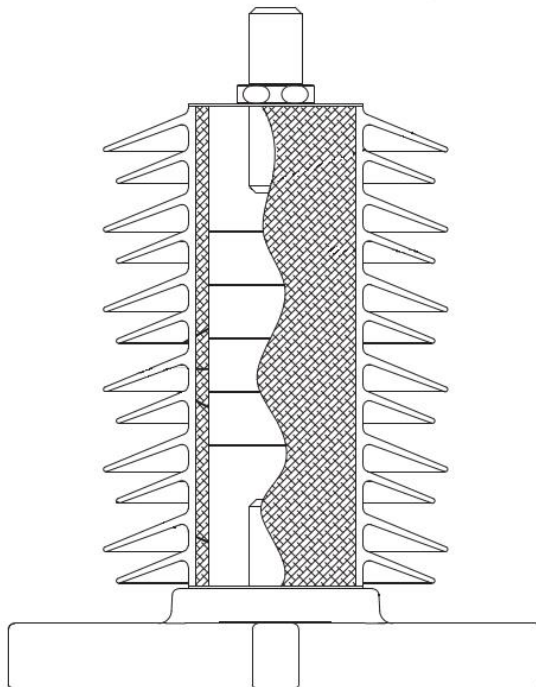
Sarjakompensointia käytetään Suomessa pitkissä pohjois-eteläsuuntaisissa 400 kV:n siirtojohdoissa, jotta pohjois-eteläsuuntaista siirtokapasiteettia on saatu kasvatettua. Sarjakompensoinnilla on välttytty uusien siirtojohtojen rakentamiselta, kun kasvanut siirtokapasiteetti on mahdollistanut tarvittavan tehonsiirron pohjoisen tuotantolaitoksilta etelän kulutuspaikoille. Sarjakondensaattorin suurena etuna on se, että sarjakondensaattorin tuottaman loistehon määrä kasvaa johdon kuormituksen kasvaessa. Sarjakondensaattorin tuottama loisteho Q_{sc} voidaan esittää lausekkeella

$$Q_{sc} = 3 \cdot X_{sc} I^2, \quad (6)$$

jossa X_{sc} on sarjakondensaattorin reaktanssi ja I on johdon kuormitusvirta. Sarjakompensointiin liittyy kiinteästi myös kompensointiasteen käsite. Kompensointiaste kuvaa

sitä, kuinka suuri osa johdon induktiivisesta reaktanssista on kompensoitu sarjakondensaattorin avulla. Suomessa sarjakompensoitujen johtojen kompensointiaste on tyypillisesti 50–70 %. [16]

Venttiilisuojia käytetään sähköasemilla ylijännitesuojina kaikilla jännitetasoilla. Venttiilisuojien avulla voidaan suojata sähköaseman kojeita erityisesti transienttiylijännitteiltä, kuten esimerkiksi salamaniskun aiheuttamilta äkillisiltä ylijännitteiltä. Venttiilisuojan toimintaperiaate on yksinkertainen. Normaaliilla käyttöjännitteellä venttiilisuojan vastus on suuri, joten sen läpi ei kulje virtaa, mutta ylijännitetransientin korkealla jännitteellä vastus on pieni, jolloin virta kulkee suojan läpi ja ylijännite johdetaan maahan siten, että se ei vaurioita suojattavaa laitetta. Aikaisemmin ylijännitesuojaukseen on käytetty kipinävälejä hyödyntäviä venttiilisuojia, jotka koostuvat piikarbidielementeistä muodostaen epälineaarisen vastuksen. Tällaiset vanhanaikaiset venttiilisuojat on uusissa järjestelmissä korvattu kipinävälittömällä metallioksidiventtiilisuojilla, mutta sähköverkosta löytyy edelleen paljon vanhoja kipinävälillisiä venttiilisuojia. Nykyaikainen metallioksidisuoja on rakenteeltaan kerrosmainen pino sinkkioksidista valmistettuja vastuselementtejä, jotka muodostavat epälineaarisen vastuksen. [16]



Kuva 23. Metallioksidiventtiilisuojan rakenne [26].

Kuvassa 23 on esitetty nykyaikaisen metallioksidiventtiilisuojan rakenne. Kuvan keski- osasta voi erottaa sinkkioksidiset vastuselementit. Sähköasemilla venttiilisuojilla suojataan esimerkiksi muuntajia ja avojohtoverkkoon liittyviä kaapeleita.

4. KYTKINLAITOKSET

Kokoojakiskostojärjestelmän ja komponenttivalintojen lisäksi kytkinlaitoksen rakentamiseen vaikuttaa erittäin merkittävästi valittu kytkinlaitostyyppi. Kytkeinlaitostyyppin valinta riippuu vahvasti kytkinlaitoksen käyttötarkoituksesta, sijainnista sekä käytettävissä olevista resursseista. Kytkeinlaitos voi olla tyypiltään ilmaeristeinen kytkinlaitos, kaasueristeinen kytkinlaitos tai hybridikytkeinlaitos, joka sisältää sekä ilma- että kaasueristeisiä laitteita. Lisäksi tiettyihin tarkoituksiin on saatavilla myös siirrettäviä kytkinlaitoksia. [15]

Kytkeinlaitoksen suunnitteluun ja siten myös kytkinlaitostyyppin valintaan vaikuttaa suuri määrä asioita. Tärkeimpiä huomioitavia asioita kytkinlaitoksen suunnittelussa ovat esimerkiksi kytkinlaitoksen välittämä teho ja sen muutosennuste, kytkinlaitoksen sijainti ja ympäristö, rakennusajankohta, kustannukset, laajennettavuus, johtojärjestelyt, luotettavuusvaatimukset sekä mitoitusvirrat ja oikosulkukestoisuudet. Listaa voisi jatkaa vielä huomattavasti pidempäänkin, joten voidaan yleisesti todeta, että kytkinlaitoksen suunnittelu on monimutkainen prosessi. [16]

4.1 Ilmaeristeinen kytkinlaitos

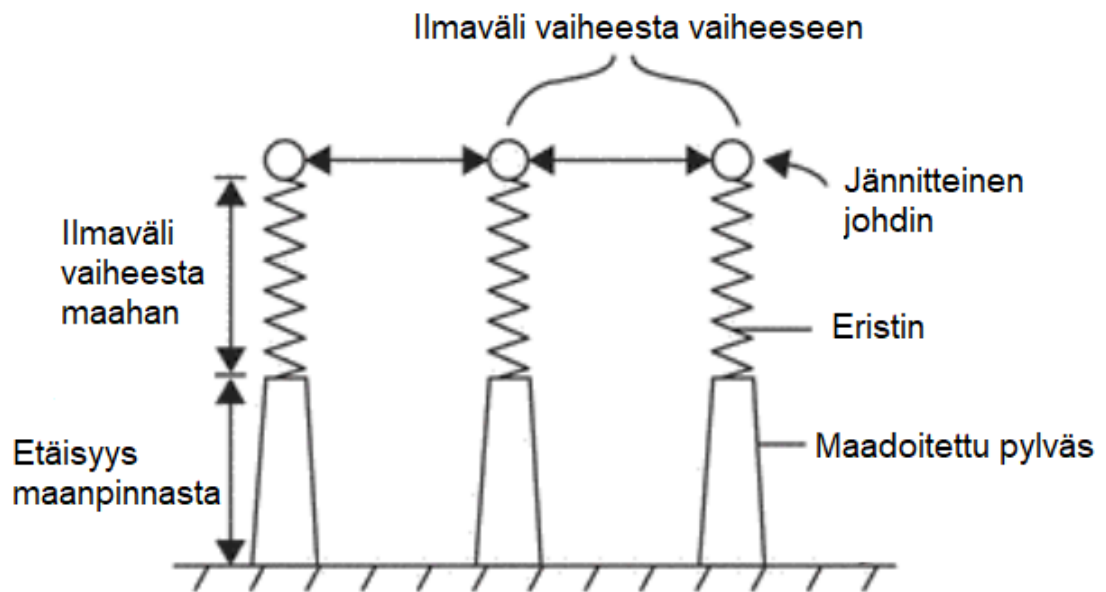
Ilmaeristeinen kytkinlaitos (AIS, engl. Air Insulated Substation) on yleisesti hyödynnetty ja usein suhteellisen yksinkertainen ratkaisu kytkinlaitoksen toteuttamiseksi. Ilmaeristeisessä kytkinlaitoksessa komponenttien välisenä eristeaineena käytetään nimensä mukaisesti ilmaa. Laitoksen laitteet on nostettu teräksisten pylväs- ja tukirakenteiden varaan posliinista tai valuhartsista valmistettujen eristimien päälle. Kokoojakiskot toteutetaan nykyään ilmaeristeisissä kytkinlaitoksissa yleensä putkikiskostona. Putkikiskostot ovat korvanneet vanhemmissa kytkinlaitoksissa yleiset kupari-, alumiini-, teräs-alumiini- ja seosalumiiniköydät, joiden avulla kiskostot voidaan myös toteuttaa. Putkikiskostot ovat kuitenkin osoittautuneet kannattavammiksi, koska ne ovat köysikiskoja halvempia, laitos on helpommin laajennettavissa, suuria oikosulkuvirtoja on helpompi hallita, kytkinlaitos voidaan rakentaa pienemmäksi sekä tartuntaerottimien käyttö on helpompaa. Kuvassa 24 on Fingridin omistaman Alajärven sähköaseman 400 kV:n ilmaeristeinen avokytkeinlaitos. [16]

Koska ilma ei ole erityisen hyvä sähköinen eriste, on ilmaeristeisen kytkinlaitoksen eri komponenttien välille jätettävä riittävän suuret välit läpilyöntien estämiseksi. Nämä il-

mavälit luonnollisesti kasvavat jännitetason mukana. Suurjännitekytkinlaitoksissa tarvittavat ilmavälit ovat jo varsin suuret. Kuvassa 25 on havainnollistettu tilannetta kytkinlaitoksella ja tarvittavia ilmavälejä eri komponenttien välillä. [21]



Kuva 24. Alajärven sähköaseman 400 kV:n ilmaeristeinen avokytkinlaitos [27].



Kuva 25. Kytkinlaitoksella tarvittavat ilmavälit [21].

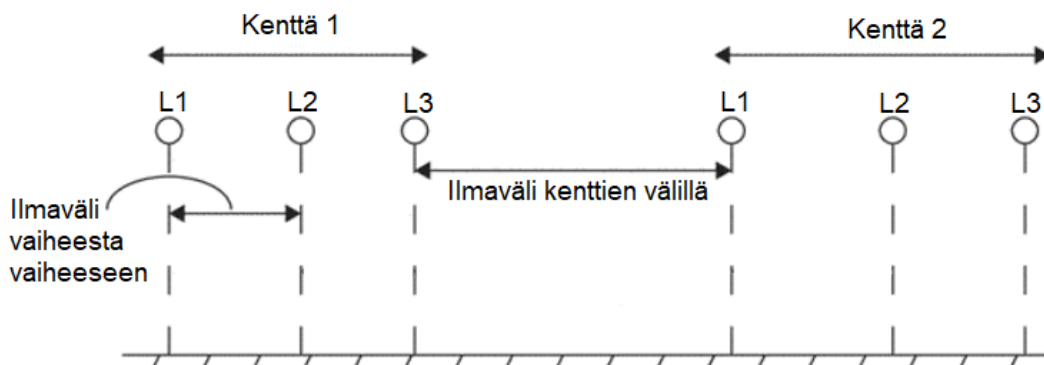
Ilmavälien suuruudet eivät ole täydellisen standardisoituja, vaan maantieteellisesti on havaittavissa jonkin verran eroavaisuuksia ilmavälejä koskevissa standardeissa ja määräyksissä. Suomessa noudatetaan Suomen Standardisoimisliitto SFS:n standardia 6001, joka koskee suurjännitesähköasennuksia ja sisältää määräykset ilmaeristeisillä

sähköasemilla noudatettaville vähimmäisilmaväleille. Taulukossa 6 on esitetty arvoja vähimmäisilmaväleille tietyillä jännitetasoilla.

Taulukko 6. Vähimmäisilmavälit tietyillä jännitetasoilla. Perustuu lähteeseen [28].

Laitteen suurin käyttöjännite (kV)	Lyhytaikainen koejännite vaihtojännitteellä (kV)	Koejännite salamasyökyjännitteellä 1,2/50 μ s (kV)	Pienin vaiheen ja maan ja vaiheiden välinen etäisyys (mm)
24	50	95	160
		125	220
123	185	450	900
	230	550	1 100
245	275	650	1 300
	325	750	1 500
	360	850	1 700
	395	950	1 900
	460	1 050	2 100

Kuten taulukosta 6 nähdään, vaadittavan ilmavälin suuruus kasvaa nopeasti jännitteen noustessa. Suurimman käyttöjännitteen ollessa 420 kV, on vaiheen ja maan välinen vaadittava etäisyys jo 1 900–3 400 mm ja vaiheiden välillä jopa 2 900–4 200 mm [28]. Koska tarvittavat ilmavälit ovat niin suuret, on väistämätöntä, että monimutkaiset ja paljon komponentteja sisältävät suurjännitekytkinlaitokset kasvavat kooltaan todella suuriksi. Komponenttien väliset ilmavälit ovat tarpeen läpilyöntien estämisen lisäksi myös turvallisten asennus- ja huoltotöiden mahdollistamiseksi. Siksi on erittäin tärkeää huomioida riittävät ilmavälit myös ihmisten kulkureitteihin, huoltotiestöön, aitoihin, valaistuspylväisiin sekä muihin sähköaseman ja johtolähtöjen läheisyydessä oleviin rakenteisiin. Lisäksi laitoksen eri kenttien välille määritellään yleensä vähimmäisilmaväliä suurempi väli, joka mahdollistaa turvallisen työskentelyn ja esimerkiksi nostolavojen tai nosturien käytön huollon aikana. Kenttien välinen ilmaväli on esitetty kuvassa 26. [21]

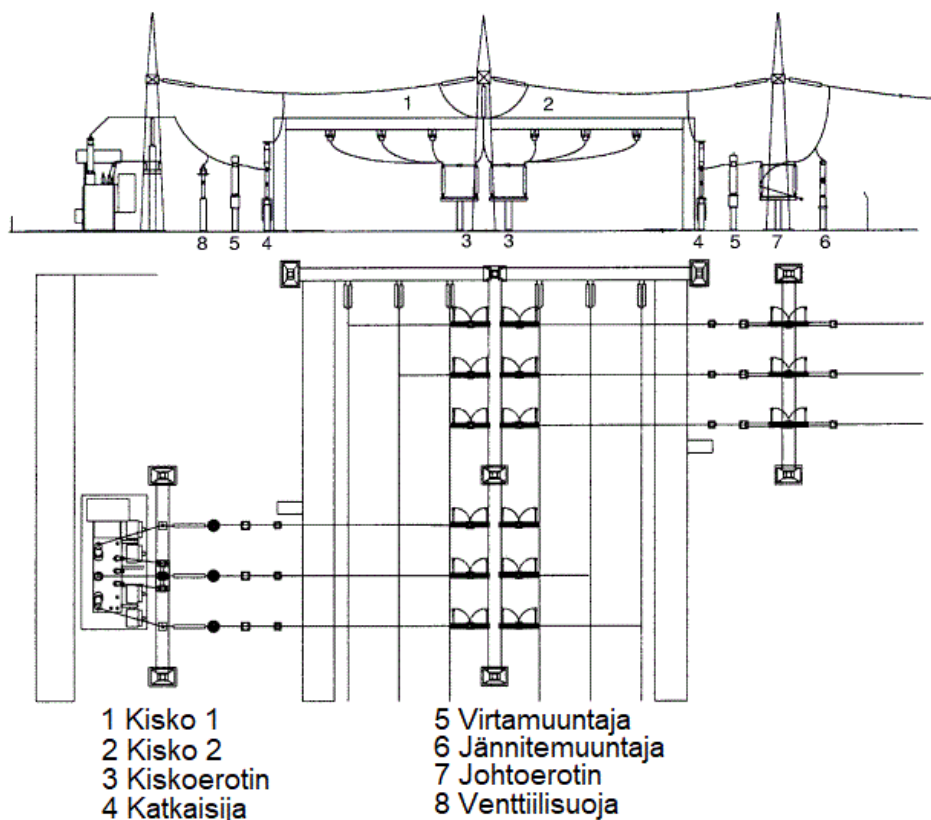


Kuva 26. Ilmaväli kytkinlaitoksen kenttien välillä [21].

Suurjännitekytkinlaitosten suuri koko voi olla ongelma monissa ympäristöissä, esimerkiksi tiiviisti rakennetulla kaupunkialueella tai voimalaitosalueella, jossa maankäyttö on

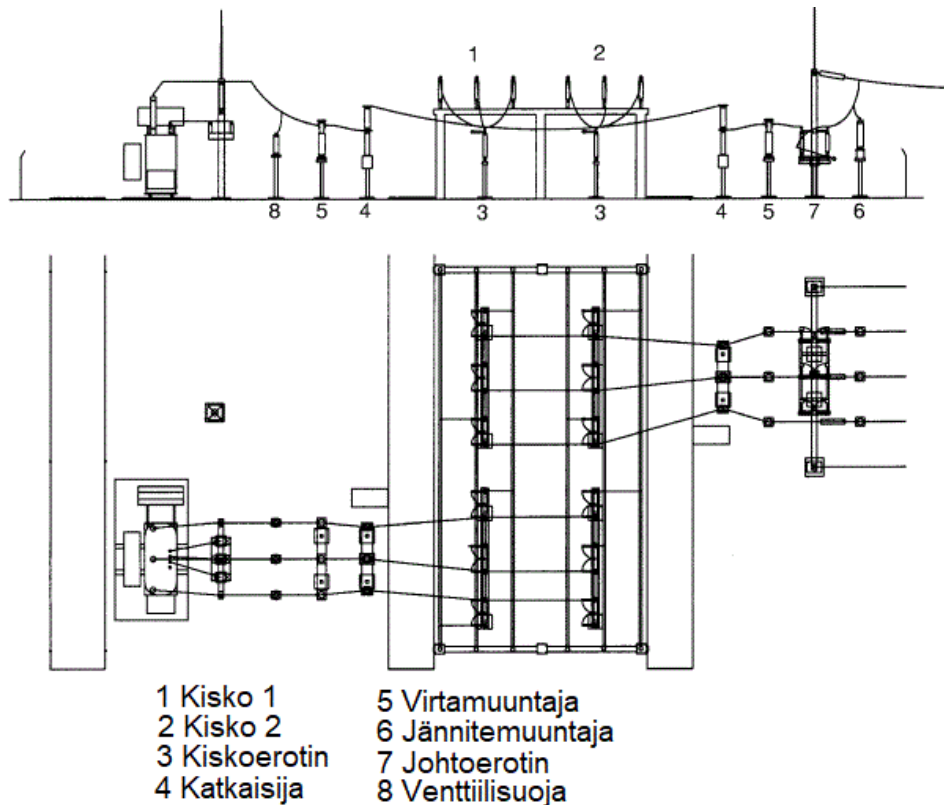
tarkasti suunniteltua ja tilaa on vähän. Lisäksi suuren pinta-alan vievä kytkinlaitos korkeine rakenteineen voidaan nähdä maisemahaittana esimerkiksi taajama-alueella tai vilkkaasti liikennöityjen teiden varrella. Periaatteessa ilmaeristeinen kytkinlaitos voidaan toteuttaa joko avo- tai sisälaitoksena. Käytännössä siirtoverkon jännitetasolla ilmaeristeinen kytkinlaitos rakennetaan lähes aina avokytkinlaitoksena, kun taas keskijänniteverkossa ilmaeristeisiä kytkinlaitoksia on toteutettu jonkin verran myös sisälaitoksina. [16,21]

Kojeistot ja laitteet voidaan sijoitella ilmaeristeiselle avokytkinlaitokselle monella eri tavalla. Asettelulla voidaan vaikuttaa esimerkiksi kytkinlaitoksen tilantarpeeseen ja laitoksen toiminnan tarkastamiseen ja valvontaan. Lisäksi asettelulla voi olla merkittävä vaikutus kytkinlaitoksen toimintavarmuuteen, koska asettelu vaikuttaa merkittävästi mahdollisuuksiin suorittaa huoltotoimenpiteitä laitoksen muiden osien ollessa jännitteisessä tilassa. Asettelu voi vaikuttaa kytkinlaitoksen rakentamisen kustannuksiin, joten kytkinlaitoksen suunnittelun yhteydessä on syytä tarkastella tarkkaan eri vaihtoehtoja. Erilaisia asettelumalleja kutsutaan yleisesti *layouteiksi*. *Layouteja* on olemassa lukuisia erilaisia, ja ne ovat myös sovellettavissa tilanteen mukaan sopiviksi. Kuvissa 27 ja 28 on esitetty esimerkkinä *layouteista* niin sanottu *low rise -layout* sekä *in-line-layout*. [19]



Kuva 27. *Low rise -kytkinlaitoslayout* [19].

Kuvassa 27 näkyvä *low rise -layout* on yksi yleisimmistä *layouteista*. Tälle *layoutille* on tyypillistä se, että kiskoerottimet ovat vierekkäin samassa linjassa johtojen kanssa, näiden päällä kulkevat kiskot ja ylimpänä johdot katkaisijoille. Tällainen *layout* mahdollistaa suhteellisen kapeat välit laitososien välillä, mutta monikerroksinen rakenne on kustannuksiltaan kalliimpi kuin yksinkertaisemmat vaihtoehdot. Kuvassa 28 näkyvä *in-line-layout* on nimetty erottimien sijoitustavan mukaan. Erottimet on sijoitettu keskenään linjaan kohtisuorasti kiskoja vastaan. *In-line-layout* on usein suosittu valinta erityisesti suurilla kytkinlaitoksilla, joiden nimellisvirta ylittää 3 150 A. [19]



Kuva 28. *In-line-kytkinlaitoslayout* [19].

Ilmaeristeiset sisäkytkinlaitokset on toteutettu yleensä kennoasennuksena, joka tarkoittaa sitä, että eri laitteet ja kojeistot on eroteltu rakennuksen sisällä toisistaan väliseinillä. Tämän tarkoituksena on suojata muita laitteita tai mahdollisesti huoltotöitä tekeviä henkilöitä, jos jossakin osassa kytkinlaitosta tapahtuu vika, joka voisi aiheuttaa vaaraa. Väliseinien käyttäminen edellyttää erityisten seinäläpivientieristimien hyödyntämistä. Ilmaeristeiset sisäkytkinlaitokset ovat nykyään entistä harvinaisempia kaasueristeisen kytkinlaitosteknologian kehittymisen ja yleistymisen takia. Myös keskijännitetasolla kaasueristeinen kytkinlaitos on tullut yhä yleisemmäksi ilmaeristeisten sisäkytkinlaitosten rinnalle. [16]

4.2 Kaasueristeinen kytkinlaitos

Kaasueristeinen kytkinlaitos (GIS, engl. Gas Insulated Substation) on tehokas tapa toteuttaa kytkinlaitos, jolta vaaditaan suurta kapasiteettia, mutta käytettävissä olevaa tilaa on vähän. Kaasueristeisen kytkinlaitoksen hyödyntäminen myös vähentää huomattavasti kytkinlaitoksen huoltotarvetta ja vikatilanteita, mikä on usein eduksi laitoksen toimintavarmuutta ajatellen. Kaasueristeisessä kytkinlaitoksessa jännitteiset komponentit ja laitteet on sijoitettu metallista valmistetun kaasutiiviin maadoitetun koteloinnin sisään, jossa eristeaineena toimii ilman sijasta paineistettu eristekaasu, yleensä rikkiheksafluoridi (SF₆). Kuten edellä mainittiin, rikkiheksafluoridin eristeominaisuudet ovat huomattavasti ilmaa paremmat, joten komponentit voidaan sijoitella huomattavasti lähemmäksi toisiaan, mikä mahdollistaa kytkinlaitoksen toteuttamisen pienempään tilaan kuin ilmaeristeisen kytkinlaitoksen tapauksessa. Riippuen jännitetasosta ja toteutuksesta kaasueristeinen kytkinlaitos vie tilaa vain noin 10–25 % vastaavan ilmaeristeisen kytkinlaitoksen viemästä tilasta [29]. Tämän vuoksi kaasueristeinen kytkinlaitos onkin nykyään yleinen ratkaisu niin suurjännitteillä kuin keskijännitetasollakin etenkin kaupunkialueilla ja voimalaitoksilla. Kuvassa 29 on Fingridin omistaman Länsisalmen sähköaseman 400 kV:n kaasueristeinen sisäkytkinlaitos. [16]



Kuva 29. Länsisalmen sähköaseman 400 kV:n kaasueristeinen sisäkytkinlaitos [30].

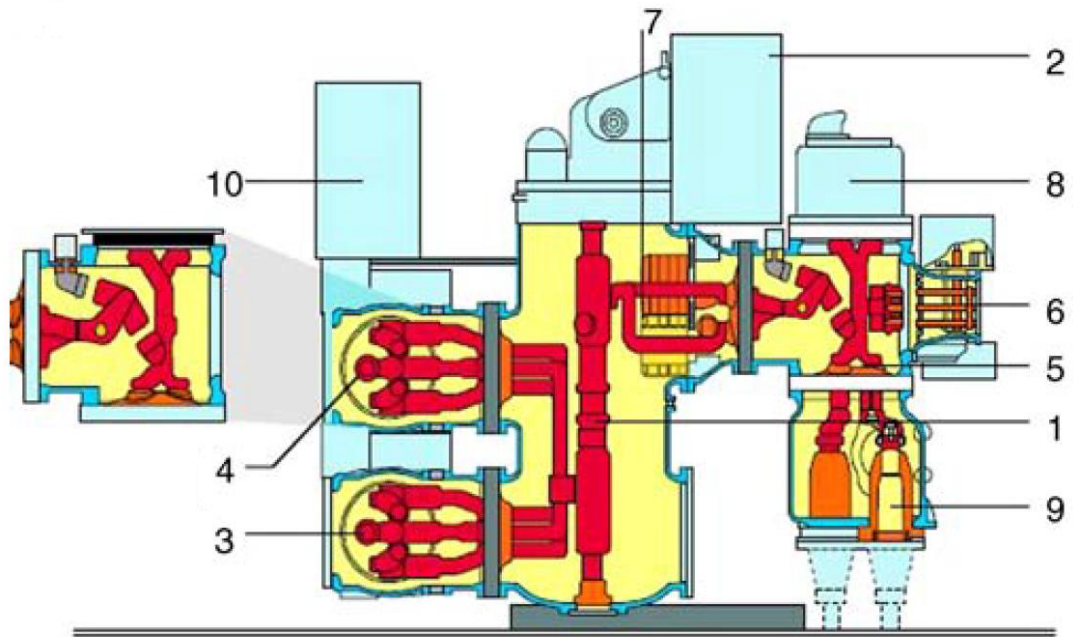
Kuten ilmaeristeinen kytkinlaitoskin, kaasueristeinen kytkinlaitos voidaan toteuttaa joko avokytinlaitoksena tai sisäkytkinlaitoksena. Kaasueristeisen kytkinlaitoksen tapauksessa sisäkytkinlaitos on kuitenkin selkeästi yleisempi ratkaisu, koska laitoksen pienen koon takia rakennuksen koko pysyy suhteellisen pienenä ja täten hinta edullisena. Ilman

suojarakennusta kaasueristeisiä komponentteja esiintyykin lähinnä yksittäisinä hybridi-kytkinlaitoksilla. Sisäkytkinlaitoksen etuna on se, että rakennus suojaa laitosta sään ja luonnonilmiöiden vaikutukselta hyvin tehokkaasti sekä huolto- ja korjaustoimenpiteiden suorittaminen on helpompaa sisätiloissa. Suomen olosuhteissa sisäkytkinlaitos on yleensä toteutettava lämmitettyyn rakennukseen, koska talvella kylmät lämpötilat aiheuttaisivat liian suuria ongelmia huoltoon ja korjauksiin liittyen, ja lämpötilan vaihtelut heikentäisivät jännitelujuutta kaasun tiheyden muutosten takia. [16]

Kytkinlaitoksen kotelointi voidaan suorittaa yksivaiheisesti tai kolmivaiheisesti. Yksivaiheisessa koteloinnissa on oma kotelointi jokaiselle vaiheelle erikseen, kun kolmivaiheisessä koteloinnissa kaikki vaiheet ovat saman kotelon sisällä. Kolmivaiheinen kotelointi vie yksivaiheista vähemmän tilaa ja on yksinkertaisempi ja siten halvempi toteuttaa, mutta saman kotelon sisällä olevat vaiheet aiheuttavat kotelon sisällä pääjännitteen suuruisen jänniterasituksen. Tämän vuoksi kolmivaiheista kotelointia ei yleensä käytetä yli 170 kV:n jännitteillä. Tätä suuremmilla jännitteillä käytössä on yksivaiheinen kotelointi, jonka etuna on pienemmän jänniterasituksen lisäksi pienemmät liitokset sekä pienemmät vikavirrat, koska kolmivaiheisia vikoja ei voi tapahtua. Keskijännitetasolla käytössä on molempia kotelointiratkaisuja. Kotelot valmistetaan yleensä alumiinista, mutta kolmivaiheisen koteloinnin voi toteuttaa myös teräksestä. Tämä ei yksivaiheisessa koteloinnissa ole mahdollista, koska yksivaihekoteloinnissa teräksiseen koteloon indusoituisi voimakkaita pyörrevirtoja, jotka aiheuttaisivat häiriöitä, ylimääräisiä häviöitä sekä lämpenemistä. Kuvassa 30 on esitetty kolmivaiheisesti koteloidun kaasueristeisen kytkinlaitoksen rakenne. Kuvan komponentit on selitetty taulukossa 7. [16]

Taulukko 7. Kuvan 30 komponentit.

Numero	Selite
1	Katkaisija
2	Katkaisijan ohjauslaitteet
3	Kokoojakisko nro 1 yhdistelmäerottimella
4	Kokoojakisko nro 2 yhdistelmäerottimella
5	Johtolähtömoduuli
6	Maadoituserotin
7	Virtamuuntaja
8	Jännitemuuntaja
9	Kaapelipääte
10	Ohjauskaappi



Kuva 30. Kolmivaiheisesti koteloitun 110 kV:n kaasueristeisen kytkinlaitoksen rakenne [31].

Kaasueristeisten kytkinlaitosten komponentit, kuten katkaisijat, erottimet ja mittamuuntajat ovat peruseräiltään samanlaisia kuin ilmaeristeisissä kytkinlaitoksissakin. Koteloinnin sisään sijoittaminen aiheuttaa kuitenkin sen, että toteutukset eroavat tietyiltä osin jonkin verran perinteisistä ratkaisuista. Katkaisijat ovat tavallisia pneumaattisesti ohjattuja SF₆-katkaisijoita, jotka on sijoitettu joko vaaka- tai pystyasentoon. Katkaisijan asento vaikuttaa kytkinlaitoksen rakenteeseen siten, että pystyasentoon sijoitetun katkaisijan huoltaminen vaatii katkaisijan yläpuolelle riittävästi tilaa ja nosturin käyttömahdollisuuden. Vaaka-asentoon sijoitetun katkaisijan huolto voidaan toteuttaa vetämällä katkaisija ulos erityisen vaunun avulla. Kaasueristeisen kytkinlaitoksen erottimet ovat erikoislaitteita, koska tavanomaiset erottimet aiheuttaisivat ongelmia avausvälissä tapahtuvien jälleensyöttymisten takia. Tämän takia koskettimien muotoilu on tarkoin suunniteltu. Lisäksi kaasueristeisessä kytkinlaitoksessa erottimilla on usein monia tehtäviä. Tavallinen ratkaisu on esimerkiksi kuvassa 30 korostettuna vasemmalla näkyvä kolmiasentoisen yhdistelmäerotin, joka toimii sekä kisko- tai johtoerottimeksi että maadoituserottimeksi. Nykyään erottimien asennon osoitus pystytään toteuttamaan riittävän luotettavasti mekaanisella osoittimella, joten kotelointiin ei tarvita läpinäkyvää ikkunaa erotusvälin toteutukseksi. [16,31]

Jännitemuuntajat ovat rakenteeltaan vastaavia kuin ilmaeristeisissä kytkinlaitoksissakin. Etenkin suurjännitteillä jännitemuuntajat ovat kuitenkin varsin suurikokoisia ja kalliita, jo-

ten on syytä arvioida kytkinlaitoksen sisäisten jännitemuuntajien välttämättömyys. Joissakin tapauksissa ulos asennettavat jännitemuuntajat riittävät tarvittaviin mittauksiin. Virtamuuntajat ovat tavanomaisia rengasvirtamuuntajia. Rengasvirtamuuntajalla tarkoitetaan virtamuuntajaa, jossa ensiöpuolen käämin muodostaa muuntajan läpi kulkeva kisko tai johdin. Kolmivaiheisesti koteloituissa järjestelmissä virtamuuntajan sydän on sijoitettava koteloinnin sisään, mutta yksivaiheisesti koteloituissa järjestelmissä koko muuntaja voidaan sijoittaa myös koteloinnin ulkopuolelle, jos koteloon indusoituvat virrat on huomioitu virtamuuntajan suunnittelussa ja sijoituksessa. Kaasueristeisen kytkinlaitoksen verkkoon liittäminen voidaan toteuttaa kaapeliliitynnällä tai avojohtoliitynnällä. Kaapeliliityntä on yleensä helpompi toteuttaa, mutta usein se on kalliimpi kuin avojohtoliityntä. Avojohtoliitynnän toteuttaminen vaatii SF₆/ilma-läpivientieristimien käyttöä. Avojohtoliitynnöissä on huomioitava se, että johtolähtöjen on oltava riittävän etäällä toisistaan riittävien ilmapäliien aikaansaamiseksi. Tämä monimutkaistaa liityntäpisteen rakennetta. Muuntajaan liittämässä voidaan hyödyntää SF₆-putkea, mutta etenkin Suomessa sen hyödyntäminen on suhteellisen vähäistä, koska usein muuntajissa on valmiina ilma/öljyläpivientieristimet SF₆/öljyläpivientieristimien sijaan. [16]

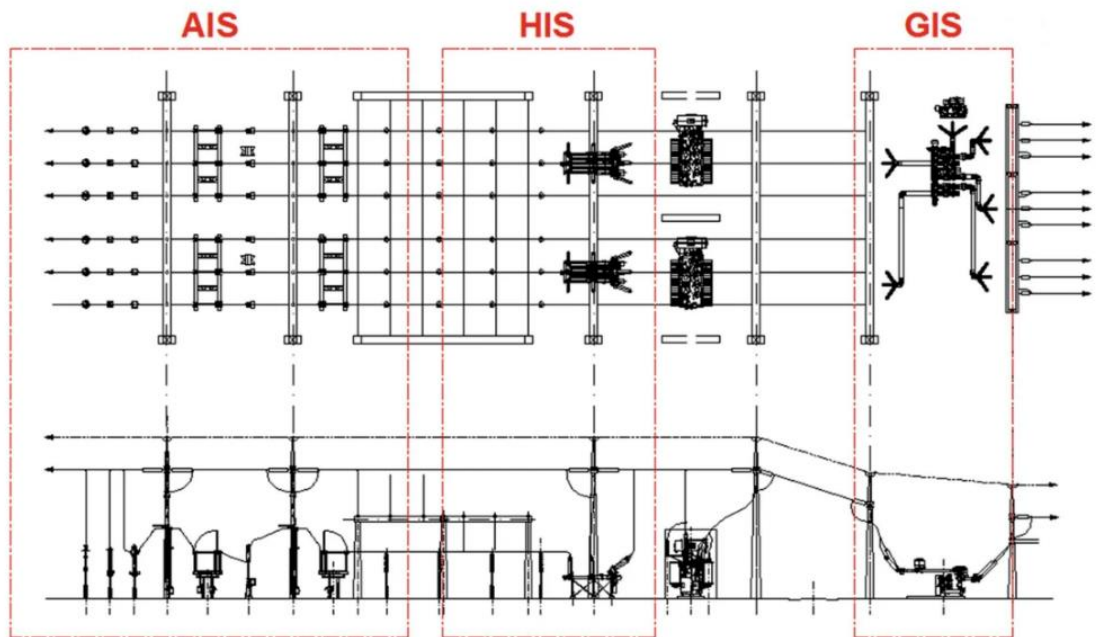
Kaasueristeisen kytkinlaitoksen asentaminen käyttöpaikalle on suhteellisen nopeaa verrattuna ilmaeristeiseen kytkinlaitokseen, koska kaasueristeinen kytkinlaitos toteutetaan moduulitekniikalla. Moduulit, jotka sisältävät koteloinnin osat ja laitteet, rakennetaan valmiiksi tehtaalla, jolloin käyttöpaikalla riittää ainoastaan moduulien kokoaminen yhdeksi järjestelmäksi. Asennuksen yhteydessä on varmistettava huolellisuudesta ja puhtaudesta, koska asennusvirheet ja koteloinnin sisään jäävät roskat ja muut esineet aiheuttavat herkästi läpilyöntejä, koska ne vaikuttavat koteloinnin sisäiseen sähkökenttään. Moduulitekniikan toisena etuna on se, että laitos on jaettu erillisiin kaasutiloihin, jolloin vikojen vaikutukset rajoittuvat selvästi pienemmälle alueelle ja huoltoja varten suoritettavat kaasutyhjennykset on helpompi suorittaa. Normaalisissa käytössä eristekaasun paine on suurjännitelaitoksissa 4–7 bar ja keskijännitelaitoksissa 2,2–2,5 bar. Kaasun tyhjentämistä vaativia huoltotoimenpiteitä ei ole tarve tehdä usein. Huoltoväli on yleisesti noin 10–20 vuotta. Kaasueristeisen kytkinlaitoksen laajentaminen ja muuttaminen kesken toiminnan on ongelmallista. Laajennusten tekeminen on periaatteessa mahdollista, mutta ne vaativat lähes poikkeuksetta pitkän keskeytyksen. Yleensä valittu järjestelmä pysyy ennallaan koko laitoksen käyttöiän, joten suunnittelussa on huomioitava mahdolliset tulevaisuuden tarpeet. [16]

Kuten jo SF₆-katkaisijoiden yhteydessä mainittiin, rikkiheksafluoridi on erittäin voimakas kasvihuonekaasu ja siksi sen pääsyä ilmakehään on vältettävä mahdollisimman tarkasti.

Tämän vuoksi kaasueristeisten kytkinlaitosten kaasutiivyyttä valvotaan jatkuvasti mittamalla koteloinnin sisäisen kaasun tiheyttä. Suuri kaasuvuoto voi myös merkittävästi heikentää eristyksen jännitelujuutta ja johtaa läpilyöntiin, joten kaasun tiheyden laskiessa määritellyn raja-arvon alle kyseisen kaasutilan laitteet kytketään irti verkosta. Riippuen vuotavasta kaasutilasta tämä voi aiheuttaa sen, että koko kytkinlaitos on toimintakyvytön. Eristekaasun tiheyden mittaaminen on siis erittäin tärkeä osa kytkinlaitoksen toimintaa. Kaasun tyhjentämistä vaativat huollot on toteutettava huolellisesti siten, että eristekaasu kerätään kokonaan talteen eikä sitä pääse karkaamaan ilmakehään. Rikkiheksafluoridille on pyritty kehittämään vaihtoehtoja, joilla olisi pienempi ilmastoa lämmittävä vaikutus ilmakehään päästessään. Nämä teknologiat ovat kuitenkin kehitysvaiheessa, ja käytännössä vaihtoehtoja on varsin vähän. Erilaisten seoskaasujen tai paineilman hyödyntäminen rikkiheksafluoridin sijaan on osoittautunut vaihtoehdoksi ainakin 110 kV:n jännitetasolle asti, mutta jo olemassa olevia SF₆-järjestelmiä tuskin korvataan ennen niiden käyttöiän päättymistä. [16,31,32]

4.3 Muut kytkinlaitokset

Kytkinlaitos voidaan toteuttaa myös niin sanottuna hybridikytkinlaitoksena (HIS, engl. Hybrid Insulated Substation), joka on yhdistelmä ilmaeristeistä kytkinlaitosta ja kaasueristeistä kytkinlaitosta. Tällainen laitos koostuu esimerkiksi kaasueristeisistä katkaisijoista, erottimista ja mittamuuntajista sekä ilmaeristeisistä kiskoista ja avojohdoista. Tarkkaa määritelmää ei ole, mutta yleisesti hybridikytkinlaitos sisältää sekä ilma- että kaasueristeisiä komponentteja. Tällaisen laitoksen toteuttaminen on halvempaa kuin täydellisesti kaasueristetyn kytkinlaitoksen, mutta luonnollisesti kaikkia kaasueristeisen kytkinlaitoksen hyötyjä ei saavuteta. Hybridikytkinlaitosta hyödynnetään usein tilanteessa, jossa halutaan laajentaa ilmaeristeistä kytkinlaitosta kasvattamatta sen kokoa merkittävästi. Kuvassa 31 on esitetty hybridikytkinlaitoksen esimerkkirakenne. Kuvassa on korostettu erikseen laitoksen ilmaeristeinen osa AIS, hybridiosa HIS ja kaasueristeinen osa GIS. [15]



Kuva 31. Hybridikytinlaitoksen rakenne [33].

Kaasueristeisten kytinlaitosten pieni koko on mahdollistanut myös siirrettävien kytinlaitosten rakentamisen. Tällaiset kytinlaitokset on tarkoitettu tilapäiseen käyttöön siten, että ne voidaan siirtää käyttökohteelta toiselle tarpeen mukaan helposti ja nopeasti. Siirrettävää kytinlaitosta voidaan hyödyntää esimerkiksi tilanteessa, jossa varsinainen kiinteä kytinlaitos on suurten huolto- tai laajennustoimenpiteiden kohteena tai jokin suuri vika tai luonnonmullistus on saattanut laitoksen pitkäksi ajaksi epäkuuntoon. Tällöin siirrettävä kytinlaitos voidaan tuoda paikalle ja käyttää sitä pitkäkestoisten korjausten tai kokonaan uuden kytinlaitoksen rakentamisen ajan. Siirrettävän kytinlaitoksen kokoa ja rakennetta rajoittaa luonnollisesti siirtotapa. Yleisimmin siirrettävät kytinlaitokset toteutetaan siirrettävään konttiin tai perävaunuun. Kuvassa 32 on esitetty rekan perävaunuun rakennettu 72,5 kV:n yksikiskoinen neljällä johtolähdöllä varustettu siirrettävä kytinlaitos. [31]



Kuva 32. Siirrettävä 72,5 kV:n kytkinlaitos [31].

Siirrettäviä kytkinlaitoksia on saatavilla kokonaisina laitoksina alle 170 kV:n jännitteille. Tätä korkeammille jännitteille on myös saatavilla ratkaisuja, jotka voidaan tuoda paikalle osissa ja yhdistää siellä. Tämä on luonnollisesti monimutkaisempaa ja enemmän aikaa vievää, mutta muita vaihtoehtoja väliaikaisen ratkaisun toteuttamiseksi yli 170 kV:n jännitteillä ei juurikaan ole. [31]

5. OLKILUODON NYKYINEN 110 kV:n KYTKINLAITOS

Olkiluodon ydinvoimalaitoksen nykyinen 110 kV:n kytkinlaitos on ilmaeristeinen avokytkinlaitos, jossa käytetään kiskojärjestelmänä kaksoiskisko-apukiskojärjestelmää. 110 kV:n kytkinlaitoksen päätehtävä on turvata ydinvoimalaitoksen omakäytösähkön syöttö sellaisessa tilanteessa, jossa omakäyttöajo on epäonnistunut ja 400 kV:n verkkoyhteys on menetetty. Toisena tehtävänä 110 kV:n kytkinlaitos syöttää ydinvoimalaitoksen ulkoalueen sähkönjakelua sekä 21 kV:n että 6,9 kV:n syöttömuuntajien kautta. Lisäksi 110 kV:n kytkinlaitokseen on liitetty Olkiluodon ydinvoimalaitoksen alueella sijaitseva kaasuturbiinilaitos sekä syksyllä 2022 valmistunut OL3:n järjestelmäsuojaan osallistuva 85 MW:n suurtehoakkuvarasto (BESS, engl. Battery Energy Storage System). Kytkinlaitokseen liitetään siis pääosin kuormituksia, mutta kaasuturbiinilaitos ja suurtehoakkuvarasto voivat myös syöttää tehoa kantaverkkoon. Ydinvoimalaitosyksiköt eivät kuitenkaan missään käyttötilanteessa syötä tehoa verkkoon 110 kV:n kytkinlaitoksen kautta.

Nykyinen 110 kV:n kytkinlaitos on pääosiltaan alkuperäinen, noin 45 vuotta vanha järjestelmä. Alun perin laitossyksiköt OL1 ja OL2 oli varustettu vain yhdellä käynnistysmuuntajalla kahden sijaan sekä laitossyksikköä OL3, kaasuturbiinilaitosta tai suurtehoakkuvarastoa ei ollut olemassa. Näiden lisäysten myötä 110 kV:n kytkinlaitosta on laajennettu useita kertoja, joten kytkinlaitokselta löytyy erilaisia ja eri-ikäisiä komponentteja kentästä riippuen. Osa alkuperäisistä komponenteista on myös korvattu uudemmillä vikaantumisten takia. 110 kV:n kytkinlaitos sijaitsee Olkiluodon ydinvoimalaitoksen alueella laitossyksiköiden pohjoispuolella noin 200 metrin päässä laitossyksiköistä OL1 ja OL2 sekä noin 400 metrin päässä laitossyksiköstä OL3. [34]

5.1 Kytkinlaitoksen suunnitteluperiaatteet

110 kV:n kytkinlaitoksen tärkeimpänä suunnitteluperiaatteena on se, että kytkinlaitoksen kautta on häiriötilanteessa pystyttävä syöttämään riittävästi tehoa ydinvoimalaitoksen turvallisuutta ylläpitäville järjestelmille. Syötettävien muuntajien nimellistehot on esitetty taulukossa 8.

Taulukko 8. 110 kV:n kytkinlaitoksen syöttämien muuntajien nimellistehot.

Muuntaja	Nimellisteho (MVA)
Ulkoalueen 110/6,9 kV:n syöttömuuntaja	16
Ulkoalueen 115/21 kV:n syöttömuuntaja	25
OL1:n käynnistysmuuntaja, osajärjestelmät A ja C	40
OL1:n käynnistysmuuntaja, osajärjestelmät B ja D	40
OL2:n käynnistysmuuntaja, osajärjestelmät A ja C	40
OL2:n käynnistysmuuntaja, osajärjestelmät B ja D	40
OL3:n 110 kV:n varasyöttömuuntaja	100
OL3:n apukattilalaitoksen 110 kV:n syöttömuuntaja	100
Yhteensä	401

OL1:n ja OL2:n käynnistysmuuntajat ja OL3:n varasyöttömuuntajat ovat käyttötarkoituksiinsa nähden jonkin verran ylimitoitettuja, jotta riittävästi tehoa olisi tarvittaessa varmasti saatavilla. Todellisessa häiriötilanteessa laitossyksiköiden turvallisuuden ylläpitämiseen riittää jokaista laitossyksikköä kohden vain yksi muuntaja. Kuten kaikkien turvallisuuden kannalta tärkeiden ydinvoimalaitoksen järjestelmien tapauksessa, käynnistys- ja varasyöttömuuntajat on toteutettu vähintään kahdennettuna turvallisuuden lisäämiseksi. Mitoitusarvona käytetään laitossyksiköiden kokonaisomakäyttöä, koska syötönvaihdon tapahtuessa laitossyksiköiden koko omakäyttö on hetkellisesti 110 kV:n kytkinlaitoksen kuormana. Omakäytön suuruus on laitossyksiköille OL1 ja OL2 noin 30 MW, ja laitossyksikölle OL3 noin 90 MW. Ulkoalueen syöttömuuntajien kuormat käyttävät yhteensä enintään 40 MW. Kytkinlaitoksen tehonsiirtokapasiteetin on siis oltava vähintään 190 MW. Taulukossa 9 on esitetty Olkiluodon nykyisen 110 kV:n kytkinlaitoksen mitoitusarvot.

Taulukko 9. Olkiluodon nykyisen 110 kV:n kytkinlaitoksen mitoitusarvot. Perustuu lähteisiin [35,36].

Suure	Mitoitusarvo
Nimellisjännite U_n	110 kV
Suurin jatkuva käyttöjännite U_{max}	123 kV
Nimellistaajuus f_n	50 Hz
Nimellisvirta I_n	1 250 A
Terminen oikosulkuvirta I_{th}	25 kA (1 s)
Dynaaminen oikosulkuvirta I_{dyn}	63 kA

Nimellisjännitteen ja nimellisvirran avulla voidaan arvioida kytkinlaitoksen tehonsiirtokapasiteettia. Näennäisteho S_n voidaan selvittää lausekkeella

$$S_n = \sqrt{3}U_n I_n, \quad (7)$$

jossa U_n on nimellisjännite ja I_n on nimellisvirta. Taulukon 9 arvoilla näennäistehoksi saadaan noin 238 MVA. Loistehon määrä on joka tapauksessa niin pieni, että häiriötilanteen pätötehtarve voidaan täyttää kytkinlaitoksen avulla. Tehontarve voidaan täyttää myös käyttäen vain yhtä kiskoa. Näin ollen yksittäisen kiskon vikaantuminen ei tee kytkinlai-

tosta kokonaan toimintakyvyttömäksi, mikä on ydinturvallisuuden kannalta erittäin tärkeää. Kytkinlaitoksen oikosulkukestoisuudet ovat myös riittävällä tasolla. Nykyisellään kytkinlaitoksella suurin mahdollinen ekvivalenttinen yhden sekunnin oikosulkuvirta on arviolta noin 15,1 kA. Sysäysoikosulkuvirta taas on suurimmillaan 34,4 kA. Nykyisen kytkinlaitoksen mitoitusarvot täyttävät siis selvästi vaaditut rajat. [36]

Kytkeinlaitos on suunniteltu siten, että se kestää virtojen ja jännitteiden aiheuttamien ilmiöiden lisäksi ympäristön olosuhteet siten, että laitoksen toimintakyky ei vaarannu sääolosuhteiden takia. Käytännössä tämä tarkoittaa sitä, että kytkinlaitos on suunniteltu toimimaan -39 – 36 °C lämpötiloissa ja tuulen nopeuden ollessa jatkuvasti tai säännöllisesti puuskissa enintään 34 m/s. Lisäksi kytkinlaitokselle on toteutettu ukkossuojaus, joka täyttää standardin IEC 61024, ja standardin IEC 60071 vaatimukset täyttävä ylijännitesuojaus. [37]

Tietyt standardit vaikuttavat kytkinlaitoksen ja sen komponenttien suunnitteluperiaatteisiin sekä myös käyttötoimintaan. Edellä mainittujen IEC-standardien lisäksi kytkinlaitoksen tulee täyttää Suomen Standardisoimisliiton standardit SFS 6000, SFS 6001 ja SFS 6002. Näiden lisäksi Suomessa toimivien ydinvoimalaitosten ja niiden järjestelmien tulee täyttää viranomaisten asettamat vaatimukset, joista 110 kV:n kytkinlaitokseen vaikuttavat soveltuvin osin Säteilyturvakeskuksen ydinturvallisuusohjeet. Toisin kuin monien muiden ydinvoimalaitoksen järjestelmien tapauksessa, kytkinlaitokselta ei vaadita erityistä maanjäristyskestoa tai varautumista lentokoneen törmäykseen. [37]

Alkuperäisen kytkinlaitoksen suunnittelussa kiskojärjestelmän valinnan tärkeimmät suunnittelukriteerit ovat olleet toimintavarmuus ja joustavuus, koska 110 kV:n kytkinlaitokselta edellytetään toimintakuntoisuutta laitosyksiköiden reaktorien ollessa käynnissä. Kaksoiskisko-apukiskojärjestelmä oli alkuperäisen kytkinlaitoksen rakentamiseen aikaan yleinen ratkaisu tällaisen kytkinlaitoksen toteuttamiseksi, koska kuormitusten ryhmittely on helppo toteuttaa usealla eri tavalla ja yksittäisen katkaisijan ohittamisen mahdollisuus lisää toimintavarmuutta huomattavasti. Vieläkin luotettavamman toiminnan olisi tarjonnut kaksikatkaisijajärjestelmä, mutta 1970-luvun lopussa tämä teknologia ei ollut toimiva ratkaisu tällaiseen tarkoitukseen, koska kaksikatkaisijajärjestelmän katkaisijoiden huoltamisen yhteydessä tarvittavia mittauksia ei pystytty silloin toteuttamaan katkottomasti. Kaksikatkaisijajärjestelmä on tullut vaihtoehdoksi katkottomuutta vaativissa järjestelmissä vasta 2010-luvun aikana. [38]

5.2 Kytkinlaitoksen rakenne

Olkiluodon nykyinen 110 kV:n kytkinlaitos on rakenteeltaan *in-line*-tyyppinen ilmaeristeinen avokytkinlaitos, joka on jaettu 13 kenttään ja yhteen jännitteenmittauskennoon. Kiskojärjestelmänä on kaksoiskisko-apukiskojärjestelmä. Kolmen kiskon ja suhteellisen suuren kenttämäärän takia nykyinen kytkinlaitos on 110 kV:n kytkinlaitokseksi varsin suurikokoinen. Kokonaisuudessaan turva-alueineen nykyinen 110 kV:n kytkinlaitos vie tilaa noin 160 m kertaa 60 m. Avokytkinkenttien lisäksi kytkinlaitokseen kuuluu kojeistorakennus, joka sisältää eri jännitetasojen kojeistojen lisäksi paikallisvalvomon, muuntajatiloja sekä varavoima-akustoja. Liitteessä A on esitetty Olkiluodon ydinvoimalaitoksen nykyisen 110 kV:n kytkinlaitoksen kaaviokuva. Kaaviosta puuttuu kiskojännitteiden mittaukseseen tarkoitettu jännitteenmittauskenno 3.0. Olkiluodon 110 kV:n kytkinlaitoksen kenttien kuvaukset on esitetty taulukossa 10. [39]

Taulukko 10. Olkiluodon nykyisen 110 kV:n kytkinlaitoksen kenttien kuvaukset.

Kenttä	Kuvaus
3.0 Jännitteenmittaus	Jännitemuuntajat pääkiskoille
3.1 Ulkoalue	Ulkoalueen 115/21 kV:n syöttömuuntaja
3.2 Ulkoalue	Ulkoalueen 110/6,9 kV:n syöttömuuntaja
3.3 TVO1	OL1:n käynnistysmuuntaja, osajärjestelmät A ja C
3.4 TVO2	OL2:n käynnistysmuuntaja, osajärjestelmät A ja C
3.5 OLT-RA B	Avojohto B Raumalle
3.6 Kiskokatkaisija	Kiskokatkaisija
3.7 OLT-RA A	Avojohto A Raumalle
3.8 TVO1	OL1:n käynnistysmuuntaja, osajärjestelmät B ja D
3.9 TVO2	OL2:n käynnistysmuuntaja, osajärjestelmät B ja D
3.10 OL3	OL3:n 110 kV:n varasyöttömuuntaja
3.11 OL3	OL3:n apukattilalaitoksen 110 kV:n syöttömuuntaja
3.12 Kaasuturbiini	Kaasuturbiinilaitos
3.13 BESS	Suurtehoakkuvarasto

Kytkinlaitokselta löytyy 13 katkaisijaa, yksi jokaista kenttää kohden lukuun ottamatta jännitteenmittauskennoa. Kytkinlaitoksen alkuperäisten kenttien 3.2–3.7 katkaisijat ovat alkuperäisiä Asean valmistamia moottorijousiohjattuja vähäöljykatkaisijoita, joiden nimellisvirta on 2 500 A ja katkaisukyky 25 kA. Laajennuskenttien 3.8, 3.9 ja 3.13 katkaisijat ovat ABB:n valmistamia moottorijousiohjattuja SF₆-katkaisijoita, joiden nimellisvirta on 3 150 A ja katkaisukyky joko 31,5 kA tai 40 kA. Laajennuskenttien 3.10, 3.11 ja 3.12 katkaisijat ovat Siemensin moottorijousiohjattuja SF₆-katkaisijoita, joiden nimellisvirta on 2 500 A ja katkaisukyky 31,5 kA. Lisäksi alkuperäisen kentän 3.1 katkaisija on tätä tyyppiä, koska alkuperäinen vähäöljykatkaisija on korvattu uudemmallalla vikaantumisen takia. [40]

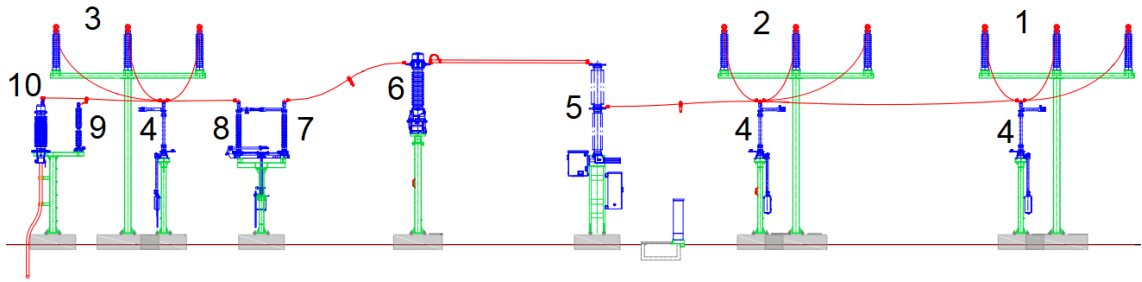
Kaikki 110 kV:n kytkinlaitoksen kisko- ja johtoerotitimet ovat tyypiltään vaakatasossa liikuvia kiertoerottimia, joiden nimellisvirta on 1 250 A ja oikosulkukestoisuus 31,5 kA lukuun ottamatta kenttiä 3.8 ja 3.9, joiden erottimien nimellisvirta on 1 600 A. Erottimet eivät kuitenkaan ole identtisiä, vaan kytkinlaitoksella on Siemensin, Hapamin ja Strömbergin valmistamia erottimia. Pääkiskoihin liittyvät erottimet toimivat kauko-ohjauksella lukuun ottamatta kiskokatkaisijakentän 3.6 erottimia. Apukiskoerotitimet, johtoerotitimet, maadoituserottimet ja kiskokatkaisijakentän kiskoerotitimet ovat käsikäyttöisiä. [40]

Jännitemuuntajat ovat ABB:n valmistamia öljyeristeisiä induktiivisia kolmikäämijännitemuuntajia. Toisiopuolen käämeistä tähteen kytketyt ovat mittaustarkoituksiin tarkoitettuja käämejä ja kolmioon kytketyt suojaustarkoituksiin tarkoitettuja käämejä. Tarkkuusluokitukseltaan mittauskäämit ovat luokkaa 0,2 ja suojauskäämit luokkaa 3 P. Kytkinlaitoksen virtamuuntajat ovat kentästä riippuen kolmi- tai nelisydämissä kolmivaiheisia virtamuuntajia. Virtamuuntajat ovat Artechin, Asean ja ABB:n valmistamia. Tyypiltään virtamuuntajat ovat öljy- tai öljypaperieristeisiä muuntajia, joiden sydänosat sijaitsevat joko pylväsmäisen muuntajan alaosassa maan potentiaalissa (*hair pin* -rakenne) tai yläosassa johdon potentiaalissa (*top core* -rakenne). Vanhoja kolmisydämissä virtamuuntajia on kytkinlaitoksella vielä 7 kentällä. Näissä yksi sydän on varattu energiamittauksiin ja kaksi suojaustarkoituksiin. Uudemmat nelisydämiset virtamuuntajat on asennettu yhteensä 6 kentälle. Myös näissä muuntajissa yksi sydän on energiamittauksia varten, ja kolme muuta suojaustarkoituksiin. Energiamittausydämet ovat tarkkuusluokitukseltaan luokkaa 0,2 tai 0,5. Suojaussydämet taas ovat luokkaa 5 P tai 10 PR. [40,41]

Kytkinlaitoksen kaikkien kenttien lähdöt on varustettu kentästä riippuen mitoitusjännitteeltään 126 kV:n tai 132 kV:n venttiilisuojoilla, jonka tehtävänä on suojata kytkinlaitoksen komponentteja sekä kytkinlaitokselta lähteviä maakaapeliyhteyksiä ylijännitetransienteilta. Lisäksi ulkoalueen syöttömuuntajat ja Rauman avojohtolähtöjen jännitemuuntajat on suojattu omilla venttiilisuojoillaan. Venttiilisuojat ovat ABB:n valmistamia metallioksidiventtiilisuoja. [40]

Taulukko 11. Kuvan 34 komponentit.

Numero	Komponentti
1	Pääkisko 1
2	Pääkisko 2
3	Apukisko
4	Kiskoerotin
5	Katkaisija
6	Virtamuuntaja
7	Johtoerotin
8	Maadoituserotin
9	Venttiilisuoja
10	Kaapelipääte



Kuva 33. Olkiluodon nykyisen 110 kV:n kytkinlaitoksen kentän 3.13 leikkauspiirustus [42].

Kuvassa 33 on esitetty nykyisen 110 kV:n kytkinlaitoksen kentän 3.13 leikkauspiirustus, josta ilmenee komponenttien sijoittelu kentälle. Komponenttinumerointi on esitetty taulukossa 11. Kytkinlaitoksen kaikki kentät lukuun ottamatta kiskokatkaisijakenttää 3.6 vastaavat rakenteeltaan kuvassa 34 näkyvää kenttää 3.13.

5.3 Kytkinlaitoksen käyttö

Kytkinlaitoksen katkaisijoita ja erottimia voidaan ohjata joko paikallisesti käsin tai katkaisijoiden ja pääkiskoihin liittyvien erottimien tapauksessa kauko-ohjauksella 110 kV:n kytkinlaitoksen paikallisvalvomosta tai voimalaitosyksiköiden valvomoista lukuun ottamatta kiskokatkaisijakentän käsikäyttöisiä erottimia. Kaukokäyttö toteutetaan laitoksen käytönvalvontajärjestelmän avulla. Normaalisissa käyttötilanteissa OL1:n valvomo vastaa 110 kV:n kytkinlaitoksen käytöstä lukuun ottamatta kenttiä 3.10–3.13, joista vastaa OL3:n valvomo. Kaikista katkaisijoista ja erottimista on saatavilla asennonosoitukset sekä kytkinlaitoksen paikallisvalvomoon että laitosisyksiköiden valvomoihin. Kytkinlaitoksen jännite- ja virtamittaukset sekä laitokselle tulevien avojohtojen energiamittaukset suoritetaan paikallisvalvomossa, josta tiedot viedään laitosisyksiköiden valvomoihin. Myös 110 kV:n virhetilannehälytykset lähetetään laitosisyksiköiden valvomoihin paikallisvalvomossa sijaitsevan hälytyskeskuksen kautta. [7]

Normaalissa käyttötilanteessa 110 kV:n kytkinlaitos on jännitteinen, ja se syöttää tyhjäksi käyviä käynnistysmuuntajia sekä OL3:n varasyöttömuuntajaa ja apukattilalaitoksen syöttömuuntajaa. Ulkoalueiden syöttömuuntajat ovat normaalitilanteessa käytössä ja syöttävät ydinvoimalaitoksen ulkoalueen kuormia, kuten apu- ja toimistorakennuksia sekä voimalaitosjäteluolan ja kaasuturbiinilaitoksen järjestelmiä. Avojohto Rauma A syöttää pääkiskoa PK1, avojohto Rauma B syöttää pääkiskoa PK2, ja apukisko AK on jännitteetön. Normaaliutilanteessa kiskokatkaisija on kiinni, eli pääkiskot ovat yhdistettynä toisiinsa. Tämä on hyödyllistä, koska se mahdollistaa molempien pääkiskojen pysymisen jännitteisenä, vaikka toinen 110 kV:n avojohtoista olisi epäkunnossa. Kiskoon PK1 ovat yh-

distettynä ulkoalueen 115/21 kV:n syöttömuuntaja, OL1:n osajärjestelmien A ja C käynnistysmuuntaja, OL2:n osajärjestelmien A ja C käynnistysmuuntaja, OL3:n 110 kV:n varasyöttömuuntaja sekä kaasuturbiinilaitos. Kiskoon PK2 ovat yhdistettynä ulkoalueen 110/6,9 kV:n syöttömuuntaja, OL1:n osajärjestelmien B ja D käynnistysmuuntaja, OL2:n osajärjestelmien B ja D käynnistysmuuntaja, OL3:n apukattilalaitoksen 110 kV:n syöttömuuntaja sekä suurtehoakkuvarasto. Perustilassa kytkinlaitoksen kaikki katkaisijat ovat kiinni lukuun ottamatta kaasuturbiinilaitoksen kentän 3.12 katkaisijaa, joka on auki. Tämä johtuu siitä, että kaasuturbiinilaitoksen omakäyttösähkö toimitetaan normaalitilanteessa ulkoalueen 115/21 kV:n syöttömuuntajan kautta, ja kaasuturbiinilaitoksen päämuuntajaa ei haluta pitää jännitteisenä tyhjäkäyntihäviöiden takia. [43]

Omakäyttöverkon syötön vaihtaminen omakäyttömuuntajilta 110 kV:n käynnistysmuuntajille voidaan tehdä käsiohjauksella tai relesuojauksen ohjaamana. Syötön vaihtamisesta huolehtii laitoksen pikavaihtokytkentäautomatiikka (RCSU, engl. Rapid Circuit Switching Unit). Jos syöttö vaihdetaan suunnitellusta syystä, esimerkiksi 400 kV:n järjestelmien huollon takia, voidaan käsin käynnistää niin sanottu sekvenssivaihto. Sekvenssivaihdossa käynnistysmuuntajan katkaisija sulkeutuu, ja omakäyttömuuntajan katkaisija avautuu tämän jälkeen. Syötöt ovat rinnakkain noin 0,2 s ajan. Jotta sekvenssivaihdon tapahtuminen voisi onnistua, on syöttöjen välisten vaihe- ja taajuuserojen oltava hyväksyttävällä tasolla. Tahdissaoloehdot on huomioitava, koska pahimmassa tapauksessa väärässä vaiheessa ja taajuudella tapahtuva syötönvaihto voi nostaa omakäyttöverkon 6,6 kV:n kiskon jännitteen jopa 80 % yli sen nimellisjännitteen. Tämä johtuu siitä, että kiskon kuormat ovat pääasiassa suurikokoisten pumppujen moottoreita, jotka syötön katketessa saavat aikaan kiskolle jäännösjännitteen. Tahdissaoloa tarkkailee jatkuvasti tahdissaolovalvontarele, jonka mittauksen perusteella automatiikka käynnistää tilanteen mukaiset toimenpiteet. Sekvenssivaihto on ainoa pikavaihtoautomatiikan kytkentätapa, jonka operaattori voi käynnistää käsin. [44]

Relesuojauksen käynnistämä automaattinen syötönvaihto voi tapahtua kolmella eri tavalla riippuen laitostilanteesta sekä moottoreiden omakäyttöjärjestelmän 6,6 kV:n kiskoon synnyttämästä jäännösjännitteestä. Jos kaikki tahdissaoloehdot ovat voimassa, käynnistää RCSU pikavaihdon. Tällöin syöttökatkaisijat saavat samanaikaiset auki- ja kiinni-käskyt. Omakäyttömuuntajan katkaisijan aukeaminen tapahtuu käynnistysmuuntajan katkaisijan sulkeutumisesta nopeammin. Katkaisijat ovat pikavaihdossa samanaikaisesti auki noin 50 ms. Jos tahdissaoloehdot eivät ole voimassa, käynnistää automatiikka tahdistuvan vaihdon. Tahdistuvassa vaihdossa omakäyttömuuntajan katkaisija aukeaa, ja käynnistysmuuntajan katkaisija saa sulkeutumiskäskyn siten, että se sulkeutuu

110 kV:n jännitteen ja kiskon jäännösjännitteen ollessa samassa vaiheessa. Automaatiikka osaa huomioida katkaisijan sulkeutumiseen kuluvan ajan ja antaa sulkeutumiskäskyn siten, että vaiheet ovat samat sulkeutumishetkellä. Kolmas tapa, jolla automaatiikka voi toteuttaa syötönvaihdon, on jäännösjännitevaihto. Jäännösjännitevaihdossa omaikäyttömuuntajan katkaisija aukeaa, ja käynnistysmuuntajan katkaisija sulkeutuu, kun kiskon jäännösjännite on alle 30 % nimellijännitteestä. Jäännösjännitevaihto on riippumaton tahdissaolovalvonnasta, eli se voidaan toteuttaa myös tilanteessa, jossa tahdissaolovalvontarele ei toimi oikein. [44]

110 kV:n kytkinlaitoksen mahdolliset viat sekä korjaus- ja huoltotoimenpiteet vaikuttavat ydinvoimalaitoksen toimintaan merkittävästi. Olkiluodon ydinvoimalaitoksessa on turvallisuuden vaikuttaville järjestelmille määritelty turvallisuustekniset käyttöehdot (TTKE), jotka asettavat rajoituksia sille, miten eri järjestelmien käyttökuntoisuus vaikuttaa laitoksen toimintaan. 110 kV:n kytkinlaitos katsotaan toimintakuntoiseksi, jos se pystyy toimittamaan laitosyksikölle sähköä kummankin käynnistysmuuntajan avulla. Lähtökohtaisesti voimalaitoksen reaktorit tulee ajaa kylmään sammutustilaan, jos 110 kV:n kytkinlaitos ei ole toimintakuntoinen. On kuitenkin olemassa poikkeuksia, jotka mahdollistavat tiettyjen ehtojen täytyessä reaktorin käyttämisen, vaikka 110 kV:n kytkinlaitos ei olisikaan toimintakuntoinen. Jos 110 kV:n syöttö on epäkunnossa toisen käynnistysmuuntajan osalta, saa reaktorin pitää käyttötilassaan 30 vuorokautta. Jos 110 kV:n syöttö on epäkunnossa kummankin käynnistysmuuntajan osalta, saa reaktorin pitää käyttötilassaan 3 vuorokautta. Lisäksi reaktorin saa pitää käyttötilassaan 1 vuorokauden, jos sekä 400 kV:n että 110 kV:n syötöt ovat epäkunnossa. Edellä mainitut poikkeukset koskevat suunnittelemattomia vikatilanteita. 110 kV:n syötön saa saattaa suunnitellusti pois käytöstä kokeiden, kunnossapidon tai muiden töiden takia yhden käynnistysmuuntajan osalta 3 vuorokaudeksi, jos kaikki dieselgeneraattorit, 400 kV:n syöttö ja 110 kV:n syöttö toisen käynnistysmuuntajan osalta ovat toimintakuntoisia. Molempien käynnistysmuuntajien osalta 110 kV:n syötön saa saattaa suunnitellusti pois käytöstä 1 vuorokaudeksi, jos kaikki dieselgeneraattorit ja 400 kV:n verkko ovat toimintakuntoisia. Sekä suunniteltuja että suunnittelemattomia vikatilanteita koskevat poikkeukset on esitetty kootusti taulukossa 12. Edellä mainitut käyttöehdot koskevat laitosyksiköitä OL1 ja OL2. Laitosyksikön OL3 turvallisuustekniset käyttöehdot ovat pääpiirteittäin vastaavanlaiset sovellettuna OL3:n toimintaympäristöön. [45]

Taulukko 12. Laitosyksiköiden OL1 ja OL2 TTKE:n 110 kV:n syöttöä koskevat poikkeukset [45].

Tilanne	Tilanteen luonne	Käyttörajoitus-aika (vrk)	Lisäehto
110 kV:n syöttö epä-kunnossa toisen käynnistysmuuntajan osalta	Suunnittelematon vika	30	-
110 kV:n syöttö epä-kunnossa kummankin käynnistysmuuntajan osalta	Suunnittelematon vika	3	-
400 kV:n ja 110 kV:n syötöt epäkunnossa	Suunnittelematon vika	1	-
110 kV:n syöttö epä-kunnossa toisen käynnistysmuuntajan osalta	Suunniteltu käytökatko	3	Kaikki dieselgeneraattorit ja 400 kV:n syöttö toimintakunnossa
110 kV:n syöttö epä-kunnossa kummankin käynnistysmuuntajan osalta	Suunniteltu käytökatko	1	Kaikki dieselgeneraattorit ja 400 kV:n syöttö toimintakunnossa

TTKE:sta voidaan myös tietoisesti poiketa, mikäli se on erityisestä syystä tarpeen. Poikkeamisesta TTKE:sta ei kuitenkaan voi päättää TVO:n organisaation sisällä, vaan siitä on laadittava poikkeuslupahakemus, jonka hyväksyy TVO:n laitoskokouksen ja turvallisuusryhmän lisäksi valvova viranomainen eli Säteilyturvakeskus. Poikkeuslupahakemukseen vaaditaan poikkeamisen perusteet sekä erityinen turvallisuusarviointi, jotta voidaan osoittaa, että ydinturvallisuuden taso ei heikkene poikkeamisen takia. Kytkinlaitoksen normaalissa käytössä ei ole tarvetta poiketa TTKE:sta, mutta uusimisen yhteydessä tilanne voi olla sellainen, että poikkeaminen on tarpeen. [46]

Jotta edellä mainitut vaatimukset täytettäisiin, on 110 kV:n kytkinlaitokseen ja erityisesti käynnistysmuuntaja- ja johtolähtökenttiin kohdistuvat huoltotoimenpiteet suunniteltava huolellisesti ja suoritettava mahdollisuuksien mukaan keskeytyksettä. Tämän mahdollistavia käyttötoimenpiteitä ovat esimerkiksi kenttien ryhmittely kiskojen välillä sekä minkä tahansa kentän katkaisijan korvaaminen kiskokatkaisijalla. Kaksoiskisko-apukiskojärjestelmä mahdollistaa paljon erilaisia kytkentävaihtoehtoja, joten useimmat huoltotoimenpiteet voidaan toteuttaa ilman reaktorien ajamista sammutustilaan ja näin ollen sähkön tuotannon häiriintymistä. Lisäksi katkon vaativia huoltoja voidaan suorittaa tietyillä kentillä erityisesti laitosyksikön vuosihuollon aikana, jolloin reaktori on sammutustilassa.

6. 110 kV:n KYTKINLAITOKSEN UUSINTAVAIHTOEHTOJEN VERTAILU

Olkiluodon nykyisen 110 kV:n kytkinlaitoksen uusiminen on tullut ajankohtaiseksi komponenttien ja rakenteiden ikääntymisen sekä teknologisen vanhentumisen takia. Erityisesti vanhat vähäöljykatkaisijat ja kolmisydämiset virtamuuntajat ovat auttamatta vanhentuneita nykypäivän vastaaviin laitteisiin verrattuna. Ongelmana on myös kytkinlaitoksen betoniperustuksien ajan kuluessa tapahtunut haurastuminen. Lisäksi kytkinlaitoksen kenttien eri-ikäisten ja keskenään erilaisten laitteistojen uusiminen toisi hyötyjä esimerkiksi varastoitavien varaosien, huolto-ohjeistojen ja toimintatapojen yhtenäistymisen takia. Kytkinlaitoksen uusimisen yhteydessä voidaan myös varautua tulevaisuuden tarpeisiin sen sijaan, että nykyistä kytkinlaitosta jälleen kerran laajennettaisiin, kun tarve uusille liitynnöille tulee.

Kytkinlaitoksen uusimiseen on useita vaihtoehtoja. Vaihtoehtoina on uuden kytkinlaitoksen rakentaminen joko ilmaeristeisenä avokytkinlaitoksena tai kaasueristeisenä sisäkytkinlaitoksena sekä vanhan kytkinlaitoksen uusinta nykyiselle paikalleen osa kerrallaan. Parhaiten Olkiluodon tilanteeseen ja tarpeisiin soveltuvan vaihtoehdon valitseminen ei ole aivan yksiselitteistä, koska ydinvoimalaitoksen toimintaympäristö tuo tilanteeseen haasteita ja huomioitavia asioita, jotka voivat vaikuttaa merkittävästi uusintaratkaisun valintaan. Tärkeimpiä kriteereitä, joiden perusteella vaihtoehtojen sopivuutta arvioidaan, ovat tekninen suorituskyky, käyttöturvallisuus, maankäyttö sekä uusimisen aiheuttamat kustannukset. Selvitystyön lähtökohtaisiksi ratkaisuvaihtoehtoiksi on valittu edellä mainitut kolme vaihtoehtoa, mutta periaatteessa jokin muukin ratkaisu on mahdollinen, jos sille löytyy erityiset perusteet.

6.1 Tekninen suorituskyky

Nykyisen 110 kV:n kytkinlaitoksen tekninen suorituskyky on usean vuosikymmenen käytön aikana todettu riittäväksi nykyisten vaatimusten täyttämiseen, joten nykyisen kytkinlaitoksen nimellisarvot ja toteutusratkaisut muodostavat hyvän peruslähtökohdan uuden kytkinlaitoksen suunnittelulle. Mahdolliset tulevaisuuden tarpeet olisi kuitenkin järkevää huomioida jo nyt, kun kytkinlaitosta ollaan uusimassa, jotta välttyttäisiin kytkinlaitoksen laajentamisen tarpeelta lähitulevaisuudessa. Erityisen tärkeää tämä on, jos päädytään rakentamaan uusi kaasueristeinen kytkinlaitos, koska kaasueristeisen kytkinlaitoksen laajentaminen tai suurten muutostöiden tekeminen käytön aikana on käytännössä mahdotonta, kun pitkää keskeytystä laitoksen toimintaan ei sallita. Ongelmaksi muodostuu

kuitenkin se, että tulevaisuuden tarpeita on vaikea arvioida. On mahdollista, että 110 kV:n kytkinlaitokseen halutaan tulevaisuudessa liittää kuormaksi uusi ydinvoimalaitosyksikkö tai jokin muu kulutusyksikkö. Niin ikään on mahdollista, että 110 kV:n kytkinlaitokseen halutaan liittää tuotantoyksiköitä kaasuturbiinilaitoksen ja suurtehoakkuvaraston tapaan. Tämä tarkoittaa sitä, että uuteen kytkinlaitokseen on rakennettava suurempi määrä kenttiä kuin nykyiseen. Tässä tutkimuksessa kenttien määräksi on valittu 16. Nykyisten 13 kentän lisäksi tulevaisuuden tarpeisiin varaudutaan siis kolmella varakentällä.

Tulevaisuuden tarpeisiin kannattaa varautua kenttien määrän lisäämisen lisäksi myös varmistamalla, että kytkinlaitoksen tehonsiirtokapasiteetti on riittävän suuri myös jatkossa. On kuitenkin hankalaa arvioida, kuinka suuria kuormituksia kytkinlaitokseen halutaan tulevaisuudessa liittää, koska kytkinlaitoksen odotettu elinikä on huomattavasti pidempi kuin nykyisellään olemassa olevien suunnitelmien kattavuus. Sopivaksi lisäkapasiteetiksi on tässä tutkimuksessa valittu 100 MW, eli uuden kytkinlaitoksen tehonsiirtokapasiteetin tulisi olla vähintään 290 MW. Tällä lisäyksellä voitaisiin kattaa esimerkiksi uuden, kooltaan noin OL3:n suuruisen ydinvoimalaitosyksikön omakäyttöteho tai useampia pienempiä kuormia. Nykyinen nimellisvirta 1 250 A ei ole riittävän suuri, joten uuden kytkinlaitoksen nimellisvirran on oltava tätä suurempi. Standardikomponenttien seuraavat yleisesti käytössä olevat nimellisvirrat ovat 1 600 A ja 2 500 A. Taulukossa 13 on esitetty kaavan 7 avulla lasketut tehonsiirtokapasiteetit näillä nimellisvirroilla.

Taulukko 13. 110 kV:n kytkinlaitoksen tehonsiirtokapasiteetit eri nimellisvirroilla.

Nimellisvirta (A)	Tehonsiirtokapasiteetti (MVA)
1 250	238
1 600	305
2 500	476

Kuten taulukosta 13 voidaan havaita, 290 MW:n tehonsiirtokapasiteetti voidaan ainakin joissakin tilanteissa täyttää kytkinlaitoksella, jonka nimellisvirta on 1 600 A. Turvallisempaa on kuitenkin valita uuden kytkinlaitoksen nimellisvirraksi 2 500 A, koska tällöin mitoituksessa on enemmän varmuusmarginaalia. Lisäksi uuteen kytkinlaitokseen voidaan kytkeä ylimääräisen kapasiteetin mahdollistamana myös lisää kuormituksia, jos tulevaisuudessa tulee tarve lisätä sellaisia kuormia, joita ei ole osattu nyt ottaa huomioon. Kaikki uusintavaihtoehdot on mahdollista toteuttaa tavalla, jolla täytetään uuden kytkinlaitoksen tehonsiirtokapasiteettivaatimukset.

Uuteen kytkinlaitokseen suoraan liittymättömänä huomiona voidaan todeta, että 2 500 A:n nimellisvirta on niin suuri, että nykyiset kaksi 110 kV:n avojohtoa eivät kykene sitä täyttämään. Johdot ovat Duck-tyyppisiä teräsvahvisteisia alumiinijohtimia, joiden kuormitettavuus on maksimissaan 845 A eli yhteensä kahdella johdolla 1 690 A [47].

Näin ollen uusia kuormia tulevaisuudessa suunniteltaessa on huomioitava myös se, että Olkiluotoon joudutaan mahdollisesti rakentamaan uusi 110 kV:n avojohto.

Tekniseen suorituskykyyn liittyy tehonsiirtokapasiteetin lisäksi myös tehonsiirron luotettavuus ja joustavuus. Nykyisen kytkinlaitoksen kaksoiskisko-apukiskojärjestelmä on mahdollistanut sen, että yksittäinen kiskovika ei vaikuta laitoksen tehonsiirtokykyyhin ja mikä tahansa vioittunut katkaisija voidaan korvata kiskokatkaisijalla. Kuten luvussa 5.1 mainittiin, vieläkin parempi luotettavuustaso voidaan saavuttaa kaksikatkaisijajärjestelmää hyödyntämällä. Tällaiset ratkaisut ovat nykyään 110 kV:n ilmaeristeisissä kytkinlaitoksissa tavallisia, joten uusi ilmaeristeinen kytkinlaitos voidaan rakentaa tavalla, jolla täytetään kaikki tekniseen suorituskykyyn liittyvät vaatimukset. Luonnollisesti myös vanhan kytkinlaitoksen uusiminen paikalleen voidaan toteuttaa siten, että suorituskykyvaatimukset täyttyvät. Kaksikatkaisijajärjestelmän hyödyntäminen on mahdollista myös kaasueristeisissä kytkinlaitoksissa, joten suorituskykyvaatimukset voidaan täyttää myös tällä vaihtoehdolla. Tekninen suorituskyky ei siis tee vaihtoehtojen välille merkittävää eroa.

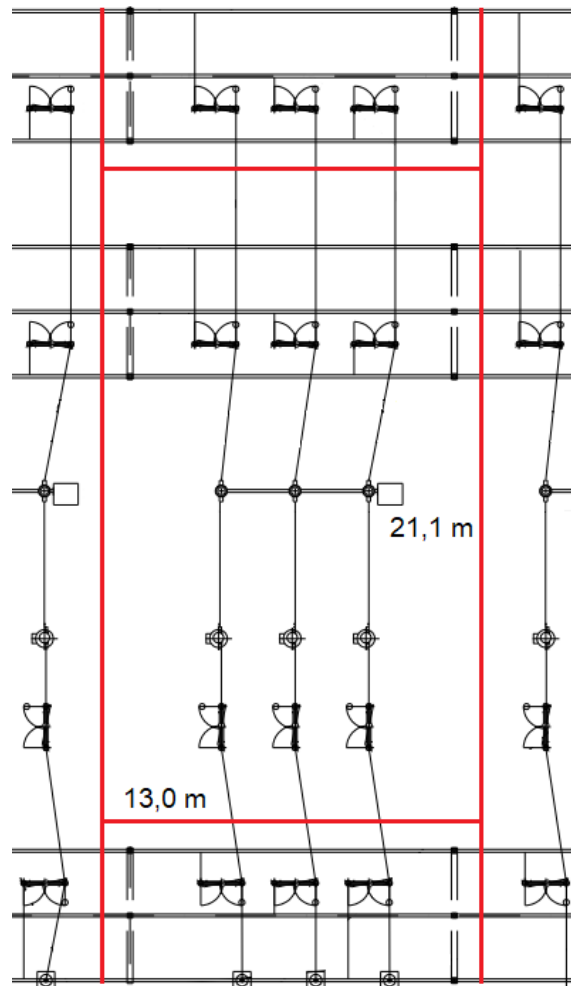
6.2 Käyttöturvallisuus

Koska 110 kV:n kytkinlaitos on ydinvoimalaitoksen kannalta tärkeä ydinturvallisuuteen vaikuttava järjestelmä, on uusimistöiden vaikutukset ydinturvallisuuteen huomioitava ja mahdolliset riskit minimoitava. Käytännössä tämä hoidetaan noudattamalla luvussa 5.3 esiteltäviä ydinvoimalaitoksen turvallisuusteknisiä käyttöehtoja tai hyväksytyjä poikkeusehtoja. Näin ollen pitkiä keskeytyksiä 110 kV:n kytkinlaitoksen käyttökuntoisuuteen ei sallita, mikä tarkoittaa sitä, että jos päädytään rakentamaan uusi kytkinlaitos, on vanhan kytkinlaitoksen oltava toimintakuntoinen uuden rakentamisen ajan. Uuden ilmaeristeisen kytkinlaitoksen sekä uuden kaasueristeisen kytkinlaitoksen rakentaminen voidaan toteuttaa ilman pitkää keskeytystä. Tämä edellyttää uusien kaapeliyhteyksien rakentamista ja uuden kytkinlaitoksen valmistuttua lyhyttä, alle 3 vuorokauden keskeytystä, jonka aikana laitossyksiköt irrotetaan vanhasta kytkinlaitoksesta ja yhdistetään uuteen. Tällä toteutustavalla kytkinlaitoksen uusiminen voidaan toteuttaa pysyen TTKE:n asettamien vaatimusten sisällä, joten uusintatyö ei vaaranna laitossyksiköiden ydinturvallisuutta.

Vanhan kytkinlaitoksen uusiminen osa kerrallaan on voimalaitoksen käyttöturvallisuuden näkökulmasta ongelmallisempi toteutustapa, koska pitkää keskeytystä ei sallita. Käytännössä kytkinlaitoksen laitteet ja rakenteet jouduttaisiin uusimaan yksi kenttä kerrallaan samalla, kun kyseisen kentän katkaisija korvataan kiskokatkaisijalla ja syöttö turvataan tätä kautta. Samoin jouduttaisiin toimimaan kiskostojen suhteen, eli apukiskoa hyödyntäen mahdollistettaisiin aina yhden kiskon osan uusiminen kerrallaan. Tämä toimintatapa

on ollut käytössä aikaisemmin, kun vanhaa kytkinlaitosta on laajennettu. Esimerkiksi suurtehoakkuvaraston liittämiseen tarkoitettu kenttä 3.13 ja sen vaatimat laajennukset kiskostoihin on rakennettu edellä kuvatulla tavalla. Ongelmana voi kuitenkin olla se, että vanhaa kytkinlaitosta laajennettaessa uusi kenttä on aina lisätty kytkinlaitoksen reunimaiseksi kentäksi, jolloin jännitteisiä osia on ollut työn aikana vain yhdellä puolen työmaata. Mikäli vanha kytkinlaitos päädytään uusimaan kenttä kerrallaan, on töitä pystyttävä toteuttamaan jännitteisten kenttien välissä siten, että molemmilla puolin työmaata kytkinlaitos on jännitteinen. Lisäksi nykyisen kytkinlaitoksen rakenne on sellainen, että esimerkiksi pääkiskoon PK2 kohdistuvien töiden aikana työkohte on joka suunnassa jännitteisten osien ympäröimänä. Tämä hankaloittaa töiden toteuttamista merkittävästi. Lisäksi tilanteessa, jossa kiskokatkaisijakenttää uusitaan, kiskokatkaisija ei ole käytössä ja näin ollen sillä ei voida korvata toisen kentän katkaisijaa vikatilanteessa. Tämä tarkoittaa sitä, että yksittäinen katkaisijavika voi aiheuttaa kyseisen kentän syötön menettämisen.

Jännitteisten osien läheisyydessä työskenneltäessä on noudatettava Suomen Standardisoimisliiton standardia SFS 6002, joka määrittelee vähimmäisetäisyydet jännitteisiin osiin töitä suoritettaessa. 110 kV:n jännitteisiin osiin on säilytettävä vähintään 1,5 m:n ilmaväli, joka liikkuvien työkonoiden tapauksessa edellyttää lisäksi sähköalan ammattihenkilöä valvomaan turvallisuutta sekä tarvittavia varotoimia [48]. Kaikkein ahtain tilanne on sellaisessa vaiheessa työtä, jossa työkohteen molemmin puolin on jännitteinen kenttä, ja työ kohdistuu pääkiskoon PK2, jolloin jännitteiset kiskot rajaavat aluetta etu- ja takapuolelta. Tilannetta on havainnollistettu kuvassa 34. Kuvassa mitoitetaan 21,1 m ker-
taa 13,0 m oleva punainen suorakulmio on aluetta, jossa voidaan työskennellä ilman rajoituksia. Alue on kuitenkin aidattava ja varmistettava, että ajoneuvot tai henkilöt eivät pääse ulottumaan alueen ulkopuolelle liian lähelle kytkinlaitoksen jännitteisiä osia. Suorakulmion jatkeet ovat alueita, joilla voidaan työskennellä, kunhan huolehditaan, että henkilöt tai ajoneuvot eivät missään tilanteessa ulotu yli 4,7 m:n korkeuteen maanpinnasta. Muualla kytkinlaitoksen alueella voidaan liikkua, mutta henkilöt tai ajoneuvot eivät saa ulottua yli 2,9 m:n korkeuteen maanpinnasta.



Kuva 34. Ahtain mahdollinen tilanne jännitteisen kytkinlaitoksen kenttää uusittaessa.

Tilan ahtaus aiheuttaa sen, että suurikokoisten kaivinkoneiden, kuorma-autojen ja nostolaitteiden käyttäminen tulee erittäin hankalaksi, koska ylimääräistä tilaa ilmavälien säilyttämiseksi ei juurikaan ole. Myös vanhojen rakenteiden purkaminen hankaloituisi, kun käytettävissä olevaa tilaa on näin vähän. Ongelmana on myös ajoneuvojen, komponenttien ja muiden tarvikkeiden varastointi, etenkin kuvassa 34 esitetyssä työvaiheessa. Tavaraa ja ajoneuvoja pitäisi joko varastoida kytkinlaitoksen alueelle, mikä ei turvallisuuden kannalta ole erityisen järkevää esimerkiksi tulipaloriskin takia, tai vaihtoehtoisesti kuljettaa jännitteisen kiskon ali, jolloin korkeusraja voi tulla ongelmaksi ajoneuvoille. Lisäksi töiden suorittaminen edellä kuvatulla tavalla edellyttäisi väliaikaista suoja-aitojen ja muiden rakenteiden purkamista sekä valtavaa määrää erilaisten kytkentöjen suorittamista työn eri vaiheissa, mikä lisää riskiä laiteviasta tai kytkentävirheestä johtuvaan onnettomuuteen. Näin ollen vanhan kytkinlaitoksen uusiminen osa kerrallaan ei vaikuta järkevältä vaihtoehdolta. Periaatteessa vanhan kytkinlaitoksen uusiminen osa kerrallaan on

mahdollista, mutta ydinvoimalaitoksen käyttöturvallisuuden ylläpitäminen ja kytkinlaitoksella työskentelevien työturvallisuuden varmistaminen tekevät vaihtoehdosta erittäin hankalan ja monimutkaisen.

6.3 Maankäyttö

Maankäyttö Olkiluodon ydinvoimalaitoksen alueella on tarkasti säänneltyä. Suuria alueita Olkiluodon saaresta on varattu mahdollisiin tulevaisuuden tarpeisiin, joten sopivan paikan löytäminen uutta 110 kV:n kytkinlaitosta varten voi laitoksen tyypistä riippuen olla hankalaa. Nykyisen kytkinlaitoksen paikkaa ei voida myöskään hyödyntää uuden kytkinlaitoksen rakentamiseen, koska vanhan kytkinlaitoksen on oltava käyttökunnossa uuden kytkinlaitoksen rakentamisen ajan. Lyhyt keskeytys voidaan sallia laitoksen TTKE:n tai suunnitellun ja hyväksytyt poikkeuksen mukaisesti, mutta tässä ajassa ei ole mahdollista purkaa vanhaa kytkinlaitosta ja rakentaa uutta samalle paikalle. Uuden kytkinlaitoksen sijainnin valinnassa on huomioitava myös 110 kV:n maakaapeliyhteyksien sekä kytkinlaitosta syöttävien avojohtojen mahdolliset reitit. Jos kytkinlaitos joudutaan sijoittamaan huomattavasti nykyistä kauemmas laitosyksiköistä, voi uusien yhteyksien rakentaminen kasvattaa projektin kustannuksia varsin merkittävästi, koska maakaapelien ja kaapeliojien hinta riippuu merkittävästi kaapelin pituudesta. Samoin 110 kV:n avojohtojen reitin muuttaminen voi tulla kalliiksi, ja lisäksi aiheuttaa myös ongelmia käyttöturvallisuuden säilyttämisen kanssa. Nykyisen 110 kV:n kytkinlaitoksen yhteydessä sijaitseva kojeistorakennus on tarkoitus jättää nykyiselle paikalleen, joten sille ei tarvitse varata tilaa uuden kytkinlaitoksen sijaintipaikasta. Tämä kuitenkin tarkoittaa sitä, että uuden kytkinlaitoksen sijaintipaikasta on vedettävä maakaapelit kojeistorakennukselle, koska syötettäviä muuntajia ja kojeistoja ei siirretä uuden kytkinlaitoksen sijaintipaikkaan.

Ilmaeristeisen avokytkinlaitoksen tapauksessa maankäyttö voi aiheuttaa ongelmia kytkinlaitoksen vaatiman suuren pinta-alan takia. Uuden avokytkinlaitoksen rakentamiseen tarvitaan noin 1 ha:n suuruinen alue, jonka kannattaisi sijaita mahdollisimman lähellä nykyistä 110 kV:n kytkinlaitosta, jotta muutoksia avojohto- ja maakaapelijärjestelyihin tarvittaisiin mahdollisimman vähän. Nämä kriteerit täyttäviä alueita on Olkiluodossa käytettävissä hyvin vähän, kuten voidaan havaita Olkiluodon ydinvoimalaitosalueen ilmakuvasta, joka on esitetty kuvassa 35. Käytännössä mahdollisia paikkavaihtoehtoja uudelle avokytkinlaitokselle on vain yksi. Tämäkään paikka ei ole täysin ongelmaton, koska paikalla sijaitsee nykyään tiestöä ja rakennuksia. Teiden reittejä voidaan kuitenkin tarvittaessa muuttaa ja paikalla nykyään sijaitsevat rakennukset purkaa avokytkinlaitoksen tieltä. Tämä kuitenkin aiheuttaa ylimääräistä työtä ja siten myös kustannuksia. Tästä pai-

kasta maakaapelivedon pituus nykyisen kytkinlaitoksen paikalle on noin 300 m. Laitosyksiköille menevissä maakaapeliyhteyksissä on tarkoitus hyödyntää olemassa olevia vanhoja kaapeleita, koska ne on uusittu noin 15 vuotta sitten ja näin ollen niillä on vielä käyttöikä jäljellä. Lisäksi laitosyksiköiden lähialueella uuden maakaapelin vetäminen on hankalaa, koska laitosalueella maassa kulkee huomattavan runsaasti kaapeleita ja putkia. Uuden kytkinlaitoksen sijaintipaikalta on siis vedettävä ulkoalueen syöttömuuntajille, laitosyksiköille sekä kaasuturbiinilaitokselle menevät kaapelit, eli yhteensä 9 kaapelia, joiden pituus on 300 m. Näistä kaapeleista 8 on poikkipinta-alaltaan alle 800 mm². Ainoastaan OL3:n varasyöttömuuntajaa syöttävän kaapelin on oltava kuormitettavuudeltaan suurempi. Poikkipinnaltaan tämän kaapelin on oltava noin 1 200 mm². Yhteensä uutta maakaapelia tarvitaan tässä vaihdossa noin 2,70 km.



Kuva 35. Olkiluodon ydinvoimalaitosalue [49].

Koska kaasueristeinen kytkinlaitos vie huomattavasti vähemmän tilaa kuin vastaava ilmaeristeinen kytkinlaitos, ei maankäyttö aiheuta samanlaisia ongelmia kaasueristeisen sisäkytkinlaitoksen rakentamiselle. Mahdollisia sijoituspaikkoja kaasueristeiselle kytkinlaitokselle on huomattavasti enemmän kuin avokytinlaitokselle. Ensisijaiseksi katsotulla paikalla sijaitsee tällä hetkellä rakennus, mutta sen purkaminen kytkinlaitosrakennuksen

tieltä on mahdollista. Ensisijaisesta paikasta maakaapelivedon pituus nykyisen kytkinlaitoksen paikalle on noin 150 m, jolloin tarvittavan uuden maakaapelin määrä on puolet avokytkeinlaitosvaihtoehdon määrästä eli yhteensä noin 1,35 km.

Jos nykyinen kytkinlaitos uusitaan samalle paikalle osa kerrallaan, maankäyttö ei aiheuta ongelmia. Nykyisen kytkinlaitoksen välittömässä läheisyydessä on riittävästi tilaa kolmen lisäkentän tarpeisiin. Tässä vaihtoehdossa myöskään uusia maakaapelivetoja tai ilma-johtojen uudelleenreitityksiä ei tarvitse tehdä lukuun ottamatta kokonaan uusia maakaapeleita, kun varakenttiä otetaan tulevaisuudessa käyttöön.

6.4 Kustannukset

Uuden kytkinlaitoksen aiheuttamat kustannukset riippuvat vahvasti valitusta kytkinlaitostyyppistä sekä kytkinlaitoksen kenttien määrästä, tehonsiirtokapasiteetista ja kiskojärjestelmästä. Lisäksi uudet kaapeliyhteydet syötettäville kohteille voivat muodostua kalliiksi, jos kytkinlaitoksen ja syötettävien kohteiden välinen etäisyys on suuri. Lisäksi avojohtojärjestelyjen muuttaminen voi lisätä kustannuksia merkittävästi, jos suurten muutosten tekeminen on tarpeen.

Kytkeinlaitoksen uusimisprojektin aiheuttamia kustannuksia voidaan arvioida elinkaari-kustannusanalyysin (LCCA, engl. Life Cycle Cost Analysis) avulla. LCCA-analyysissä kustannukset on jaettu yksinkertaisesti hankintakustannuksiin, ylläpitokustannuksiin sekä päättämis- tai uudistamiskustannuksiin. Hankintakustannuksiin kuuluvat kytkinlaitoksen suunnittelun ja rakentamisen sekä käyttöönoton aiheuttamat kustannukset. Ylläpitokustannukset aiheutuvat kytkinlaitoksen käytön aikana tapahtuvista huolloista, vikojen korjauksista, tarkastuksista ja muista käytön aikaisista toimenpiteistä. Päättämis- tai uudistamiskustannukset muodostuvat kytkinlaitoksen toiminnan päättämisen aiheuttamista kustannuksista, esimerkiksi purkamis- ja kierrätyskustannuksista tai vaihtoehtoisesti uudistamiskustannuksista, jos kytkinlaitosta ei pureta vaan se uudistetaan laajamittaisesti. LCCA-analyysissä lasketaan kytkinlaitoksen nettonykyarvo laskemalla yhteen hankintakustannukset, nykyhetken diskontatut ylläpitokustannukset sekä päättämis- tai uudistamiskustannukset. Lisäksi kytkinlaitoksella on jokin jäännösarvo, joka voidaan ottaa huomioon analyysissä. Analyysin toteuttaminen voi monissa tapauksissa olla vaikeaa, koska tulevaisuudessa toteutuvat kustannukset eivät ole varmasti tiedossa analyysin tekohetkellä. Sopivilla oletuksilla ja arvioilla analyysin perusteella voidaan kuitenkin antaa suhteellisen tarkka arvio elinkaarikustannuksista. [31]

Uuden kytkinlaitoksen hankintakustannuksia voidaan arvioida Energiaviraston julkaiseman verkkokomponenttien yksikköhintaluettelon avulla, jossa ilmoitetaan sähköverkko-

omaisuuden ja -komponenttien jälleenhankinta-arvo sekä pitoaika. Energiavirasto hyödyntää yksikköhintaluetteloa valvoessaan verkkoyhtiöiden toimintaa ja kohtuullisen tuoton periaatteen toteutumista, mutta yksikköhintojen perusteella saadaan kohtuullisen todennukainen arvio myös kytkinlaitosten hankintahinnoista. Energiavirasto on määrittänyt yksikköhintaluettelon yksikköhinnat siten, että ne perustuvat pääosin investointimäärillä painotettuihin keskiarvoihin toteutuneista investointikustannuksista. Yksikköhintojen muodostamiseksi Energiavirasto on kerännyt tietoja toteutuneista investointikustannuksista kaikilta Suomen jakeluverkonhaltijoilta ja suurjännitteisen jakeluverkon haltijoilta. Verkkokomponenttien yksikköhintaluettelo vuosille 2022–2023 suurjännitteisen ilmajohdotoverkon, suurjännitteisen maakaapeliverkon sekä suurjännitteisten sähköasemien osalta on esitetty liitteessä B. [50]

Taulukko 14. Arvio uuden 110 kV:n kytkinlaitoksen hankintakustannuksista. Perustuu lähteeseen [50].

Komponentti	Hankintakustannukset, alv 0 % (€)				
	Kytkinlaitostyyppi	AIS, 2 kiskoa	AIS, 3 kiskoa	GIS, 2 kiskoa	GIS, 3 kiskoa
Peruskojeistot		4 266 400	5 892 800	3 770 200	7 517 300
Suojaus- ja automaatiolaitteistot		544 300	544 300	823 300	823 300
Maakaapelit ja kaapeliojat		1 191 660	1 191 660	595 830	595 830
Maakaapelien kojeisto- ja pylväspäätteet		608 000	608 000	608 000	608 000
Suojarakennus		0	0	1 513 300	1 513 300
Yhteensä		6 610 360	8 236 760	7 310 630	11 057 730

Taulukossa 14 on esitetty yksikköhintaluettelon perusteella laskettu arvio uuden 110 kV:n kytkinlaitoksen hankintakustannuksista. Arvio on laskettu kytkinlaitokselle, joka koostuu 16 kentästä, ja se sisältää AIS-vaihtoehtoissa 2,70 km ja GIS-vaihtoehtoissa 1,35 km uutta maakaapelia, 10 maakaapelin kojeisto- ja pylväspäätettä sekä kaasueristeen kytkinlaitoksen tapauksessa suojarakennuksen. Arvion perusteella kaasueristeen kytkinlaitoksen hankintakustannukset ovat kaksikiskoisien järjestelmän tapauksessa noin 1,11-kertaiset ja kolmikiskoisien järjestelmän tapauksessa noin 1,34-kertaiset ilmaristeiseen kytkinlaitokseen verrattuna. Suurin ero syntyy suojarakennuksen tarpeesta ja peruskojeistojen hintaerosta erityisesti kolmikiskoisien järjestelmän tapauksessa. Yksikköhintojen perusteella muodostettu arvio on varsin karkea, koska se perustuu jakeluverkonhaltijoiden ilmoittamien investointikustannusten keskiarvoihin, eikä siten huomioi toimintaympäristön ja sen erityisvaatimusten aiheuttamia lisäkustannuksia tai toteutuksen erityistarpeita. Erityisesti suojarakennuksen hinta voi poiketa todellisuudesta varsin merkittävästikin. Tämän vuoksi ei voida olettaa Olkiluotoon mahdollisesti rakennettavan

110 kV:n kytkinlaitoksen hankintakustannusten vastaavan tätä arviota täydellisesti, mutta sen perusteella saa käsityksen kustannusten suuruusluokasta ja eri vaihtoehtojen välisistä kustannuseroista.

Kytkeinlaitoksen ylläpitokustannukset voidaan jakaa suunniteltuihin sekä suunnittelemattomiin ylläpitokustannuksiin. Kuten hankintakustannustenkin kohdalla, täysin tarkkoja arvoja ylläpitokustannuksille on suunnittelun tässä vaiheessa mahdoton määrittää. Ylläpitokustannuksia voidaan kuitenkin arvioida tunnettujen kustannusjakaumien perusteella. Taulukossa 15 on esitetty tyypilliset arvot suunnitelluille ja suunnittelemattomille vuosittaisille ylläpitokustannuksille osuuksina hankintakustannuksista. Kuten taulukon arvoista voidaan nähdä, selkeästi suurin osa kytkinlaitoksen elinkaarikustannuksista aiheutuu hankintakustannuksista. [51]

Taulukko 15. *Kytkeinlaitosten suunnitellut ja suunnittelemattomat vuosittaiset ylläpitokustannukset osuuksina hankintakustannuksista. Perustuu lähteeseen [51].*

Ylläpitokustannukset	AIS	GIS
Suunnitellut	0,9 %	0,6 %
Suunnittelemattomat	0,3 %	0,2 %

Ylläpitokustannukset eivät todellisuudessa jakaudu tasaisesti vuosittain, mutta huoltovälien, tarkastusten ja etenkin suunnittelemattomien vikojen arviointi on mahdotonta, joten on järkevää käyttää tilastoihin perustuvaa vuosittaista arvoa ylläpitokustannustarkastelun pohjana. Vuosittaisten yhteenlaskettujen ylläpitokustannusten nykyarvon laskemiseksi on valittava tarkasteluun pitoaika, joka kuvaa sitä, kuinka pitkään kytkinlaitosta on tarkoitus käyttää. Yksikköhintaluettelon perusteella pitoajaksi on tässä tutkimuksessa valittu 50 vuotta. Lisäksi nykyarvon laskentaan tarvitaan korkokantaa, joka tässä tutkimuksessa on 5 %. Vuosittaiset ylläpitokustannukset on diskontattu nykyhetkeen nykyarvon PV laskemiseksi lausekkeella

$$PV = \sum_{t=1}^T A_t \frac{1}{(1+d)^t}, \quad (8)$$

jossa A_t on vuosittaisen kustannuksen suuruus, d on korkokanta ja t on pitoaika vuosina [31]. Pitoajan aikana aiheutuvien ylläpitokustannusten nykyarvot 5 %:n korkokannalla eri uusintavaihtoehdoilla on esitetty taulukossa 16. Kuten taulukosta nähdään, ylläpitokustannusten suuruudessa ei ole suuria eroja vaihtoehtojen välillä. Tulevaisuudessa on odotettavaa, että ylläpitokustannukset pienenevät etenkin kaasueristeisten kytkinlaitosten osalta, jolloin kaasueristeisten kytkinlaitosten ylläpitokustannukset saattavat olla selkeästi vastaavaa ilmaeristeistä kytkinlaitosta pienemmät.

Taulukko 16. Pitoajan aikana aiheutuneiden ylläpitokustannusten nykyarvo 5 %:n korkokannalla.

Kytkinlaitostyyppi	Ylläpitokustannukset, alv 0 % (€)
AIS, 2 kiskoa	1 448 100
AIS, 3 kiskoa	1 804 400
GIS, 2 kiskoa	1 067 700
GIS, 3 kiskoa	1 615 000

Uuden kytkinlaitoksen pitkän odotetun toiminta-ajan takia päättämiskustannusten ja jäännösarvon arviointi on erittäin hankalaa. Selvää on kuitenkin se, että niiden vaikutus kokonaiskustannuksiin on hyvin pieni, joten ne voidaan jättää huomiotta kokonaiskustannuksia tarkasteltaessa. Näin ollen elinkaarikustannukset muodostuvat hankintakustannusten ja ylläpitokustannusten nykyarvon summasta. Elinkaarikustannukset eri kytkinlaitostyypeille on esitetty taulukossa 17.

Taulukko 17. Eri kytkinlaitostyyppien elinkaarikustannukset.

Kytkinlaitostyyppi	Elinkaarikustannukset, alv 0 % (€)
AIS, 2 kiskoa	8 058 500
AIS, 3 kiskoa	9 590 100
GIS, 2 kiskoa	8 378 300
GIS, 3 kiskoa	12 672 700

Elinkaarikustannusanalyysin perusteella voidaan sanoa, että kaasueristeinen kytkinlaitos on kokonaiskustannuksiltaan kaksikiskoisen järjestelmän tapauksessa noin 1,04-kertainen ja kolmikiskoisen järjestelmän tapauksessa noin 1,32-kertainen ilmaeristeiseen kytkinlaitokseen verrattuna. On kuitenkin huomattava, että hankintakustannusten arvioinnin pohjana käytetty Energiaviraston yksikköhintaluettelo on päivitetty edellisen keran vuonna 2021, mutta tämän päivytyksen yhteydessä kolmikiskoisen GIS-laitoksen yksikköhinnat eivät ole päivittyneet. Tämä johtuu siitä, että kolmikiskoiset GIS-laitokset ovat nykyään hyvin harvinaisia, ja tästä syystä verkko-omaisuuden haltijoilta ei ole saatu ajantasaista dataa, jonka perusteella Energiavirasto olisi pystynyt päivittämään yksikköhintaluettelon arvon. Kaasueristeisen kolmikiskoisen kytkinlaitoksen yksikköhinnat ovat siis yksikköhintaluettelossa ajalta ennen vuotta 2016. Ylipäätään arviot elinkaarikustannuksista ovat todennäköisesti jonkin verran liian alhaiset johtuen yksikköhintaluettelon muodostamistavasta.

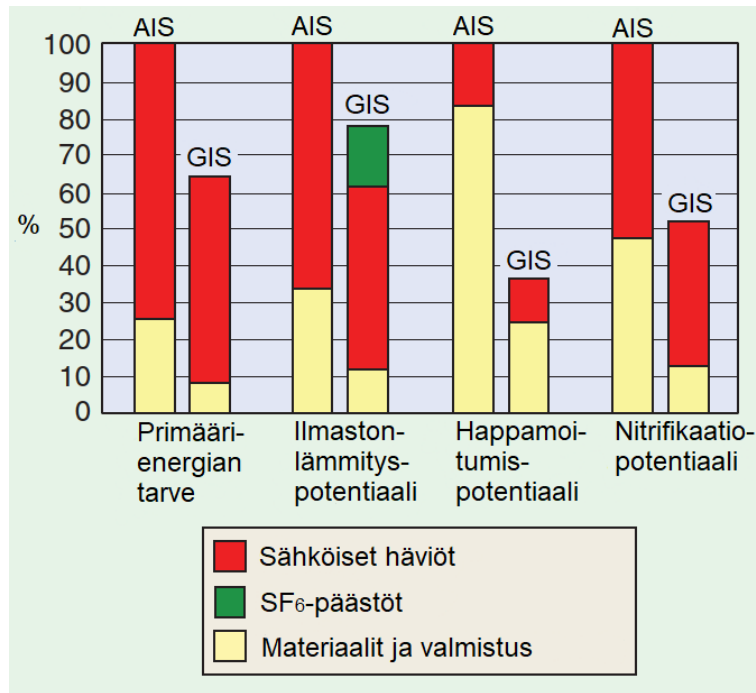
Vanhan kytkinlaitoksen uusiminen nykyiselle paikalle muistuttaa ratkaisuvaihtoehtona hyvin paljon uuden avokytkinlaitoksen rakentamista, mutta käyttöturvallisuuden varmistaminen aiheuttaa sen, että vanhaa kytkinlaitosta puretaan ja uutta rakennetaan vuoroitellen työn eri vaiheissa, työn aikana on suoritettava valtava määrä erilaisia kytkentöjä ja käytettävissä on hyvin vähän tilaa. Tämä monimutkaistaa työn suorittamista ja siten vaikuttaa työn kestoon ja kustannuksiin. Näistä syistä tällaisen vaihtoehdon toteuttaminen

tulisi erittäin kalliiksi, ja on mahdollista, että kyseiseen uusintaprojektiin ei edes löytyisi halukasta urakoitsijaa. Tässä vaihtoehdossa ei tarvita uusia maakaapeliyhteyksiä eikä avojohtojen reittiä tarvitse muuttaa, mutta kokonaiskustannukset ovat niin suuret, että tämä vaihtoehto ei ole toteuttamiskelpoinen.

TVO:n tavoitteena on toteuttaa uuden kytkinlaitoksen hankkiminen niin sanotulla avaimet käteen -periaatteella, mikä tarkoittaa sitä, että toimittaja toimittaa kytkinlaitoksen täysin käyttövalmiina kokonaisuutena. Samaa periaatetta on hyödynnetty myös useiden muiden Olkiluotoon hankittujen laitosten ja järjestelmien tapauksessa. Esimerkiksi laitosyksikkö OL3 on hankittu laitostoimittajakonsortiolta avaimet käteen -periaatteella. Hankinnan lisäksi toimittajan kanssa on usein mahdollista sopia myös huoltosopimuksesta. TVO:n tavoitteena on sisällyttää tulevaan varsinaiseen tarjouspyyntöön optio tällaisesta sopimuksesta, mutta sen solmimisen kannattavuus tulee arvioida erikseen tarjousten perusteella.

6.5 Muut kriteerit

Kytkinlaitoksen uusimistapa vaikuttaa myös ympäristövaikutusten suuruuteen ja laatuun. Kuvassa 36 on esitetty yleisesti ilmaeristeisten ja kaasueristeisten kytkinlaitosten ympäristövaikutukset suhteellisina arvoina siten, että kaasueristeisten laitosten vaikutuksia verrataan ilmaeristeisten laitosten vaikutuksiin. Ympäristövaikutukset on jaoteltu primäärienergian tarpeeseen, ilmastonlämmityspotentiaaliin, happamoitumispotentiaaliin ja nitriifikaatiopotentiaaliin. Kuten kuvasta voidaan havaita, kaasueristeisen kytkinlaitoksen aiheuttamat ympäristövaikutukset ovat kaikilla osa-alueilla pienemmät kuin vastaavan ilmaeristeisen kytkinlaitoksen. Erytisen huomionarvoista on se, että voimakkaasti ilmastoa lämmittävän SF₆-kaasun käytöstä huolimatta myös ilmastonlämmityspotentiaali on jonkin verran pienempi kaasueristeisen kytkinlaitoksen tapauksessa. Tämä edellyttää luonnollisesti sitä, että SF₆-kaasun käsittely hoidetaan oikein, ja sitä pääsee vapautumaan ilmakehään vain erittäin pieniä määriä. Selkeästi suurin ero ympäristövaikutuksissa syntyy materiaalien hankkimisesta ja valmistuksesta sekä itse laitoksen valmistus- ja asennustöistä. Tämä johtuu lähinnä siitä, että kaasueristeinen kytkinlaitos on huomattavasti vastaavaa ilmaeristeistä kytkinlaitosta pienikokoisempi, joten näin ollen myös materiaaleja tarvitaan selvästi vähemmän.



Kuva 36. Ilmaeristeisten ja kaasueristeisten kytkinlaitosten suhteelliset ympäristövaikutukset [52].

Myös rikkiheksafluoridin aiheuttama ilmastonlämmityspotentiaali voidaan tulevaisuudessa todennäköisesti poistaa. Rikkiheksafluoridin korvaaminen muilla eristekaasuilla on jo nyt periaatteessa mahdollista, mutta tällaisia ratkaisuja on olemassa vielä melko vähän. Suomessa Fingridin tavoitteena on, että heidän omistamansa uudet kaasueristeiset kytkinlaitokset ovat SF₆-vapaita vuodesta 2025 eteenpäin [32]. Uusien teknologioiden hyödyntäminen voisi olla mahdollista myös Olkiluodossa, mutta tilastotietoja esimerkiksi vikataajuuksista SF₆-vapaisissa järjestelmissä verrattuna perinteisiin SF₆-kaasua sisältäviin järjestelmiin on vielä hyvin vähän teknologian uutuuden takia. Tässä vaiheessa on siis vaikea arvioida tarkkaan SF₆-vapaan kaasueristeisen järjestelmän soveltuvuutta Olkiluotoon.

TVO:lla ja ylipäätään ydinvoima-alalla käyttökokemukset ovat tärkeässä asemassa, kun arvioidaan ydinvoimalaitosten toimintaa ja erityisesti sen turvallisuutta. Käyttökokemustoiminnan tarkoituksena on varmistaa, että omista ja muille tapahtuneista tapahtumista opitaan, ja jatkossa turvallisuutta vaarantaneet tapahtumat pystytään estämään. Ydinvoima-alalla toimivien toimijoiden osalta käyttökokemustoimintaa sääntelee ja valvoo Säteilyturvakeskus. Ydinvoimalaitosten lisäksi käyttökokemuksia voidaan hankkia myös muilta kytkinlaitoksia hallinnoivilta toimijoilta. Erityisesti Fingrid on tärkeä toimija, jolla on hallussaan suuri määrä erityyppisiä ja eri-ikäisiä 110 kV:n kytkinlaitoksia. Tässä vaiheessa projektia käyttökokemusten merkitys on kohtuullisen pieni, koska selvää eroa

ilma- ja kaasueristeisten kytkinlaitosten välille ei voida niiden perusteella tehdä. Tulevaisuudessa yksityiskohtaisempia teknisiä ratkaisuja suunniteltaessa on kuitenkin syytä ottaa huomioon myös muiden käyttäjien käyttökokemukset.

6.6 Vertailun lopputulokset

Taulukossa 18 on esitetty kootusti 110 kV:n kytkinlaitoksen uusintavaihtoehtojen merkittävimmät edut ja haitat edellisten lukujen tarkastelujen perusteella.

Taulukko 18. 110 kV:n kytkinlaitoksen uusintavaihtoehtojen merkittävimmät edut ja haitat.

Uusintavaihtoehto	Edut	Haitat
Uusi ilmaeristeinen avokytkinlaitos	Todennäköisesti halvin vaihtoehto	Suuri pinta-ala
Uusi kaasueristeinen sisäkytkinlaitos	Pieni pinta-ala Vaatii vähän huoltoa Ympäristöystävällisin vaihtoehto	Vikojen korjausajat pitkiä
Vanhan kytkinlaitoksen uusiminen osa kerrallaan	Ei maankäytöllisiä ongelmia	Ydinvoimalaitoksen käytöturvallisuuden ylläpitäminen erittäin hankalaa Työturvallisuuden varmistaminen hankalaa Kallein vaihtoehto Vie paljon aikaa

Vertailun perusteella vanhan kytkinlaitoksen uusiminen osa kerrallaan nykyiselle paikalleen on hyvin hankalaa toteuttaa siten, että ydinvoimalaitoksen käytöturvallisuus ja henkilöstön työturvallisuus pysyvät hyväksyttävällä tasolla. Näistä asioista ei voi ydinvoimalaitoksen toimintaympäristössä tinkiä, joten tämä vaihtoehto muodostuisi erittäin kalliiksi ja paljon aikaa vieväksi. Näistä syistä vanhan kytkinlaitoksen uusiminen nykyiselle paikalleen osa kerrallaan ei ole toteuttamiskelpoinen vaihtoehto, ja se voidaan sulkea pois.

Sekä ilmaeristeinen avokytkinlaitos että kaasueristeinen sisäkytkinlaitos ovat vertailun perusteella toteuttamiskelpoisia vaihtoehtoja. Olkiluodon toimintaympäristön kannalta merkittävin ero näiden vaihtoehtojen välillä on kytkinlaitoksen vaatima pinta-ala. Huomattavasti pienempään tilaan mahtuva kaasueristeinen sisäkytkinlaitos on helpompi sijoittaa ydinvoimalaitoksen alueelle vanhan kytkinlaitoksen läheisyyteen, jolloin uusien maakaapelien kustannukset ovat pienemmät ja kaapelien vetäminen on huomattavasti

helpompaa. Kaasueristeisen sisäkytkinlaitoksen selkeänä etuna on myös selkeästi vähäisempi huollontarve ja pidemmät huoltovälit. Kaasueristeisten kytkinlaitosten vikojen korjausajat ovat pidemmät kuin ilmaeristeisissä kytkinlaitoksissa, mutta viat ovat epätodennäköisempiä ja kytkinlaitoksen rakenne suunnitellaan sellaiseksi, että yksittäinen vika ei aiheuta johtolähdön syötön menettämistä. Kustannuksiltaan ilmaeristeinen kytkinlaitos on tarkastelun perusteella jonkin verran halvempi, mutta hintaero ei ole kovin merkittävä. Vertailun perusteella ensisijainen vaihtoehto Olkiluodon ydinvoimalaitoksen 110 kV:n kytkinlaitoksen uusimiseen on siis uuden kaasueristeisen sisäkytkinlaitoksen rakentaminen.

7. YHTEENVETO

Työn tarkoituksena oli tutkia erilaisia vaihtoehtoja Olkiluodon ydinvoimalaitoksen 110 kV:n kytkinlaitoksen uusimiseen. Ennen varsinaista vertailua tutkittiin Olkiluodon ydinvoimalaitoksen sähköjärjestelmiä, sähköasemien komponentteja ja kiskojärjestelmiä sekä erilaisia kytkinlaitostyyppisiä. Näiden lisäksi esiteltiin nykyinen 110 kV:n kytkinlaitos, jotta hahmotettaisiin paremmin kytkinlaitokselta vaaditut ominaisuudet ja sen suunnitteluperusteet. Samalla pohdittiin tulevaisuuden tarpeiden asettamia lisävaatimuksia kytkinlaitoksen kannalta. Viimeisenä suoritettiin varsinainen vertailu vaihtoehtojen välillä. Työn tavoitteena oli valita tähän uusintaprojektiin parhaiten soveltuva vaihtoehto ja toimia uusintaprojektin esiselvityksenä. Vaihtoehtoina 110 kV:n kytkinlaitoksen uusimiseen on uuden ilmaeristeisen avokytkinlaitoksen rakentaminen, uuden kaasueristeisen sisäkytkinlaitoksen rakentaminen sekä nykyisen ilmaeristeisen avokytkinlaitoksen uusiminen nykyiselle paikalleen osa kerrallaan. Näitä vaihtoehtoja vertailtiin toisiinsa useiden kriteerien perusteella. Tärkeimpiä kriteereitä olivat tekninen suorituskyky, käytöturvallisuus, maankäyttö sekä uusinnan aiheuttamat kustannukset.

Uuden ilmaeristeisen kytkinlaitoksen rakentaminen on vaihtoehtoisista periaatteista yksinkertaisin. Tekniset suorituskykyvaatimukset täyttävä järjestelmä on helposti saatavilla, ja TVO:lla on kokemusta ilmaeristeisen avokytkinlaitoksen käytöstä ja kunnossapidosta useiden vuosikymmenien ajalta. Lisäksi ilmaeristeinen avokytkinlaitos on LCCA-analyysin perusteella elinkaarikustannuksiltaan edullisin vaihtoehto. Ongelmaksi muodostuu kuitenkin se, että ilmaeristeinen avokytkinlaitos vaatii paljon tilaa. Sopivia sijainteja ilmaeristeiselle avokytkinlaitokselle on Olkiluodon ydinvoimalaitoksen alueella vain yksi, ja sekin vaihtoehto edellyttää uusia pitkiä 110 kV:n maakaapelivedoja, muutoksia voimalaitosalueen tiestöön sekä rakennusten purkamista. Lisäksi ilmaeristeinen avokytkinlaitos tarvitsee huoltoa suhteellisen paljon.

Kaasueristeisen sisäkytkinlaitoksen merkittävänä etuna on se, että se vaatii huomattavasti vähemmän tilaa kuin ilmaeristeinen avokytkinlaitos, koska eristekaasun käyttäminen ilman sijaan mahdollistaa laitteiden sijoittelun lähemmäs toisiaan. Tämä helpottaa huomattavasti uudelle kytkinlaitokselle sopivan paikan valintaa Olkiluodon ydinvoimalaitoksen alueelta, ja tarvittavat maakaapelivedot ovat huomattavasti lyhyempiä kuin ilmaeristeisen vaihtoehdon tapauksessa. Lisäksi kisko- ja katkaisijaviat ovat kaasueristeisissä kytkinlaitoksissa selkeästi harvinaisempia kuin ilmaeristeisissä kytkinlaitoksissa, ja laitosten huollontarve on hyvin pieni. Mahdollisia ongelmia voi kuitenkin aiheuttaa se,

että vian sattuessa korjausaika on huomattavasti pidempi kuin ilmaeristeisissä kytkinlaitoksissa. Kaasueristeinen sisäkytkinlaitos on vertailun perusteella jonkin verran ilmaeristeistä avokytkinlaitosta kalliimpi, mutta hintaero ei ole kovin merkittävä.

Vanhan kytkinlaitoksen uusiminen osa kerrallaan nykyiselle paikalleen muistuttaa vaihtoehtona hyvin paljon uuden ilmaeristeisen avokytkinlaitoksen rakentamista. Sopivan järjestelmän helppo saatavuus ja omat kokemukset käytöstä ja kunnossapidosta pätevät näin ollen myös tähän vaihtoehtoon. Voimalaitosyksiköiden käyttöturvallisuuden ylläpitäminen kuitenkin edellyttää sitä, että vanhan kytkinlaitoksen purkaminen ja uuden rakentaminen täytyy pystyä suorittamaan katkottomasti kenttä kerrallaan siten, että työn alla olevan kentän syöttö turvataan kiskokatkaisijaa ja apukiskoa hyödyntäen. Jännitteisen kytkinlaitoksen alueella toimiminen on mahdollista, mutta työskentelytilaa henkilöille ja ajoneuvoille on vähän, joten käyttö- ja työturvallisuuden ylläpitäminen uusinnan aikana on monimutkaista ja erittäin haastavaa. Lisäksi töiden suorittamisen mahdollistamiseksi on suoritettava valtava määrä erilaisia kytkentöjä, mikä lisää laitevikojen tai kytkentävirheiden mahdollisuutta. Töiden haastavuuden takia niihin kuluu liian paljon aikaa ja kustannukset nousevat liian suuriksi, jotta tämän vaihtoehdon toteuttaminen olisi järkevää.

Vertailun perusteella todettiin, että vanhan kytkinlaitoksen uusiminen osa kerrallaan nykyiselle paikalleen ei ole käytännössä toteuttamiskelpoinen vaihtoehto, koska ydinvoimalaitoksen käyttöturvallisuuden ja henkilöstön työturvallisuuden varmistaminen olisi liian hankalaa ja monimutkaista. Uuden 110 kV:n kytkinlaitoksen rakentaminen Olkiluotoon voidaan vertailun perusteella toteuttaa sekä ilmaeristeisenä avokytkinlaitoksena että kaasueristeisenä sisäkytkinlaitoksena.

Työn lopputuloksena suositellaan Olkiluodon ydinvoimalaitoksen 110 kV:n kytkinlaitoksen uusintaratkaisuksi uuden kaasueristeisen sisäkytkinlaitoksen rakentamista. Tärkeimpinä etuina ilmaeristeiseen avokytkinlaitokseen verrattuna ovat kaasueristeisen sisäkytkinlaitoksen pieni pinta-ala sekä vähäinen huollontarve. Olkiluodon ympäristössä laitoksen vaatima pinta-ala muodostui ratkaisevan tärkeäksi tekijäksi, koska laitosyksiköiden läheisyydessä on hyvin vähän vapaata tilaa.

Koska työn toisena tavoitteena oli toimia 110 kV:n kytkinlaitoksen uusintaprojektin esiselvityksenä, jatkotutkimuksen tarve on ilmeinen. Tämän työn puitteissa uudelle kytkinlaitokselle on valittu kytkinlaitostyyppi, vaatimukset tekniselle suorituskyvyille sekä alustava sijaintipaikka ydinvoimalaitoksen alueelta. Seuraavana askeleena tutkimuksessa on mahdollisten toimittajaehdokkaiden selvittäminen ja tarjouspyyntöjen laatiminen. Kun kytkinlaitokselle on valittu toimittaja tarjousten perusteella, alkaa uuden kytkinlaitoksen

yksityiskohtaisempi suunnittelu, johon sisältyy suuri määrä erilaisia tutkittavia ja päätettäviä asioita. Näistä tärkeimpiä ovat esimerkiksi kytkinlaitoksen kenttäjärjestys, kaasuti-
lojen jaottelu, suojausratkaisut, maakaapelivetojen reitit, uuden kytkinlaitoksen käyttöö-
non toteutus sekä käyttöönotto-koestukset. TVO:n tavoitteena on, että 110 kV:n kytkin-
laitoksen varsinainen uusintatyö tapahtuu vuosien 2024 ja 2025 aikana.

LÄHTEET

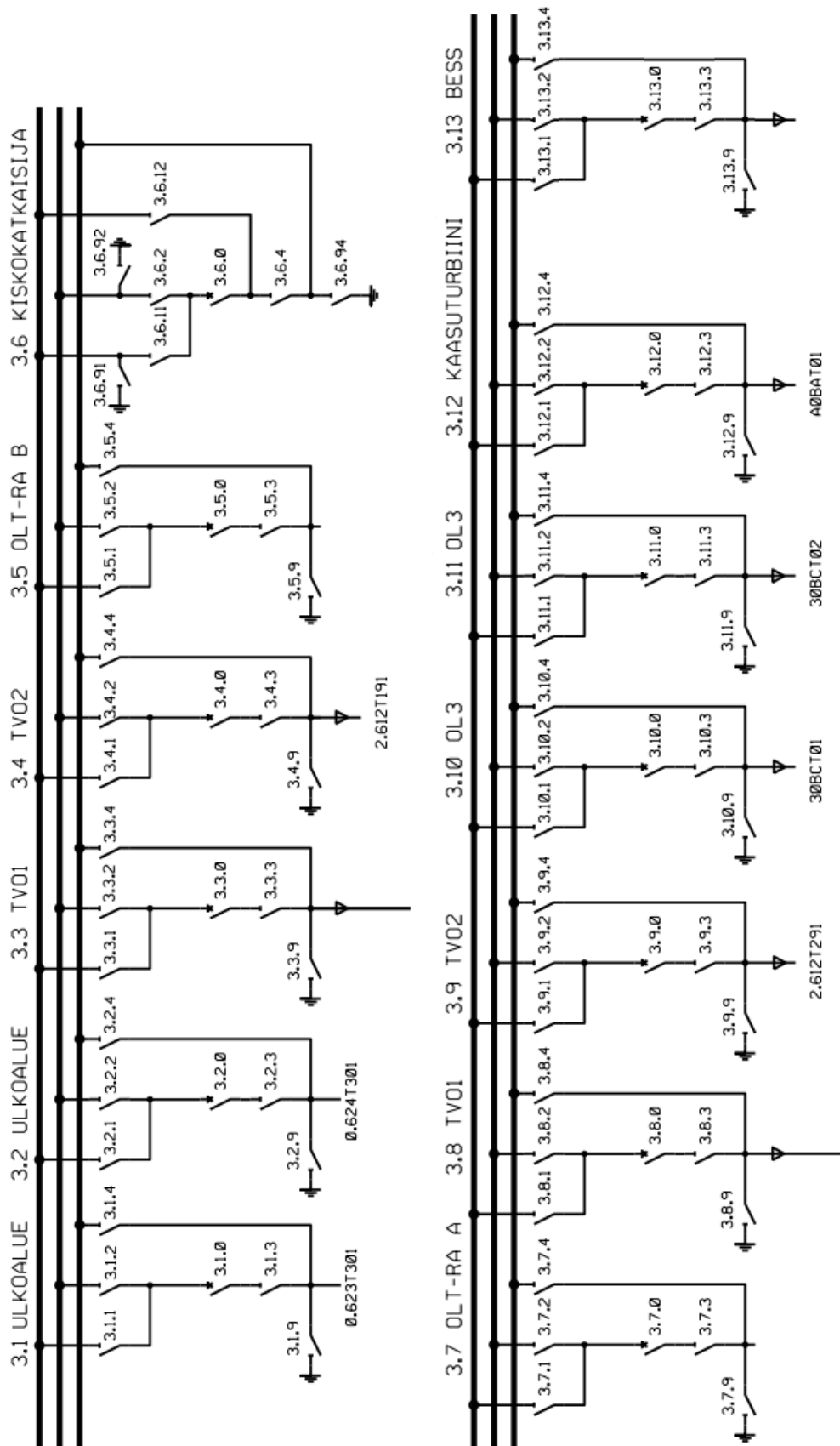
- [1] OL1 ja OL2, Teollisuuden Voima Oyj, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 1.4.2022): <https://www.tvo.fi/tuotanto/laitosyksikot/ol1jaol2.html>
- [2] OL3, Teollisuuden Voima Oyj, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 1.4.2022): <https://www.tvo.fi/tuotanto/laitosyksikot/ol3.html>
- [3] Final Safety Analysis Report (FSAR), Järjestelmä 622, Teollisuuden Voima Oyj. Sisäinen dokumentaatio. 22 s.
- [4] Ydinvoimalaitosyksiköt Olkiluoto 1 ja Olkiluoto 2, Teollisuuden Voima Oyj. Saatavissa (viitattu 1.4.2022): [https://www.tvo.fi/uploads/File/yksikot-OL1-OL2\(1\).pdf](https://www.tvo.fi/uploads/File/yksikot-OL1-OL2(1).pdf)
- [5] Materiaalipankki, Teollisuuden Voima Oyj. Saatavissa (viitattu 1.4.2022): https://www.tvo.fi/material/collections/20211004082651/7TnbagrR/olkiluodon_saari_vierailukeskus_etualalla_11_3_21.jpg
- [6] OL3 Sähköpääkaavio, Teollisuuden Voima Oyj. Sisäinen dokumentaatio.
- [7] Final Safety Analysis Report (FSAR), Järjestelmä 621, Teollisuuden Voima Oyj. Sisäinen dokumentaatio. 27 s.
- [8] Probabilistic Risk Analysis (PRA), Osa 5, Teollisuuden Voima Oyj. Sisäinen dokumentaatio. 95 s.
- [9] OL1/OL2 Sähkötekniset suunnitteluperusteet, Teollisuuden Voima Oyj. Sisäinen dokumentaatio. 99 s.
- [10] Final Safety Analysis Report (FSAR), Kaasuturbiini, Teollisuuden Voima Oyj. Sisäinen dokumentaatio. 43 s.
- [11] Final Safety Analysis Report (FSAR), Järjestelmä 651/652/653/654, Teollisuuden Voima Oyj. Sisäinen dokumentaatio. 66 s.
- [12] Käyttökäsikirja, 400kV verkon jännitteen menetys ja siirtyminen omakäyttöajoon, Teollisuuden Voima Oyj. Sisäinen dokumentaatio. 12 s.
- [13] Käyttökäsikirja, Varasyöttöyhteys Olkiluodon 400kV sähköaseman kautta, Teollisuuden Voima Oyj. Sisäinen dokumentaatio. 39 s.
- [14] Käyttökäsikirja, 400 kV:n ja 110 kV:n verkon menetys ja epäonnistunut siirtyminen omakäyttöajoon, Teollisuuden Voima Oyj. Sisäinen dokumentaatio. 28 s.
- [15] J.D. McDonald, Electric Power Substations Engineering, CRC Press, Boca Raton, Florida, USA, 2012, pp. 14–147.
- [16] J. Elovaara, L. Haarla, Sähköverkot 2: Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet, Otatieta, Helsinki, 2011, s. 76–249.
- [17] E. Lakervi, J. Partanen, Sähkönjakelutekniikka, Otatieta, Helsinki, 2008, s. 119–124.

- [18] Teknisiä tietoja ja taulukoita, Suomalaiset ABB-yhtiöt, Vaasa, 2000, s. 351.
- [19] A. Schneider, W. Seele, E. Himmer, Transformer Substations, Wiley Encyclopedia of Electrical and Electronics Engineering, John Wiley & Sons, Inc, Hoboken, New Jersey, USA, 2001, pp. 369–383.
- [20] S. Stewart, Distribution Switchgear, The Institution of Engineering and Technology, Stevenage, UK, 2004, pp. 1–8.
- [21] K. Harker, High Voltage Power Network Construction, The Institution of Engineering and Technology, Herts, UK, 2018, pp. 179–245.
- [22] Centre-Break Disconnectors Types SGF 72.5–550 kV, Hapam Poland. Saatavissa (viitattu 22.4.2022): https://www.hapam.pl/pub/pdf/Karta_SGF-ang.pdf
- [23] Service Instruction Single-Colum Pantograph Disconnectors for Outdoor Installation Type TFP - Three Poles Installation, Hapam Poland. Saatavissa (viitattu 22.4.2022): <https://www.hapam.pl/download-folders-1-files-en/instr-tfb123-145-3pol-1hpl500620a-e.pdf>
- [24] DCD Pole Mounted Disconnecter, ABB Xiamen Switchgear Co., Ltd. Saatavissa (viitattu 22.4.2022): https://library.e.abb.com/public/08306aa86bd247a8b936ddf20e154da4/DCD%20disconnector_Catalogue_EN_1YHA000349_REV%20D%2009-2021.pdf
- [25] F. Kristianto, I. Garniwa, A. Kusuma, M. Marbun, Study of FACTS Implementation to Balance Transmission Line Loading under Steady, Dynamic, and SSR Simulation: Study Case: Suralaya – Balaraja 500 kV, 2019 2nd International Conference on High Voltage Engineering and Power Systems, Bali, Indonesia, October 1–4, 2019. Saatavissa (viitattu 22.4.2022): <https://ieeexplore.ieee.org/document/9011044>
- [26] UltraSIL Polymer-Housed VariSTAR Station-Class Surge Arresters, Eaton's Power Systems Division. Saatavissa (viitattu 22.4.2022): <https://www.eaton.com/content/dam/eaton/products/medium-voltage-power-distribution-control-systems/line-installation-and-protective-equipment/ultrasil-polymer-housed-varistar-station-class-surge-arresters-catalog-ca235013en.pdf>
- [27] Alajärven 400 kV kytkinlaitoksen laajennus ja 110 kV uusiminen, Fingrid Oyj, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 3.5.2022): <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/suunnittelu-ja-rakentaminen/sahkoasemat/alajarvi/>
- [28] Suurjänniteasennukset, Suomen Standardisoimisliitto, SFS 6001:2018, Helsinki, 2018, 155 s.
- [29] R. Nagarsheth, S. Singh, Study of Gas Insulated Substation and Its Comparison with Air Insulated Substation, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 55, 2014, pp. 481–485.
- [30] ABB uudistaa pääkaupunkiseudun maamerkinä toimivan sähköaseman, ABB, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 3.5.2022): <https://new.abb.com/news/detail/5136/abb-uudistaa-paakaupunkiseudun-maamerkkina-toimivan-sahkoaseman>

- [31] H. Koch, Gas Insulated Substations, John Wiley & Sons, Inc, Chichester, UK, 2014, pp. 18–399.
- [32] V. Vainio, Fingrid luopuu ilmastolle haitallisesta SF6-eristekaasusta vähitellen – Edelläkävijä tähyää uusia eristeratkaisuja, Fingrid-lehti, No. 2, 2020, s.28–29.
- [33] T. Yamagiwa, C. Twomey, Substations, Springer International Publishing, Cham, Switzerland, 2019, pp. 487–506.
- [34] Olkiluodon 110/20 kV:n kytkinlaitos - Lisätilaukset ja niiden perustelut, Teollisuuden Voima Oyj. Sisäinen dokumentaatio. 2 s.
- [35] 110 kV Pääkaavio, Teollisuuden Voima Oyj. Sisäinen dokumentaatio.
- [36] 90 MW Akkuvaraston vaikutukset Olkiluodon 110 kV sähköasemalla, KMJ-Engineering Oy. Sisäinen dokumentaatio. 7 s.
- [37] System Description OL3 110 kV Offsite System, 30AE, Teollisuuden Voima Oyj. Sisäinen dokumentaatio. 18 s.
- [38] Main Grid Development Plan 2019–2030, Fingrid Oyj. Saatavissa (viitattu 28.6.2022): https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/kanta-verkon-kehittaminen/main_grid_development_plan_2019-2030.pdf
- [39] OL1 Sähkönjakelun yhteyskaavio, Teollisuuden Voima Oyj. Sisäinen dokumentaatio.
- [40] Laitostietojärjestelmä, Teollisuuden Voima Oyj. Sisäinen tietojärjestelmä.
- [41] Suojauskaaviot, 110/20/6,6 kV kytkinlaitos, Teollisuuden Voima Oyj. Sisäinen dokumentaatio. 13 s.
- [42] Leikkauspiirustus 3VFI4050229T2E8111, Hitachi ABB Power Grids. Sisäinen dokumentaatio.
- [43] Käyttökäsikirja, 622 110 kV verkko, Teollisuuden Voima Oyj. Sisäinen dokumentaatio. 16 s.
- [44] Final Safety Analysis Report (FSAR), Järjestelmä 683, Teollisuuden Voima Oyj. Sisäinen dokumentaatio. 23 s.
- [45] Turvallisuustekniset käyttöehdot, luku 3 - Ehdot ja rajoitukset käytölle, käyttötilat 2–5, Teollisuuden Voima Oyj. Sisäinen dokumentaatio. 146 s.
- [46] Turvallisuustekniset käyttöehdot, luku 5 - Hallinnolliset ohjeet, Teollisuuden Voima Oyj. Sisäinen dokumentaatio. 17 s.
- [47] Avojohtot, Onninen Oy. Saatavissa (viitattu 10.10.2022): <https://kesko-onninen-pim-resources-production.s3-eu-west-1.amazonaws.com/pimdocuments/15854513.pdf>
- [48] Sähkötyöturvallisuus, Suomen Standardisoimisliitto, SFS 6002:2015, Helsinki, 2015, 69 s.
- [49] Karttapaikka, Maanmittauslaitos. Saatavissa (viitattu 25.10.2022): <https://asiointi.maanmittauslaitos.fi/karttapaikka/>

- [50] Valvontamenetelmät neljännellä 1.1.2016–31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020–31.12.2023 valvontajaksolla - Sähkön jakeluverkkotoiminta ja sähkön suurjännitteinen jakeluverkkotoiminta, Energiavirasto. Saatavissa (viitattu 10.10.2022): <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/Valvontamenetelm%C3%A4t-s%C3%A4hk%C3%B6njakelu-2016-2023.pdf/72eac45f-4fe0-6b0a-d5f7-e89ee97b89fc/Valvontamenetelm%C3%A4t-s%C3%A4hk%C3%B6njakelu-2016-2023.pdf>
- [51] G. Balzer, C. Neumann, Asset Simulation and Life Cycle Assessment for Gas Insulated Substation, CIGRE 2011 Recife Symposium, Pernambuco, Brazil, April 3–8, 2011. Saatavissa (viitattu 10.10.2022): <https://www.neplan.ch/wp-content/uploads/2015/01/Asset-simulation-and-LLC-87-final.pdf>
- [52] I.A. Metwally, Technological Progress in High-Voltage Gas-Insulated Substations, IEEE Potentials, Vol. 29, Iss. 6, 2010, pp. 25–32.

LIITE A: NYKYISEN 110 kV:n KYTKINLAITOKSEN KAAVIOKUVA



LIITE B: SUURJÄNNITTEISET VERKKOKOMPONENTIT, YKSIKKÖHINNAT JA PITOAJAT VUOSILLE 2022–2023



Verkkokomponentit, yksikköhinnat (alv 0 %) ja pitoajat vuosille 2022–2023

SUURJÄNNITTEISEN JAKELUVERKON ILMAJOHTOVERKKO			
110 kV ILMAJOHDOT			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikkö- hinta, euroa	Pitoai- kaväli, vuotta
Puupylväsjohto: kevytrakenteinen	km	128 600	45–60
Puupylväsjohto: yksi virtapiiri, yksi osajohdin	km	135 400	45–60
Putkipylväsjohto: yksi virtapiiri, yksi osajohdin	km	154 200	50–60
Putkipylväsjohto: yksi virtapiiri, kaksi osajohdinta	km	159 900	50–60
Putkipylväsjohto: kaksi virtapiiriä, kaksi osajohdinta	km	194 100	50–60
Teräsristikopylväsjohto, harustettu: yksi virtapiiri, yksi osajohdin	km	151 200	50–60
Teräsristikopylväsjohto, harustettu: yksi virtapiiri, kaksi osajohdinta	km	180 900	50–60
Teräsristikopylväsjohto, harustettu: kaksi virtapiiriä, yksi osajohdin	km	210 600	50–60
Teräsristikopylväsjohto, harustettu: kaksi virtapiiriä, kaksi osajohdinta	km	259 000	50–60
Teräsristikopylväsjohto vapaasti seisova: yksi virtapiiri, yksi osajohdin	km	356 400	50–60
Teräsristikopylväsjohto vapaasti seisova: yksi virtapiiri, kaksi osajohdinta	km	396 000	50–60
Teräsristikopylväsjohto vapaasti seisova: kaksi virtapiiriä, yksi osajohdin	km	579 600	50–60
Teräsristikopylväsjohto vapaasti seisova: kaksi virtapiiriä, kaksi osajohdinta	km	617 400	50–60
110 kV ILMAJOHTOVERKON JOHTOEROTTIMET			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikkö- hinta, euroa	Pitoai- kaväli, vuotta
Johtoerotin	kpl	31 200	40–50
Johtoerotin: kauko-ohjattu	kpl	42 700	40–50
110 kV ILMAJOHTOVERKON JOHTOALUEKORVAUSTEN YMPÄRISTÖOLOSUHDELUOKAT			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikkö- hinta, euroa	
Helppo olosuhde (asemakaavan ulkopuoliset alueet)	km	16 900	
Tavallinen olosuhde (asemakaava-alueet)	km	36 100	
Vaikea olosuhde (suurkaupunkien keskusta-alueet)	km	121 000	

SUURJÄNNITTEISEN JAKELUVERKON MAAKAPELIVERKKO			
110 kV MAAKAPELIT			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikkö-hinta, euroa	Pitoaikaväli, vuotta
Maakaapeli 800 mm ² tai alle	km	203 100	40-60
Maakaapeli vähintään 1000 ja alle 1600mm ²	km	217 100	40-60
Maakaapeli 1600 mm ² tai yli	km	470 200	40-60
110 kV MAAKAPELITARVIKKEET			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikkö-hinta, euroa	Pitoaikaväli, vuotta
Kojeistopääte	km	23 000	40-50
Pylväspääte	km	37 800	40-50
Jatkos	km	21 200	40-50
110 kV MAAKAPELIVERKON YMPÄRISTÖOLOSUHDELUOKAT			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikkö-hinta, euroa	
Maakaapelioja - helppo olosuhde	km	77 600	
Maakaapelioja - tavallinen olosuhde	km	125 700	
Maakaapelioja - vaikea olosuhde	km	236 700	
Maakaapelioja - erittäin vaikea olosuhde	km	665 700	

SUURJÄNNITTEISEN JAKELUVERKON SÄHKÖASEMAT			
110 kV PÄÄMUUNTAJAT			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikkö-hinta, euroa	Pitoaikaväli, vuotta
Päämuuntaja 6 MVA	kpl	250 800	40-65
Päämuuntaja 10 MVA	kpl	261 600	40-65
Päämuuntaja 16 MVA	kpl	285 600	40-65
Päämuuntaja 20 MVA	kpl	318 900	40-65
Päämuuntaja 25 MVA	kpl	351 100	40-65
Päämuuntaja 31,5 MVA	kpl	403 300	40-65
Päämuuntaja 40 MVA	kpl	455 400	40-65
Päämuuntaja 50 MVA	kpl	480 200	40-65
Päämuuntaja 63 MVA	kpl	551 200	40-65
Päämuuntaja 80 MVA	kpl	644 000	40-65
Päämuuntaja 100 MVA	kpl	753 200	40-65
110 kV ILMAERISTEISET KYTKINKENTÄT			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikkö-hinta, euroa	Pitoaikaväli, vuotta
Ilmaeristeisen kytkinkentän muuntajaperustus ja muuntajaliitynnät	kpl	66 900	40-65

Ilmaeristeinen 1-kiskokojeisto: peruskojeisto ilman lähtö- ja syöttökenttiä	kpl	83 500	40-50
Ilmaeristeisen 1-kiskokojeiston lähtö- tai syöttökenttä	kpl	182 300	40-50
Ilmaeristeinen 2-kiskokojeisto: peruskojeisto ilman lähtö- ja syöttökenttiä	kpl	232 800	40-50
Ilmaeristeisen 2-kiskokojeiston lähtö- tai syöttökenttä	kpl	252 100	40-50
Ilmaeristeinen 3-kiskokojeisto: peruskojeisto ilman lähtö- ja syöttökenttiä	kpl	308 800	40-50
Ilmaeristeisen 3-kiskokojeiston lähtö- tai syöttökenttä	kpl	349 000	40-50
110 kV ILMAERISTEISET KYTKINKENTÄT			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikkö-hinta, euroa	Pitoaikaväli, vuotta
Ilmaeristeisen kytkinlaitoksen suojaus- ja automaatiolaitteisto: asemakohtainen perusosa	kpl	36 400	20-30
Ilmaeristeisen kytkinkentän suojaus- ja automaatiolaitteisto: kenttäkohtainen osa	kpl	19 500	20-30
110 kV KAASUERISTEISET KYTKINKENTÄT			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikkö-hinta, euroa	Pitoaikaväli, vuotta
Kaasueristeisen kytkinkentän muuntajaperustus ja muuntajaliitännät	kpl	66 900	40-65
Kaasueristeinen 1-kiskokojeisto: peruskojeisto ilman lähtö- ja syöttökenttiä	kpl	203 100	40-50
Kaasueristeisen 1-kiskokojeiston lähtö- tai syöttökenttä	kpl	201 600	40-50
Kaasueristeinen 2-kiskokojeisto: peruskojeisto ilman lähtö- ja syöttökenttiä	kpl	272 600	40-50
Kaasueristeisen 2-kiskokojeiston lähtö- tai syöttökenttä	kpl	218 600	40-50
Kaasueristeinen 3-kiskokojeisto: peruskojeisto ilman lähtö- ja syöttökenttiä	kpl	440 500	40-50
Kaasueristeisen 3-kiskokojeiston lähtö- tai syöttökenttä	kpl	442 300	40-50
Kaasueristeisen kytkinlaitoksen suojaus- ja automaatiolaitteisto: asemakohtainen perusosa	kpl	64 200	20-30
Kaasueristeisen kytkinkentän suojaus- ja automaatiolaitteisto: kenttäkohtainen osa	kpl	35 200	20-30
Kaasu- tai ilmaeristeisen kytkinlaitoksen differentiaalirelesuojaus: asemakohtainen perusosa	kpl	27 900	20-30
Kaasu- tai ilmaeristeisen kytkinlaitoksen differentiaalirelesuojaus: kenttäkohtainen osa	kpl	10 500	20-30
110 / 20 kV SÄHKÖASEMARAKENNUKSET			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikkö-hinta, euroa	Pitoaikaväli, vuotta
Sähköasema tyyppi 1 – kevyt sähköasema	kpl	80 200	45-55
Sähköasema tyyppi 2 – haja-asutusalueen sähköasema	kpl	115 000	45-55
Sähköasema tyyppi 3 – taajamasähköasema	kpl	279 800	45-55
Sähköasema tyyppi 4 – kaupunkisähköasema	kpl	1 513 300	45-55
Sähköasema tyyppi 5 – suuri kaupunkisähköasema / luola-asema	m ²	4 100	45-55