

Janne Ala-Kokko

SUURJÄNNITEVERKON MAAKAPELOINTI

SUURJÄNNITEVERKON MAAKAPELOINTI

Janne Ala-Kokko
Opinnäytetyö
Kevät 2018
Sähkötekniikan koulutusohjelma
Oulun ammattikorkeakoulu

TIIVISTELMÄ

Oulun ammattikorkeakoulu
Sähkötekniikka, sähkövoimatekniikka

Tekijä: Janne Ala-Kokko

Opinnäytetyön nimi: Suurjänniteverkon maakaapelointi

Työn ohjaajat: Heikki Kurki (Oamk), Tuomas Mäkilä (NCC Suomi Oy)

Työn valmistumislukukausi ja -vuosi: Kevät 2018

Sivumäärä: 51

Tavoitteena oli tutkia suurjänniteverkkojen maakaapeloinnin kannattavuutta ja selvittää sen käyttöpotentiaalia avojohdon vaihtoehtona suurjänniteverkoissa. Opinnäytetyössä tutustuttiin Suomen sähköverkon rakenteeseen ja toimitusvarmuuteen sekä tutkittiin suurjänniteverkon maakaapelointia avojohdon vaihtoehtona vaihtosähköverkoissa. Avojohtoihin tutustuttiin pintapuolisesti, jotta tietyt avojohtoverkon hyödyt ja haitat tulisivat paremmin esille. Lisäksi työssä tutkittiin maakaapeloinnin erilaisia asennustapoja.

Työssä käytettiin lähteenä alan kirjallisuutta, sähköverkkoyhtiöiden materiaalia, sekä materiaalitoimittajien ja toimeksiantajan materiaalia.

Työ oli tutkimuspainotteinen, joten lopputuloksen on tarkoitus avata mahdollisuuksia tutkia asiaa lisää. Maakaapeloinnin etuja avojohtoihin verrattuna ovat pienempi tilantarve, pienempi vikaherkkyys ja parempi suojaus sääilmiöiltä. Monet ihmiset myös mieltävät avojohtolinjat ympäristöön sopimattomiksi ja pitävät maakaapelointia visuaalisesti miellyttävämpänä. Maakaapeloinnin suurimmat haitat verrattuna avojohtoihin ovat suuremmat rakentamiskustannukset, suurempi loistehon kompensoinnin tarve, pienempi reaktanssi sekä vikojen korjaamisen vaikeus. On kuitenkin selvää, että maakaapeloinnilla on paikkansa tulevaisuuden sähköverkoissa.

Asiasanat: maakaapelointi, suurjännite, sähköverkko

ABSTRACT

Oulu University of Applied Sciences
Electrical engineering, electrical power engineering

Author: Janne Ala-Kokko

Title of thesis: Underground Cabling in High Voltage Electrical Grid

Supervisors: Heikki Kurki (Ouas), Tuomas Mäkilä (NCC Suomi Oy)

Term and year when the thesis was submitted: Spring 2018 Pages: 51

The aim of the thesis was to study the viability of underground cabling in high voltage electrical grids and find out the benefits of underground cabling compared to overhead lines. This thesis focused on studying the structure and reliability of the electrical grid in Finland. The focus was in underground cabling as an option for overhead lines in alternating current electrical grids. Overhead lines were described in a simple way so that some benefits and downsides of overhead lines would be more obvious. The thesis also studied different ways to install underground cables.

Literature in the field, the material from electrical grid companies, material from suppliers and manufacturers and material from the commissioner were used as sources.

The thesis was research based, so the results are meant to open opportunities to study the subject further. The benefits of underground cabling compared to overhead lines are smaller space requirements, less faults and better protection from weather conditions. Underground cabling is often considered to fit better in to the landscape and to be visually more pleasing than overhead lines. The biggest drawbacks of underground cabling compared to overhead lines are bigger building expenses, bigger need for compensation of reactive power, smaller reactance and more difficult fault repairs. However, underground cabling clearly has a place in the electrical grids of the future.

Keywords: underground cabling, high voltage, electrical grid

SISÄLLYS

TIIVISTELMÄ	3
ABSTRACT	4
SISÄLLYS	5
1 JOHDANTO	7
2 SUOMEN SÄHKÖVERKKO	8
2.1 Kantaverkko	9
2.2 Jakeluverkot	10
3 TOIMITUSVARMUUS JA HÄIRIÖT	11
3.1 Kantaverkko	11
3.2 Suurjännitteiset jakeluverkot	13
3.3 Taloudelliset näkökohdat	15
3.4 Investoinnit	15
4 AVOJOHDOT SUURJÄNNITEVERKOISSA	17
4.1 Käyttö Suomessa	17
4.2 Johtoalue	18
4.3 Pylväät	19
4.3.1 Vapaasti seisova pylväs	20
4.3.2 Harustettu pylväs	21
4.4 Eristimet	22
4.5 Kustannukset	23
5 MAAKAAPELOINTI SUURJÄNNITEVERKOISSA	24
5.1 Käyttö Suomessa	24
5.2 Kuormitettavuus	26
5.2.1 Asentaminen tasoon	27
5.2.2 Asentaminen kolmioon	28
5.2.3 Täytämateriaali	28
5.3 Kosketussuojan maadoittaminen	29
5.3.1 Maadoittaminen toisesta päästä	29
5.3.2 Maadoittaminen molemmista päistä	30

5.3.3 Maadoittaminen vaippoja vuorottelemalla	30
5.4 Asennussuositukset ja standardit	30
5.5 Kaapeliojan kaivaminen	31
5.6 Mekaaninen suojaus	32
5.6.1 Mekaaninen suojaus suojaputkella	33
5.6.2 Mekaaninen suojaus betonikannella	34
5.6.3 Mekaaninen suojaus betonielementillä ja betonikannella	35
5.6.4 Mekaaninen suojaus anturamuotilla	35
5.6.5 Mekaaninen suojaus tunnelilla	37
5.6.6 Kaapelin asentaminen ilman mekaanista suojaa	38
5.7 Kustannukset	39
6 MAAKAPELI AVOJOHDON VAIHTOEHTONA	41
6.1 Kaapeloinnin edut	41
6.2 Kaapeloinnin haitat	42
6.3 Ympäristölliset näkökannat	42
6.4 Terveydelliset näkökannat ja turvallisuus	43
6.5 Tekniset ominaisuudet	44
6.6 Käyttövarmuus	45
6.7 Taloudelliset vaikutukset	45
7 TULEVAISUUDEN SÄHKÖVERKOT	46
8 POHDINTA	47
LÄHTEET	48

1 JOHDANTO

Myrskyt ovat 2000-luvulla aiheuttaneet Suomen sähköverkolle ennennäkemätöntä tuhoa ja vuosittain miljoonien eurojen vahingot kansantaloudelle, sähköverkkoyhtiöille ja sähkön kuluttajille (Fingrid Oyj 2017a). Tämä on luonut sähköverkonhaltijoille tarpeen panostaa sähkönjakeluverkkojen toimitusvarmuuteen. Samaan velvoittaa myös Suomen valtion laatima vuoden 2013 sähkömarkkinalaki (Sähkömarkkinalaki 588/2013), jossa on säädetty jakeluverkon toimitusvarmuudelle minimivaatimukset. Keskijänniteverkkojen toimitusvarmuutta parantavana keinona on usein päädytty ilmajohtojen korvaamiseen maakaapeleilla. Vastaavaa ilmiötä ei ole tapahtunut suurjänniteverkoissa Suomessa, toisin kuin esimerkiksi Saksassa ja Ruotsissa.

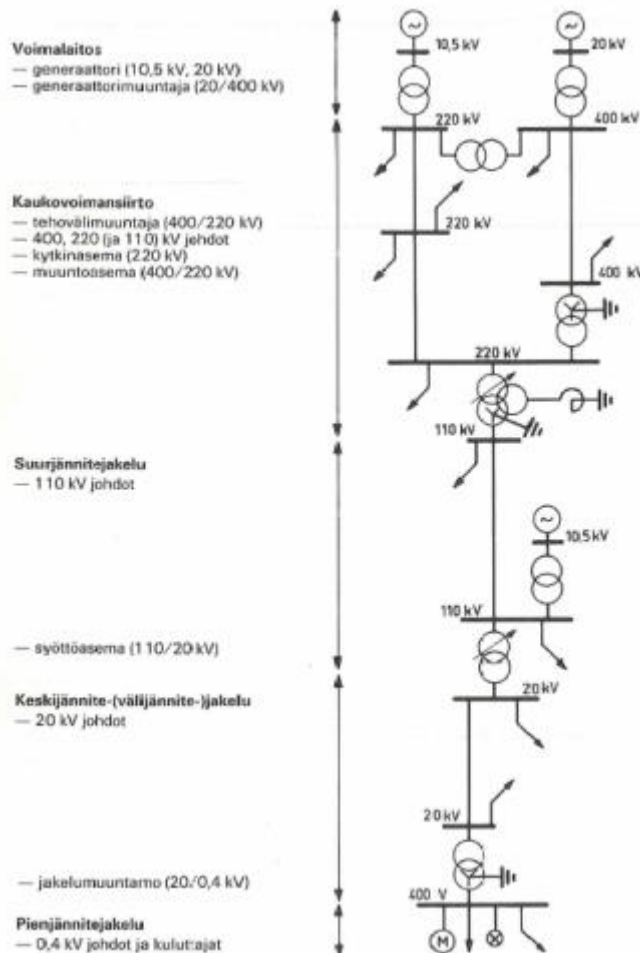
Opinnäytetyön tavoitteena oli tutkia suurjänniteverkkojen maakaapeloinnin mahdollisuuksia ja vertailla niitä avojohtoverkkoihin. Työn tarkoituksena oli luoda yleiskatsaus avojohtoverkon ja maakaapeloinnin nykytilanteeseen Suomessa sekä selvittää asennustapoja, kustannuksia sekä tulevaisuuden näkymiä ja mahdollisuuksia.

Työn toimeksiantajana oli NCC Suomi Oy. NCC on yksi Pohjois-Euroopan johtavista rakentamisen, kiinteistökehityksen ja infrastruktuurin yrityksistä. Toiminta on painottunut Ruotsin, Tanskan, Suomen, Norjan ja Venäjän alueelle. NCC:n liikevaihto oli vuonna 2017 lähes 5,6 miljardia euroa ja henkilöstömäärä 17 800. Sähköalalla NCC on tehnyt useita suuria projekteja, jotka ovat pääasiassa painottuneet muihin Pohjoismaihin. (NCC 2018a.)

Koska NCC on suuri toimija Pohjoismaissa rakentamisen ja infrarakentamisen alalla, pyrkii se toiminnassaan vähentämään ympäristölle koituvaa rasitusta. Konsernin tavoitteena ovat ympäristöystävälliset ja kestävä kehityksen mukaiset ratkaisut, joten on ajankohtaista tutkia maakaapeloinnin soveltuvuutta myös suurjänniteverkon rakentamiseen Suomessa. (NCC 2018a.)

2 SUOMEN SÄHKÖVERKKO

Suomen sähköverkko (kuva 1) rakentuu voimalaitoksista, kantaverkosta, suurjännitteisistä jakeluverkoista (alueverkoista), keski- ja pienjännitejakeluverkoista sekä kuluttajista. Se on myös osa yhteispohjoismaista sähköjärjestelmää yhdessä muiden Pohjoismaiden kanssa. Sen lisäksi Suomen sähköverkosta on yhteydet Venäjän ja Baltian sähköverkkoon, jotka mahdollistavat sähkön myynnin ja ostamisen järjestelmien välillä. Sähköverkon päätehtävänä on yhdistää sähkön kulutus ja tuotanto toisiinsa, samalla pitäen huolta siitä, että sähkön laatu ja toimitusvarmuus pysyvät mahdollisimman hyvänä. (Fingrid Oyj 2017b.)



KUVA 1. Sähkönjakeluverkon periaatteellinen rakenne (Korpinen 2017, 3).

Suomen sähköverkon rungon muodostaa kantaverkko, joka yhdistää suuret voimalaitokset ja suurjännitteiset jakeluverkot sekä keskijännitejakeluverkot toisiinsa. Kantaverkko toimii Suomessa kolmella eri jännitetasolla, joiden nimellisjännitteet ovat 110 kV, 220 kV ja 400 kV. Suomen kantaverkossa oli vuoden 2017 alussa 5100 kilometriä 400 kV:n voimajohtoa, 1600 kilometriä 220 kV:n voimajohtoa ja 7600 kilometriä 110 kV:n voimajohtoa. (Energiavirasto 2017a).

Suurjännitteiset jakeluverkot ovat 110 kV:n nimellisjännitteellä toimivia verkkoja, jotka liittyvät kantaverkkoon ja siirtävät sähköä alueellisesti. Jakeluverkot liitetään yleensä alueverkkoon ja ne toimivat pääasiassa 0,4–36 kV:n jännitetasolla. (Fingrid Oyj 2017b.)

Sähkön kuluttajista kotitaloudet ovat liittyneenä pienjännitejakeluverkkoihin. Muut sähkön kuluttajat kuten teollisuus, kaupat ja muut suuret tehonkuluttajat voivat olla liittyneenä keskijännitejakeluverkkoon, suurjännitteiseen jakeluverkkoon tai suoraan kantaverkkoon. (Fingrid Oyj 2017b.)

Sähkön siirrossa on tärkeää saavuttaa hyvä hyötysuhde. Kun suuria tehoja siirretään pitkiä matkoja, on joko virran tai jännitteen oltava suuri. Suuri virta aiheuttaa siirtojohtoisissa suurtehohäviöt, joten sähkön siirrossa käytetäänkin suurta jännitettä. Jännitteen kasvaessa verkon laitteiden ja laitteistojen kustannukset nousevat, joten liian suurta jännitettä ei ole järkevää käyttää. (Elovaara & Haarla 2011a, 54–57.)

Sähköverkkotoiminta on Suomessa tarkoin säädeltyä ja siihen vaaditaan aina Energiaviraston myöntämä verkkolupa. Verkonhaltijalla on vastuu oman verkkonsa ylläpidosta ja kehittämisestä sekä sähköverkon kunnosta ja kuluttajille toimitettavan sähkön laadusta. Verkonhaltijaa sitoo myös velvoite liittää verkkoon alueellaan sijaitsevat sähkön tuotantolaitokset sekä sähkön siirtovelvollisuus. (Sähkömarkkinalaki 588/2013.)

2.1 Kantaverkko

Pääosan Suomessa sijaitsevasta suurjänniteverkosta omistaa Fingrid Oyj, joka on Suomen kantaverkkoyhtiö ja kantaverkon järjestelmävastaava. Fingrid vastaa Suomen kantaverkon valvonnasta, suunnittelusta, ylläpidosta, rakentamisesta ja kehittämisestä.

Sen tärkeimpiä tehtäviä on myös sähkön kulutuksen ja tuotannon tasapainon ylläpitäminen. (Fingrid Oyj 2017b.)

Suomen kantaverkossa käytetään lähes yksinomaan ilmaeristeisiä avojohtoja sekä ulos asennettuja sähköasemia. Kaapeleita ei ole käytetty, koska ne ovat Suomen pitkillä siirtoetäisyyksillä kalliita ja rajoittavat maankäyttöä alueilla, mihin niitä asennetaan. Kun kyseessä on kohde, jossa käytössä oleva tila on hyvin rajoitettu, käytetään usein kaasueroistettuja kytkinlaitoksia ja niihin liittymiseen maakaapeleita. Tällaisia kohteita ovat esimerkiksi kaupunkien keskustat. (Fingrid Oyj 2017b.)

2.2 Jakeluverkot

Jakeluverkot jaetaan jännitetason mukaan pienjänniteverkkoihin (nimellisjännite korkeintaan 1 kV), keskijänniteverkkoihin (nimellisjännite 1–36 kV) sekä suurjänniteverkkoihin (nimellisjännite yli 36 kV). Asiaa käsittelevässä standardissa kuitenkin huomautetaan, että erilaisten sähköverkkojärjestelmien vuoksi keskijännitteen ja suurjännitteen raja voi myös poiketa edellä mainitusta. (SFS-EN 50160. 2011, 12.)

Jakeluverkot toimivat Suomessa 0,4–110 kV:n jännitetasoilla. 110 kV:n suurjänniteverkoja, jotka eivät kuulu kantaverkkoon, oli Suomessa vuonna 2015 noin 8700 kilometriä. Suurin yksittäinen 110 kV:n verkon omistaja oli Caruna Oy (1910,0 km) ja toiseksi suurin Elenia Oy (1139,1 km). (Energiavirasto 2017a.)

Jakeluverkonhaltijan verkkoluvassa on määritelty haltijan oma maantieteellinen vastualue, missä haltijalla on yksinoikeus rakentaa jakeluverkkoa. Sähkön siirtohintoihin ei saa vaikuttaa kuluttajan sijainti tai se, kuka myy sähkön kuluttajalle. Siirtomaksun suuruuteen voi vaikuttaa kuluttajalle toimitettavan sähköenergian määrä ja jännitetaso, jolla asiakas liittyy verkkoon. (Energiavirasto 2017b.)

3 TOIMITUSVARMUUS JA HÄIRIÖT

Käsitteenä toimitusvarmuus jakaantuu kahteen eri asiakokonaisuuteen:

- siirto- ja jakeluverkkojen toimitusvarmuus
- energian ja tehon riittävyys.

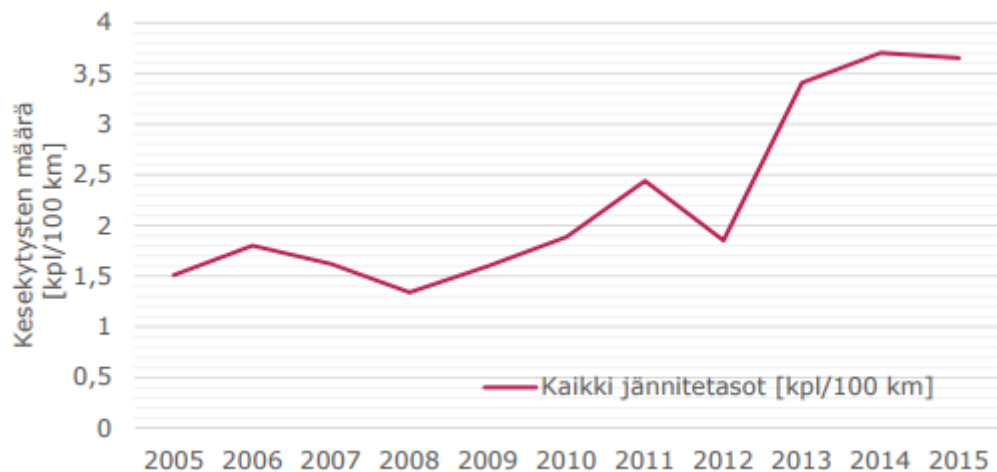
Tässä työssä keskitytään ensimmäiseen asiakokonaisuuteen eli siirto- ja jakeluverkkojen toimitusvarmuuteen, koska siihen pystytään vaikuttamaan esimerkiksi maakaapeloinnilla. (Energiavirasto 2017c.)

Yhteiskunnan toiminnan kannalta on hyvin tärkeää, että sähköverkkojen toimitusvarmuus pysyy korkealla tasolla. Toimitusvarmuutta voidaan mitata monilla eri tunnusluvuilla, kuten esimerkiksi keskeytysten lukumäärällä vuodessa, kokonaiskeskeytysajalla vuodessa, toimittamatta jääneen energian määrällä ja toimittamatta jääneen energian arvolla. Toimitusvarmuutta valvoo Suomessa Energiavirasto. (Fingrid Oyj 2017a.)

3.1 Kantaverkko

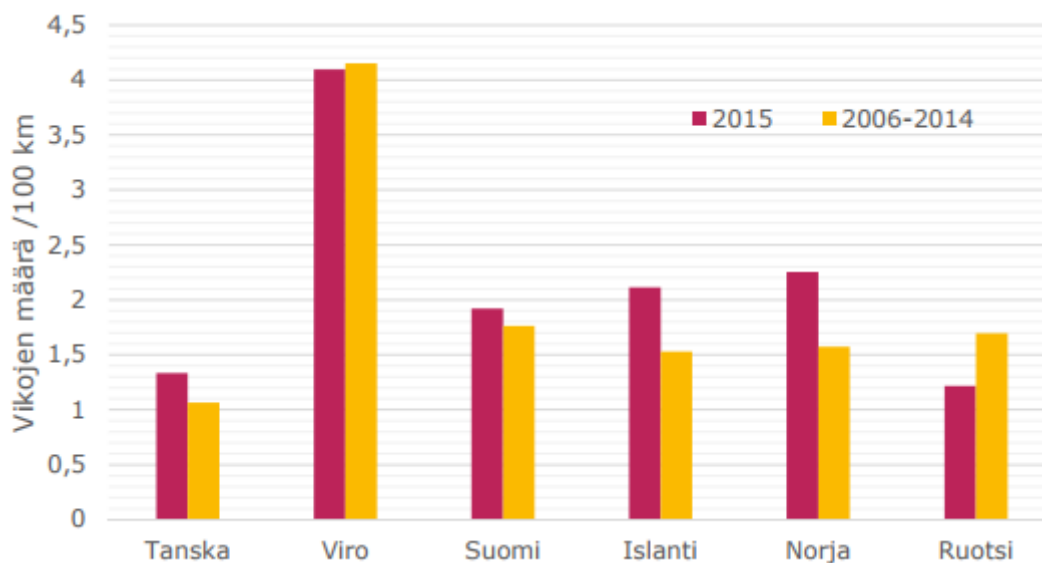
Sähkömarkkinalaissa on säädetty, että kantaverkko on suunniteltava, rakennettava ja ylläpidettävä siten, että se täyttää EU:n lainsäädännössä kantaverkonhaltijalle määritetyt vaatimukset käyttövarmuudelle. Verkon toiminta ei myöskään saa häiriytyä johtojen päälle kaatuvista tai johtokaduilla kasvavista puista. (Sähkömarkkinalaki 588/2013.)

Koska kantaverkko toimii Suomen sähköverkon runkoverkkona, on sen keskeytyksillä suuri vaikutus koko sähköverkon toimitusvarmuuteen. Keskeytysten määrä on pääosin kasvanut vuosien 2005–2015 aikana (kuva 2). (Energiavirasto 2017d, 36.)



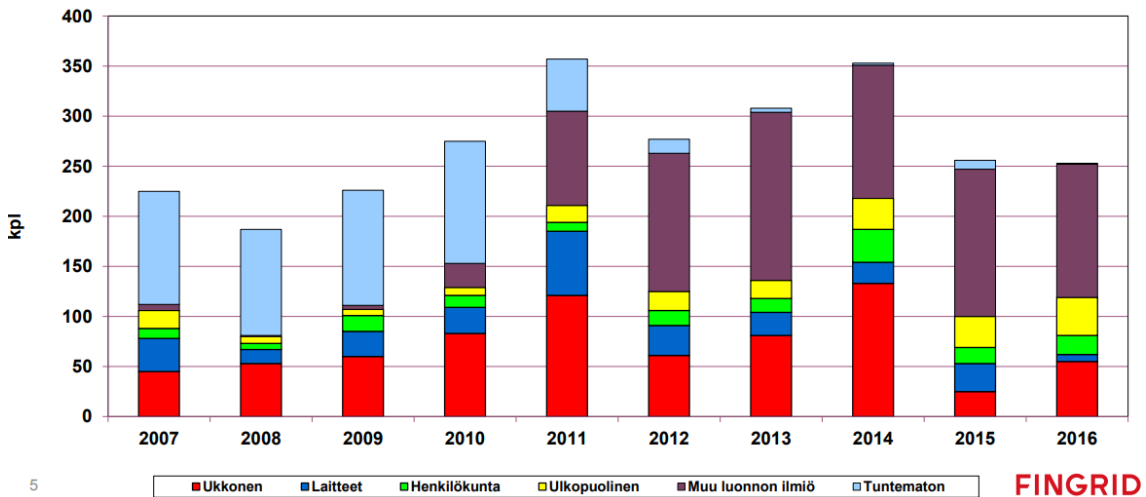
KUVA 2. Kantaverkossa esiintyneiden keskeytysten lukumäärät suhteutettuna verkkopituuksiin (keskeytysten lukumäärä per 100 km johtoa) vuosina 2005–2015 (Energiavirasto 2017d, 36).

Fingrid Oyj on kantaverkkoyhtiöiden eurooppalaisen edunvalvontaorganisaation (ENTSO-E) jäsen. ENTSO-E julkaisee eri jäsenvaltioiden siirtoverkkojen toimitusvarmuudesta tilastotietoa. ENTSO-E:n tilastojen perusteella Suomen kantaverkon toimitusvarmuus on muiden Pohjoismaiden tasolla, kun vikojen määrä suhteutetaan verkon pituuteen (kuva 3). (Energiavirasto 2017d, 37.)



KUVA 3. Keskeytysten määrä suhteutettuna verkkopituuksiin Pohjoismaissa (Energiavirasto 2017d, 37).

Kantaverkkoon aiheutuu eniten vikoja erityisesti ukkosen ja muiden luonnonilmiöiden vuoksi, koska kantaverkossa käytetään lähes yksinomaan avojohtoja. Avojohtot ovat alttiita erilaisille luonnon ilmiöille niiden rakenteen vuoksi. Mikäli kantaverkko olisi rakennettu maakaapelilla ilmajohtojen sijaan, voisi kuvan 4 tilastoista pyyhkiä miltei kokonaan pois ukkosen ja muiden luonnon ilmiöiden aiheuttamat häiriöt. (Fingrid Oyj 2017a.)

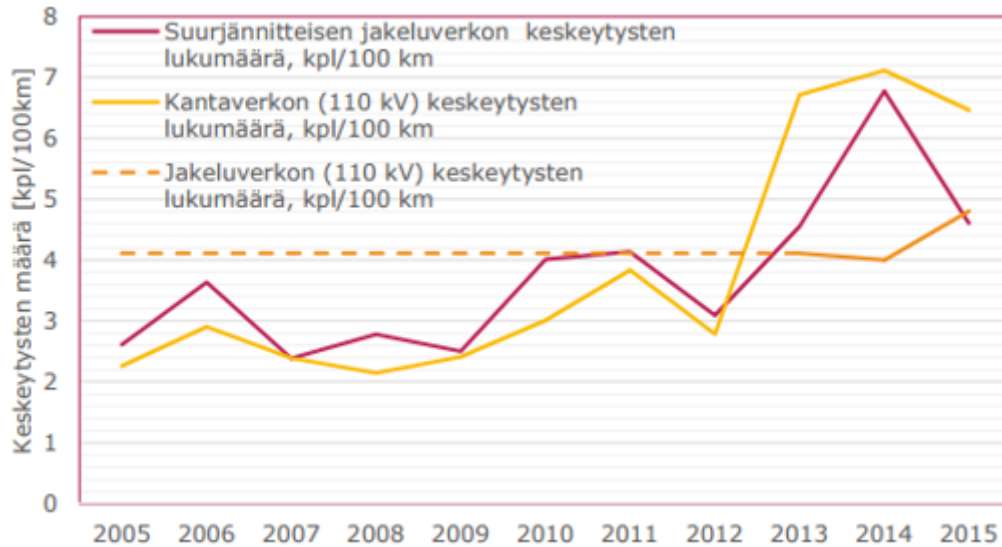


KUVA 4. Kantaverkossa vuosina 2007–2016 tapahtuneet häiriöt ja niiden syyt (Fingrid Oyj 2017a).

3.2 Suurjännitteiset jakeluverkot

Sähkömarkkinalaki edellyttää, että suurjännitteiset jakeluverkot ovat kantaverkon tavoin suunniteltava, rakennettava ja ylläpidettävä niin, että ne täyttävät kantaverkonhaltijan asettamat vaatimukset verkon käyttövarmuudelle. Verkon toiminta ei myöskään saa häiriytyä johtojen päälle kaatuvista tai johtokaduilla kasvavista puista. (Sähkömarkkinalaki 588/2013.)

Vaikka sähkömarkkinalaissa ja muissa standardeissa on säädetty vaatimukset verkolle, aiheuttavat erilaiset vikaantumiset ja huonot käyttöolosuhteet keskeytyksiä (kuva 5) (Energiavirasto 2017d, 38).



KUVA 5. Suurjännitteisten jakeluverkkojen keskeytykset suhteutettuna verkkopituuksiin (keskeytysten lukumäärä per 100 km johtoa) vuosina 2005–2015 (Energiavirasto 2017d, 38).

Keskeytysten määrä on pääosin kasvanut vuosien 2005–2015 aikana. Jakeluverkonhaltijoiden 110 kV:n keskeytyksiä alettiin raportoimaan vasta vuonna 2014. Siksi sitä edeltävä taso on karkea arvio, mikä on merkittynä oranssilla katkoviivalla kuvassa 5. Kuvassa on mukana myös kantaverkon 110 kV:n jännitetason keskeytykset. (Energiavirasto 2017d, 38.)

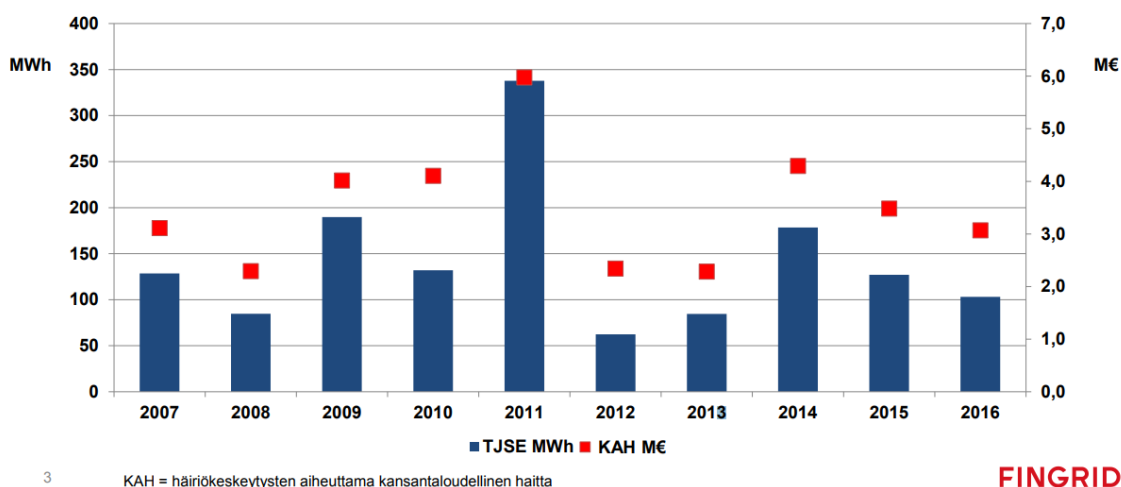
Vuoden 2015 alussa suurjännitteisiä 110 kV:n verkkoja kuului kantaverkkoon 7530 km, suurjännitteisten jakeluverkkojen haltijoille 1672 km ja jakeluverkonhaltijoille 7030 km (Energiavirasto 2017d, 38). Kantaverkossa siis syntyi 110 kV:n jännitetasolla vuonna 2015 noin 490 keskeytystä, suurjännitteisissä jakeluverkoissa noin 80 keskeytystä ja jakeluverkoissa noin 340 keskeytystä.

Energiaviraston vuoden 2016 tilastojen mukaan suurjännitteisissä jakeluverkoissa siirtämättä jäi yhteensä 1060 MWh (Energiavirasto 2017a).

3.3 Taloudelliset näkökohdat

Fingrid seuraa käyttövarmuustasoaan muun muassa käyttämällä KAH-arvoa, mikä tarkoittaa keskeytyksestä kansantaloudelle aiheutunutta haittaa. Yleisenä vaatimuksena on, että KAH-arvo pysyisi aiempien vuosien tasolla. (Fingrid Oyj 2017c.)

Vuonna 2011 KAH-arvo nousi jopa kuuteen miljoonaan euroon, mutta yleensä se on 2–4 miljoonaa euroa vuodessa (kuva 6) (Fingrid Oyj 2017a).



KUVA 6. Toimittamatta jäänyt energia TJSE ja KAH kantaverkossa vuosina 2007–2016 (Fingrid Oyj 2017a).

3.4 Investoinnit

Vuoden 2011 myrskyjen ja niistä aiheutuneiden laajojen sähkökatkosten vuoksi sähkömarkkinalakiin säädettiin Suomessa vuonna 2013 vaatimukset jakeluverkkojen toimintavarmuudesta. Seuraava on suora lainaus sähkömarkkinalaista:

”Jakeluverkko on suunniteltava ja rakennettava, ja sitä on ylläpidettävä siten, että

1) verkko täyttää järjestelmävastaavan kantaverkonhaltijan asettamat verkon käyttövarmuutta ja luotettavuutta koskevat vaatimukset

2) jakeluverkon vioittuminen myrskyn tai lumikuorman seurauksena ei aiheuta asema-kaava-alueella verkon käyttäjälle yli 6 tuntia kestävästä sähköjakelun keskeytystä

3) jakeluverkon vioittuminen myrskyn tai lumikuorman seurauksena ei aiheuta muulla kuin 2 kohdassa tarkoitettulla alueella verkon käyttäjälle yli 36 tuntia kestävää sähkönjakelun keskeytystä.” (Sähkömarkkinalaki 588/2013).

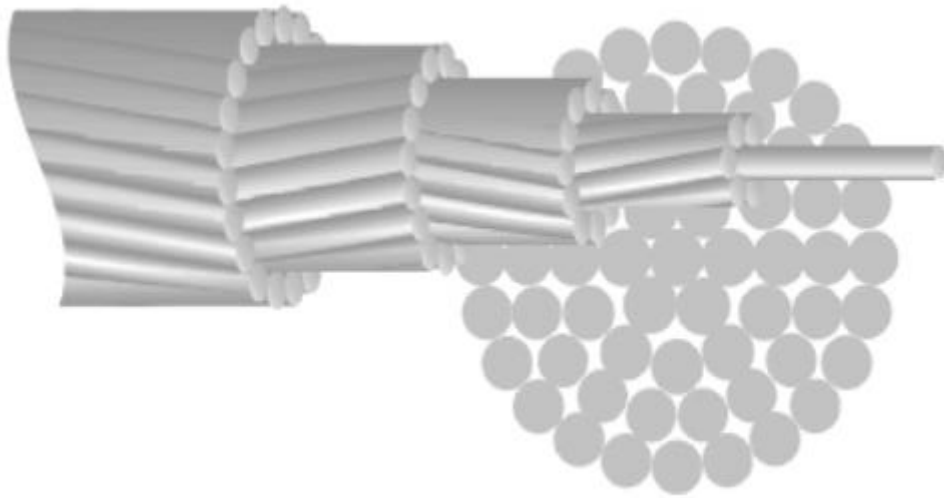
Yllä mainitut vaatimukset tulevat voimaan asteittain niin, että vaatimusten tulee täytyä viimeistään 31.12.2019 vähintään 50 prosentilla jakeluverkon käyttäjistä. Vähintään 75 prosentilla jakeluverkon käyttäjistä vaatimuksen tulee täytyä viimeistään 31.12.2023. Viimeistään 31.12.2028 tulee 100 prosentilla jakeluverkon käyttäjistä vaatimuksen täytyä. Poikkeuksena erittäin painavat syyt, joiden vuoksi verkkoyhtiöille voidaan antaa lisäaikaa vaatimusten täyttämiseen. (Sähkömarkkinalaki 588/2013).

Sähkön toimitusvarmuuden vaatimusten tiukentaminen on johtanut siihen, että verkkoyhtiöt investoivat niin sanottuihin säävarmoinhin verkkoihin. Sähköverkkoyhtiöiden kehittämissuunnitelmien mukaan vuosien 2014–2028 aikana sähköverkkoyhtiöt investoivat verkkoihinsa yhteensä noin 9 miljardia euroa. Tässä on huomioitava, että jo pelkästään entisen kaltaisen verkon ylläpitoon menee noin 6–7 miljardia euroa vuosien 2014–2028 aikana. Lain vaikutusarvioinnin mukaan kasvaneiden vaatimusten tuomat kustannukset olisivat 3,5 miljardia euroa, mikä sähköverkkoyhtiöiden toimittamien tietojen mukaan on hyvä arvio. (Energiavirasto 2017e.)

Myös Fingrid investoi kantaverkkoon vuosina 2015–2025 yhteensä 1,2 miljardia euroa, mikä tarkoittaa yli 100 miljoonan euron investointeja vuosittain (Fingrid Oyj 2017d).

4 AVOJOHDOT SUURJÄNNITEVERKOISSA

Ilmajohdo on johto, joka ripustetaan kiinnikkeillä eristimiä apuna käyttäen pylväiden varaan. Ilmajohdoista suurjänniteverkoissa käytetään pääasiassa avojohdoja, jotka voidaan jakaa kahteen eri luokkaan: päällystämättömiin (kuva 7) ja päällystettyihin avojohdoin. Avojohtolla tarkoitetaan ilmajohdoja, jossa jokainen johdin on kiinnitetty erilleen toisistaan. (Korpinen 2017, 5.)



KUVA 7. Päällystämättömän avojohdon poikkileikkauskuva (Prysmian 2011, 1).

4.1 Käyttö Suomessa

Päällystämätön avojohdo on nimensä mukaisesti päällystämätön eli paljas johto, jonka johdinmateriaalina käytetään alumiinijohtimia, teräsvahvisteisia alumiinijohtimia sekä erilaisia alumiiniseosjohtimia. Päällystetyt avojohdot vastaavat muilta osin päällystämättömiä avojohdoja, mutta niiden päällä on muovinen eristekerros. Päällystettyjä avojohdoja käytetään lähinnä keskijännitteillä, koska lisäeristyksen vuoksi ne voidaan asentaa pienempään tilaan kuin päällystämättömät avojohdot. Tämä tarkoittaa ilmajohdoilla pienempää johtokatua ja parempaa suojausta häiriöiltä. Suomen suurjänniteverkoissa käytetään pääsääntöisesti päällystämättömiä avojohdoja sähkön siirrossa muun muassa niiden halvemmän hinnan vuoksi. (Korpinen 2017, 5.)

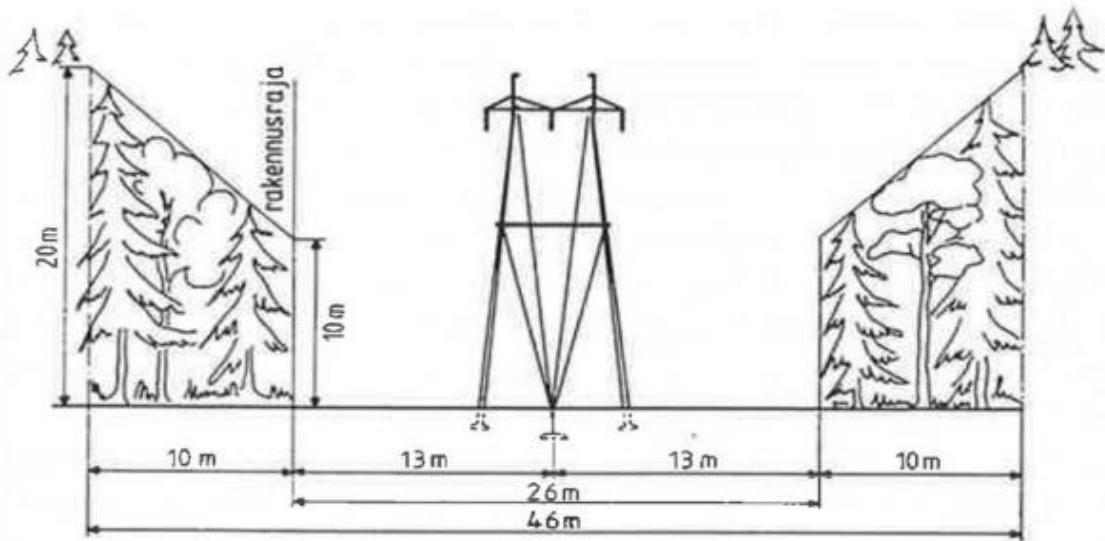
4.2 Johtoalue

Ennen uuden ilmajohtolinjan rakentamista tulee linjalle raivata tarvittaessa uusi johtoaukea uuden linjan pylväille. Johtoaukean koko määräytyy johdon jännitetason mukaan. (Elovaara & Haarla 2011b, 268–269.) Taulukosta 1 on nähtävissä johtoaukean leveys eri jännitetasoilla.

TAULUKKO 1. Johtoaukean leveys eri jännitetasoilla (Fingrid Oyj 2017e, 3).

Jännitetaso	Johtoaukean leveys
110 kV	26–30 m
220 kV	32–38 m
400 kV	36–42 m

Johtoaukean molemmille puolille tulee lisäksi tehdä reunavyöhykkeet, joiden leveys on 10 metriä. Kun halutaan puhua johtoaukeasta ja reunavyöhykkeistä kokonaisuutena, voidaan käyttää termiä johtoalue. (Elovaara & Haarla 2011b, 267.) Kuvassa 8 on esimerkki 110 kV:n johtoalueesta.



KUVA 8. Johtoalueen koko 110 kV:n jännitetasolla, mikä koostuu johtoaukeasta ja reu-
navyöhykkeistä (Elovaara & Haarla 2011b, 269).

4.3 Pylväät

Ilmajohdot asennetaan pylväiden varaan, jotka valmistetaan teräksestä, alumiiniseok-
sista tai puusta. Suomen kantaverkossa käytettiin ennen 110 kV:n ja 220 kV:n jännite-
tasoilla puupylväitä, mutta nykyään pylväät tehdään teräksestä. 400 kV:n pylväät ovat
aina olleet teräksisiä. (Fingrid Oyj 2017f.) Alumiinisten pylväiden käytöstä on Suomessa
luovuttu, koska alumiinipylväissä esiintyy iän myötä jännityskorroosiota, mikä saa pyl-
vään pahimmassa tapauksessa sortumaan (Elovaara & Haarla 2011b, 265).

Pylväät ovat käyttötarpeen mukaan erilaisia. Suorilla johto-osuuksilla käytetään ripus-
tuspylväitä, joihin ei kohdistu suuria veto- tai sivuttaissuuntaisia rasituksia. Johdon
suunnan muuttuessa käytetään kulmapylväitä, joihin kohdistuu johdon kulkusuuntaan
nähdessä suuret poikittaiset voimat. Kiristuspylväitä käytetään johdon kiristämiseen ja
kiristuspylväisiin kohdistuu molempiin suuntiin johdon suuntaiset, eri suuruiset voimat.
Lisäksi käytetään päätepylväitä, joihin kohdistuu johdon suuntaisesti voimaa vain toi-
selle puolelle. (Elovaara & Haarla 2011b, 264–268.)

4.3.1 Vapaasti seisova pylväs

Vaikka kahdella pylvällä olisi sama käyttötarkoitus, ne voivat silti olla rakenteeltaan erilaisia. Pylväs voi olla vapaasti seisova pylväs tai harustettu pylväs. Vapaasti seisova pylväs (kuva 9) ei tarvitse haruksia ja seisoo näin nimensä mukaisesti vapaasti. Haruksien puute aiheuttaa kuitenkin haittoja. Vapaasti seisovaan pylvääseen kuuluu enemmän materiaaleja, koska siihen kohdistuu puristuksen ja vedon lisäksi myös taivutusvoima. Tämä johtaa siihen, että pylvään on kestävä suurempia siihen kohdistuvia voimia. Vapaasti seisova pylväs on usein myös korkeampi kuin harustettu pylväs, joten se on alttiimpi ukkoselle ja erottuu maisemasta selvemmin. (Elovaara & Haarla 2011b, 266–268.)

Vapaasti seisovalla pylvällä on kuitenkin etuja verrattuna harustettuun pylvääseen. Koska vapaasti seisova pylväs ei tarvitse haruksia, se ei vaadi yhtä suurta johtoaluetta kuin harustettu pylväs. Kaksoisjohdon rakentaminen on myös huomattavasti helpompaa vapaasti seisovilla pylvällä. Kaksoisjohdolla tarkoitetaan kahden linjan ripustamista samaan pylvääseen, jolloin johtoja on yhteensä kuusi ukkosjohtimien lisäksi. (Elovaara & Haarla 2011b, 266–268.)

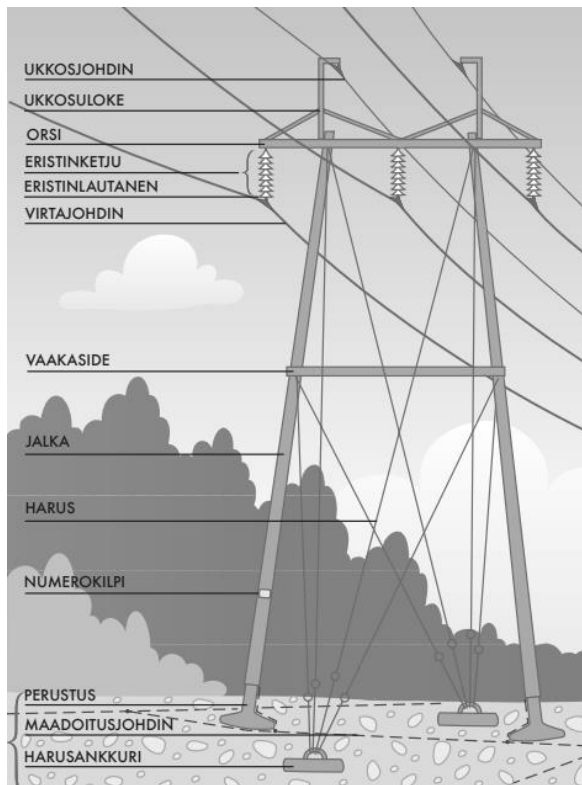


KUVA 9. Vapaasti seisova 110 kV:n pylväs (Määttä 2004).

4.3.2 Harustettu pylväs

Harustettu pylväs (kuva 10) tarjoaa omat etunsa ja haittansa verrattuna vapaasti seisovaan pylvääseen. Harustettu pylväs on usein kevyempi ja halvempi vaihtoehto verrattuna vapaasti seisovaan pylvääseen. Harustettu pylväs on matalampi ja sopii hyvin Suomen olosuhteisiin, koska Suomessa ei ole suuria korkeuseroja. Matalampi pylväs ei ole niin altis salamaniskuille ja maastoutuu paremmin ympäristöönsä. Harukset antavat pylväälle lisää jäykkyyttä ja stabiiliutta, jolloin itse pylvään rakentamisessa säästetään materiaalikustannuksissa. (Elovaara & Haarla 2011b, 266–268.)

Yksi harustettujen pylväiden haitta on se, että ne vaativat leveämmän johtoaukean haruksien vuoksi. Lisäksi kaksoisjohdon rakentaminen on vaikeampaa. Harustettu pylvästarjoaa kuitenkin erityisesti Suomen olosuhteisiin lukuisia etuja ja se onkin Suomen siirto- ja jakeluverkoissa eniten käytetty pylvästyyppi. (Elovaara & Haarla 2011b, 266–268.)



KUVA 10. Harustettu portaalipylvä (Fingrid Oyj 2017e, 3).

4.4 Eristimet

Jotta ilmajohdot saadaan eristettyä johtavista pylväsrakenteista, käytetään johtojen ripustamiseen eristimiä. Eristinlautasten materiaali on usein posliinia tai lasia, mutta myös erilaisia moniaine-eristimiä on käytössä. Lasi on varsinkin uusissa verkoissa suosittu materiaali, koska hajonneen eristinlautasen huomaa helpommin. (Korpinen 2017, 7.) Jännitetasosta riippuen eristinketjun pituus vaihtelee, 110 kV:n johdoilla se on noin yksi metri (6–8 eristinlautasta), 220 kV:n johdoilla noin kaksi metriä (10–12 eristinlautasta) ja 400 kV:n johdoilla noin neljä metriä (18–21 eristinlautasta). (Fingrid Oyj 2017e, 3.)

Eristimiä on rakenteellisesta näkökulmasta katsottuna kahta erilaista tyyppiä, tukieristimiä sekä riippueristimiä. Tukieristimiä käytetään esimerkiksi sähköasemilla, kun eristin nimensä mukaisesti tukee sähköjohtoa ja riippueristimiä käytetään esimerkiksi siirtoverkon pylväissä, kuten kuvassa 9 näkyy. (Elovaara & Haarla 2011b, 272–273.)

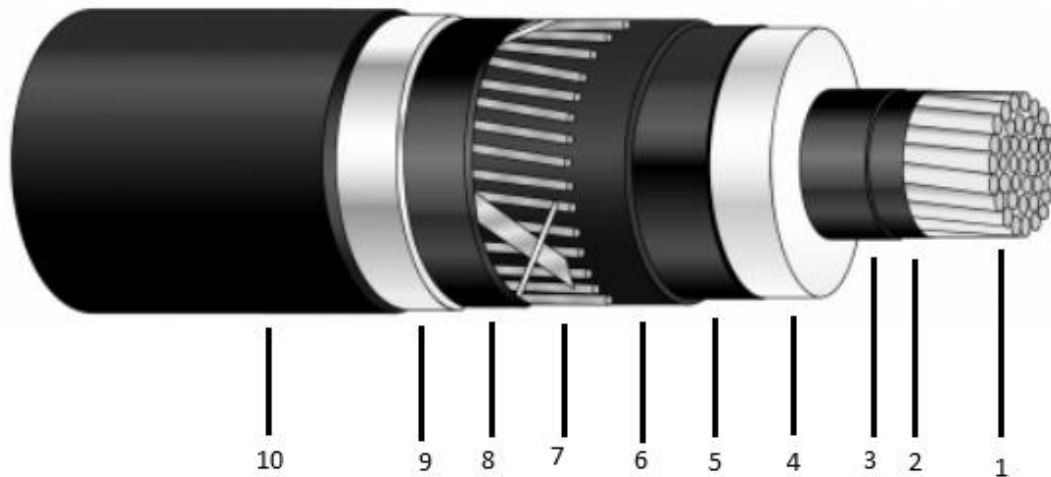
4.5 Kustannukset

Ilmajohdoilla lisäkustannuksia tuo sen elinkaaren aikana tapahtuvat ylläpito- ja huoltotyöt. Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid tarkastaa ilmajohdot 1–3 vuoden välein. Tarkastuksien yhteydessä tutkitaan johtoaluetta ja sen rakennetta (kasvustot, kaivannot yms.), pylväsrakenteita (missä kunnossa ne ovat, onko kallistumia tai vaurioita) sekä eristimien ja johtojen kuntoa. Aiemmin mainittujen tarkastuksien lisäksi tehdään myös tarvittaessa erillisiä erikoistarkastuksia, jolloin tarkastellaan ilmajohtolinjan puupylväiden lahovaurioita, maadoituksia, eristimiä ja liitoksia. Talvisin ilmajohdoille tehdään tarvittaessa tarkastuksia tykkylumen varalta ja helikopterilla niin sanottua ”huurreparitointia”, joiden yhteydessä ukkosjohtimien päällä olevaa lunta ja jäätä tarpeen vaatiessa pudotetaan. (Fingrid Oyj 2017f.)

Ilmajohtolinjojen voimajohtoaukeat raivataan 5–8 vuoden välein. Reunavyöhykkeen puusto käsitellään 10–25 vuoden välein. Kun kaikki tässä luvussa mainitut ilmajohtojen ylläpito- ja huoltokustannukset otetaan huomioon, nousevat ilmajohtojen eliniän kustannukset huomattavasti. Ilmajohtolinjojen edullisuudesta puhuttaessa näitä ylimääräisiä johdon elinkaaren aikana muodostuvia kustannuksia kuitenkin harvoin otetaan huomioon ja niistä on melkein mahdoton löytää laskelmia. (Fingrid Oyj 2017f.)

5 MAAKAPELOINTI SUURJÄNNITEVERKOISSA

Kaapelilla tarkoitetaan johtoa, jolla on kosteutta ja korroosiota kestävä sekä mekaaniselta vahingoittumiselta suojaava vaippa ja jonka sisällä on yksi tai useampi johdin (kuva 11) (Elovaara & Haarla 2011b, 303).



KUVA 11. Suurjännitekaapelin poikkileikkaus: 1. Johdin, 2. Johdinsuojanauhoitus, 3. Johdinsuoja, 4. Eristys, 5. Hohtosuoja, 6. Kosketussuojanauhoitus, 7. Kosketussuoja, 8. Kosketussuojanauhoitus, 9. Alumiinilaminaatti, 10. Ulkovaippa (Reka Kaapeli Oy 2017, 1).

Maakaapelointi mahdollistaa sen, että sähköverkko on paremmin suojattu esimerkiksi sääilmiöiltä ja ilkvallalta. Siinä missä ilmajohtoverkko on erittäin altis esimerkiksi ukkoselle, tuulelle ja lumelle, on maakaapeli näiltä sääilmiöiltä suojassa. Maakaapelin asennukseen vaadittava johtokatu on usein myös pienempi kuin ilmajohtoilla. (Ymparisto.fi 2013.)

5.1 Käyttö Suomessa

Maakaapelointi suurjänniteverkoissa on Suomessa pääasiallisesti toteutettu vain tilanteissa, joissa avojohtoja ei voida käyttää. Tällaisia paikkoja ovat esimerkiksi kaupunkien ja taajamien jakeluverkot. (Korpinen 2017, 8.)

TAULUKKO 2. Kymmenen jakeluyhtiötä, joilla on hallussaan eniten 110 kV:n verkkoa (Energiavirasto 2017a).

Yhtiö	110 kV:n verkon pituus, km	110 kV:n verkon maakaapelointiaste, %
Caruna Oy	1910,0	1,22
Elenia Oy	1139,1	0,43
EPV Alueverkko Oy	734,3	0,22
Savon Voima Verkko Oy	510,9	0,00
Järvi-Suomen Energia Oy	431,3	0,06
Herrfors Nät-Verkko Oy Ab	406,1	0,00
Tornionlaakson Sähkö Oy	300,9	0,00
PKS Sähkönsiirto Oy	255,5	0,00
Loiste Sähköverkko Oy	245,5	2,24
Koillis-Lapin Sähkö Oy	214,0	0,00

Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj on omalta osaltaan tutkinut maakaapelointia vaihtoehtona verkon rakentamiselle. Suomen 14 600 kilometriä pitkässä kantaverkossa kaapelia on 320 kilometriä, mutta se muodostuu lähinnä merikaapeleista, jotka yhdistävät Ruotsin ja Viron sähköverkot Suomen sähköverkkoon. Nämä kaapelit ovat tasisähköyhteyksiä, eivätkä vaihtosähköllä toimivia yhteyksiä kuten muu kantaverkko. Fingrid ei ole kaapeloanut kantaverkkoa vedoten teknisiin ja taloudellisiin syihin. (Fingrid Oyj 2016.)

Kaapeleiden käyttö on jo pitkään ollut ainoa vaihtoehto sähköverkon rakentamiselle Euroopassa suurkaupunkien alueilla. Tämä johtuu siitä, että suurissa kaupungeissa ei ole tilaa ilmajohtoille. Käyttövarmuuden parantaminen ja ympäristölliset asiat, kuten esimerkiksi magneettikentät ja maiseman suojelu, ovat johtaneet siihen, että sähköverkkoa kaapeloidaan myös taajamissa sekä niiden reuna-alueilla, joskus myös taajamien ulkopuolella. Esimerkiksi Ruotsissa alueverkkoja ja niiden tärkeimpiä 130 kV:n yhteyksiä kaapeloidaan käyttövarmuuden parantamiseksi. Myös Tanskassa ollaan liikkumassa samaan suuntaan, sillä maan energiainisteriö on päättänyt, että maan omistaman verkkoyhtiö Energinet.dk:n on kaapeloitava kaikki enintään 150 kV:n ilmajohtoyhteydet. (Elovaara & Haarla 2011b, 306.)

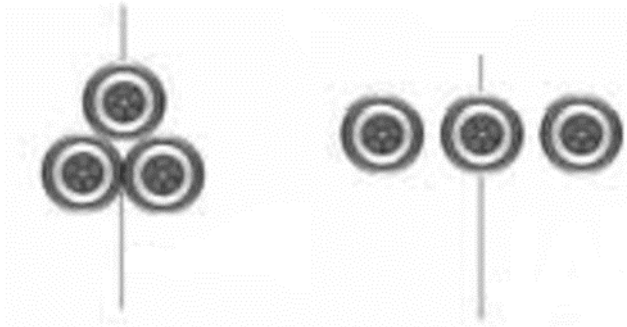
5.2 Kuormitettavuus

Kaapelin kuormitettavuudella tarkoitetaan virtaa ja tehoa, mikä kaapelilla voidaan siirtää. Kuormitettavuuteen vaikuttavat muun muassa kaapelin poikkipinta-ala, materiaali, rakenne, asennustapa, asennusolosuhteet sekä maadoitustapa. (Hämäläinen 2013, 17.)

Maakaapeli-asennukset eroavat kuormitettavuuden laskennassa ilmajohtoasennuksista, sillä maakaapeleilla kuormitettavuuteen vaikuttaa maaperän lämpötila ja lämpöresistiivisyys sekä kaapelin asennussyvyys. Tässä on lisäksi otettava huomioon se, että kaapelireitin ollessa pitkä, voivat kaapelin asennusolosuhteet vaihdella matkan varrella. Maakaapeli-asennuksessa on otettava huomioon myös muu maan alle rakennettu infra, kuten esimerkiksi vesi- ja viemäriputket. Lämminvesiputket lämmittävät kaapelia ja huonontavat näin kaapelin kuormitettavuutta. Kaapelin kuormitettavuus tulee aina mitoittaa kaapelireitin huonoimman kohdan mukaan, eli alhaisimman kuormitettavuusarvon mukaan. Kuormitettavuuden parantamiseksi voidaan maahan asennettu kaapeli ympäröidä täyttemateriaalilla, joka johtaa hyvin lämpöä. (Suomi 2010, 7.)

Suurjännitekaapelit voidaan asentaa maahan joko tasoon tai kolmioon (kuva 12), riippuen siitä kumpi tapa on kannattavampi. Asennettaessa kaapelit symmetrisesti kolmioon eri vaiheiden magneettikentät kompensoituvat keskenään paremmin verrattaessa

tasoasennukseen. Kolmioasennuksessa kosketussuojiiin indusoituu myös pienempi jännite ja virta, joten kolmioasennus on usein tasoasennusta parempi vaihtoehto kuormitettavuuden kannalta. (Suomi 2010, 11.)



KUVA 12. Kaapeleita asennettuna kolmioon (vasen) ja tasoon (oikea) (ABB 2018, 12).

5.2.1 Asentaminen tasoon

Kaapelin poikkipinnan suurentuessa myös kuormitettavuuserot tasoon ja kolmioon asennetuilla kaapeleilla kasvavat, koska johdinhäviöiden ja kosketussuojan tehohäviöiden suhteet muuttuvat. Erityisesti poikkipinnaltaan pienillä kaapeleilla kaapeleiden välinen lämpövaikutus korostuu, jonka vuoksi tasoasennus on kuormitettavuuden näkökannalta parempi vaihtoehto verrattuna kolmioasennukseen vain poikkipinnaltaan pienillä alumiinijohtimilla. (Suomi 2010, 11.)

Koska tasoon asennettu maakaapeli tarjoaa huonomman kuormitettavuuden ja yleisesti huonommat ominaisuudet kuin vastaava kolmioasennus, käytetään sitä yleensä vain paikoissa, joissa kolmioasennusta ei voida käyttää. Tasoon asennettuna maakaapelit tuottavat suuremman magneettikentän ympärilleen kuin vastaava kolmioon asennettu maakaapeli. Pienillä kuormitusvirroilla se ei välttämättä tuota ongelmia, mutta esimerkiksi luvussa 5.5.4 esiteltävässä anturamuottiasennuksessa tasoon asennettu kaapeli saattaa yhdessä anturamuotin raudoitusten kanssa aiheuttaa kuormitettavuudelle ongelmia, koska mitä suurempi virta kaapelissa kulkee, sitä suuremman virran se indusoi anturamuotin rautaosiin. Tällöin rautaosissa syntyvien tehohäviöiden lämpövaikutus saattaa vaikuttaa kaapelin kuormitettavuuteen. (Hämäläinen 2013, 17–18.)

5.2.2 Asentaminen kolmioon

Kuvassa 12 vasemmalla puolella näkyy kaapeli asennettuna kolmioon. Kolmioasennuksessa vaihevirtojen magneettikentät kumoavat toisiaan, jolloin kosketussuojissa kulkevat virrat pienenevät. Koska kosketussuojissa siirtyy vähemmän virtaa, kaapelin kuormitettavuus on suurempi kuin vastaavassa tasoasennuksessa. Tämä koskee tilannetta, jossa on suljettu kosketussuojapiiri. (Hämäläinen 2013, 17.) Lisää kosketussuojien kytkentätavoista kerrotaan luvussa 5.2.4.

Kun kaapeleiden välistä etäisyyttä kasvatetaan, magneettikentän vaikutusalue suurenee, mutta huippuarvo pysyy ennallaan. Tällöin vaihevirtojen aiheuttamat magneettikentät eivät kompensoi toisiaan lähikentässä. Eli kasvattamalla kaapelien välistä etäisyyttä saadaan kuormitettavuutta parannettua, kun kaapeleiden kosketussuojapiiri on avoin tai vuoroteltu. Kolmioasennusta käytetään kuitenkin usein muun muassa sen pienemmän tilantarpeen vuoksi. Kolmiossa kaapelit on edullisinta asentaa kiinni toisiinsa, jolloin ne vievät vähemmän tilaa ja tarvitsevat pienemmän kaapeliojan. (Hämäläinen 2013, 17.)

5.2.3 Täytemateriaali

Maakaapelin kuormitettavuutta laskettaessa on kiinnitettävä huomiota myös kaapelia ympäröivään maa-ainekseen. Kun kaapelin kuormitettavuutta halutaan parantaa, voidaan kaapeliojassa kaapelin ympärys täyttää materiaalilla, jolla on hyvä lämmönjohtavuus. Tällöin kaapelissa syntyvä lämpö siirtyy tehokkaammin pois kaapelista ja kuormitettavuutta laskettaessa voidaan käyttää parempaa korjauskerrointa. Tällaisia täytemateriaaleja voivat olla esimerkiksi hiekka, betoni tai weak-mix. Weak-mix tarkoittaa sementin, hiekan ja veden sekoitusta, joiden suhteita muuttamalla voidaan tehdä haluttunlaista massaa. Maakaapeloinnissa massasta tehdään yleensä sellaista, että se ei vahingoita kaapelia, mutta mahdollistaisi kuitenkin kaapeliin käsiksi pääsemisen tarvittaessa myöhemmin. Massa on kestävä ja kovaa, mutta kevyttä. Weak-mixin lämmönjohtavuus riippuu kuitenkin sen kosteudesta: mitä kosteampi massa on, sitä paremmin se johtaa lämpöä. (Hämäläinen 2013, 18–20.)

Useimmiten maakaapeloinnissa käytetään täytemateriaalina hiekkaa, koska se on edullista ja sitä on helposti saatavilla. Betonilla on kuitenkin erittäin hyvä lämmönjohtavuus verrattuna esimerkiksi hiekkaan, mikä tekee siitä ihanteellisen täytemateriaalin koh-teissa, joissa täytemateriaalin tulee olla mahdollisimman hyvin lämpöä johtavaa. (Hämäläinen 2013, 19.)

5.3 Kosketussuojan maadoittaminen

Kaapelin kosketussuojien maadoittamisen tarkoituksena on maadoittaa kaapelissa käytön aikana syntyvät varaus- ja vikavirrat. Vaihtovirta aiheuttaa kaapeliin pyörrevirtoja, jotka aiheuttavat häviöitä ja vaikuttavat kaapelin kuormitettavuuteen ja joiden suuruus riippuu käytettävästä maadoitustavasta. Kosketussuojan maadoitustapa vaikuttaa kaapelin kosketussuojassa kiertävien virtojen suuruuteen. (Hämäläinen 2013, 20.)

5.3.1 Maadoittaminen toisesta päästä

Maadoittaminen toisesta päästä eli single bonding on nimensä mukaisesti maadoitustapa, jossa kaapelin kosketussuojat maadoitetaan vain toisesta päästä. Tätä tapaa voidaan käyttää, kun tehohäviöt halutaan saada pienemmiksi. Kun kaapeli maadoitetaan vain toisesta päästä, kosketussuojiin ei synny maadoittamisesta johtuvaa virtapiiriä eikä näin ollen ylimääräistä lämpenemistäkään tapahdu. Kaapelin maadoittamattomaan päähän syntyy potentiaaliero kaapelin kosketussuojan ja maan välille, joten kaapeli on siitä päästä suojattava vaippajännitteen rajoittimella. Vaippajännitteen rajoitin (SVL, Sheath Voltage Limiter) on ylijännitesuoja, joka estää kaapelin vaipassa indusoituneen jännitteen kasvun vikatapauksissa. (Hämäläinen 2013, 21–22.)

Maadoittamattomassa päässä syntyvä jännite-ero kasvaa kaapelin virran ja pituuden mukaan, joten maadoittaminen toisesta päästä ei sovellu pitkille kaapelivedoille. Yleensä toisesta päästä maadoittamista käytetäänkin vain alle yhden kilometrin pituisilla kaapelivedoilla, koska maadoittamattomassa päässä syntyvä jännite-ero saattaa aiheuttaa läpilyöntejä. On myös huomioitava, että maadoitetussa päässä vikavirta kulkee vaihejohtimesta kosketussuojan kautta maadoitukseen maasulun aikana. (Hämäläinen 2013, 21–22.)

5.3.2 Maadoittaminen molemmista päistä

Maadoittaminen molemmista päistä eli solid bonding on kaapelin maadoitustapa, jossa myös kaapelin kosketussuojat on kytketty yhteen ja maadoitukseen. Tällöin kaapelin maadoittaminen aiheuttaa induktiojännitteitä, jotka taas aiheuttavat kiertäviä virtoja kosketussuojiiin. Nämä virrat taas puolestaan aiheuttavat tehohäviöitä. Toisin kuin vain toisesta päästä maadoittamalla, ei molemmista päistä maadoitettaessa indusoidu suuria jännitteitä kosketussuojaan. Kun vielä maadoitusimpedanssi on pieni, erillistä vaippajännitteen rajoitinta ei tarvita. (Hämäläinen 2013, 20.)

Molemmista päistä maadoittamista käytetään usein kaapeliyhteyksillä, joissa kuormitusvirta on pieni tai suurivirtaisilla kolmioon asennettavilla kaapeleilla sekä pitkillä kaapelivedoilla. (Hämäläinen 2013, 21.)

5.3.3 Maadoittaminen vaippoja vuorottelemalla

Maadoittaminen vaippoja vuorottelemalla eli cross-bonding on maadoitustapa, jossa kaapeli maadoitetaan molemmista päistä ilman maan kautta kulkevaa virtapiiriä ja ilman sen aiheuttamia tehohäviöitä. Cross-bondingia käytettäessä kaapelin kosketussuojia vuorotellaan ristiin eri vaiheiden välillä ja maadoitetaan epälineaaristen vastusten kautta, jolloin kosketussuojissa syntyvää jännitettä saadaan rajoitettua. (Hämäläinen 2013, 22.)

Vaippojen vuorottelu on suositeltavaa pitkillä kaapeliyhteyksillä ja erityisesti tasoon asennetuilla kaapeleilla. Maadoituksen vuorottelu tulee tehdä kuitenkin vähintään kahteen kohtaan yhdellä kaapeliyhteydellä. Jos kaapelit on asennettu kolmioon, riittää pelkkien kosketussuojien vuorottelu, jolloin kaapeleita ei tarvitse vuorotella. Vaippojen vuorottelu on kuitenkin myös kallein näistä kolmesta vaihtoehdosta, koska se vaatii erilliset kytkentäkotelot vuorottelukohtiin. (Hämäläinen 2013, 22–23.)

5.4 Asennussuosituksukset ja standardit

Suurjännitemaakaapelien asennukselle ei ole ainakaan vielä olemassa erillisiä säännöksiä tai standardeja, vaan niiden asentamisessa käytetään SFS-standardeja 6000 ja 6001 sekä valmistajien ohjeita. (Elovaara & Haarla 2011b, 320.)

Vaikka standardien mukaan 0,7 metrin asennussyvyys periaatteessa riittäisi, käytetään 110 kV:n maakaapelien kanssa kuitenkin useasti jopa 1,5 metrin asennussyvyttä siirtoyhteyksien turvaamiseksi, usein kuitenkin noin metrin asennussyvyttä. (Ymparisto.fi 2013.)

Nexans on yksi suurimmista suurjännitekaapelien valmistajista maailmassa ja toimittaa kaapeleita jopa 500 kV:n jännitetasolle asti. Nexans toimittaa kaapelien mukana asennusohjeet, joiden mukaan suurjännitekaapelit tulisi kaivaa maahan yleisellä alueella 1,3–1,5 metrin syvyyteen ja sähköaseman alueella metrin syvyyteen. Syvyys vaaditaan siksi, että mekaaniset vaaratekijät (ajoneuvot, kaivaminen jne.) eivät vahingoittaisi kaapelia. Tämä asennussyvyys takaa myös yleisen turvallisuuden kaapelivian sattuessa. (Nexans 2011, 31.)

5.5 Kaapeliojan kaivaminen

Suurjännitekaapelin kaapelioja tulisi kaivaa kaapelivalmistajan ohjeiden mukaisesti (taulukko 3), jotta kaapeli olisi paremmin suojattu ulkoisilta tekijöiltä. Asennussyvyys on mitattu kaapeliojan pohjaan. Kaapeliojan pohjalle tulee laittaa vähintään 15 senttimetrin paksuinen hiekkakerros tai vaihtoehtoisesti kaapeli tulee asentaa tasaiselle ja sileälle pinnalle, joka ei vaurioita kaapelia. (Nexans 2011, 31.)

TAULUKKO 3. Maakaapelin asennussyvyudet eri suojaustavoilla. (Nexans 2011, 31–33.)

Asennustapa	Kaapelin asennussyvyys vähintään yleisellä alueella	Kaapelin asennussyvyys vähintään sähköaseman alueella
Ilman mekaanista suojausta	1,3–1,5 m	1,0 m
Kaapelin asentaminen putkeen	1,5 m	0,9 m
Kaapelin suojaaminen betonimallalla	0,6 m	0,6 m

Kaapeliojan leveys määräytyy useiden eri tekijöiden perusteella, kuten kaapelityypin ja halutun virransiirtokapasiteetin mukaan. Mekaaniseen suojaukseen käytetty tapa saattaa myös vaikuttaa kaapeliojan leveyteen. Nexans suosittelee vähintään 70 senttimetrin etäisyyttä eri siirtolinjojen välillä. (Nexans 2011, 31–33.)

5.6 Mekaaninen suojaus

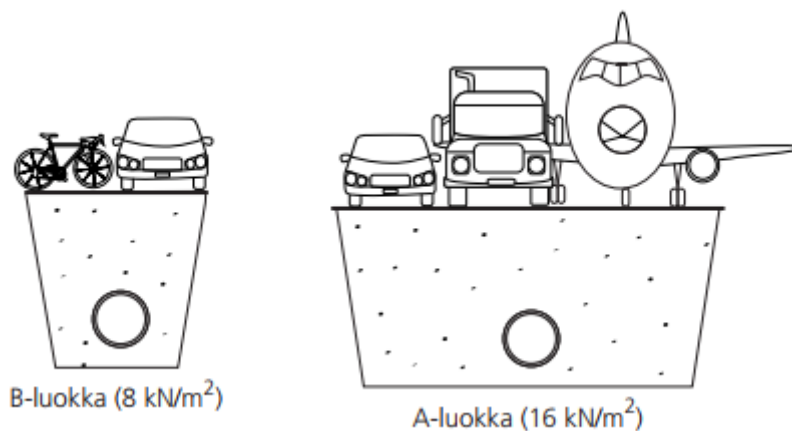
Koska maakaapelit ovat maahan asennettuna alttiina useille maan päällä tapahtuville töille, tulee ne tarvittaessa suojata mekaanisesti. Jos kaapeli sijaitsee ajoradan läheisyydessä tai jos alueella tulevaisuudessa mahdollisesti tehdään maanrakennus- tai kaivuutöitä, on suositeltavaa parantaa kaapelien mekaanista suojausta. Mekaanisella suojauksella saadaan myös parannettua verkon käyttövarmuutta tarvittaessa. On myös huomioitava, että liikennevirasto vaatii maakaapelien mekaanisen suojaamisen esimerkiksi teiden alituksissa. (Hämäläinen 2013, 10.)

Kaapelien mekaaniseen suojaukseen on erilaisia tapoja ja siihen voidaan käyttää esimerkiksi suojaputkia, betonilaattoja, betonielementtejä, anturamuotteja tai aiempien suojaustapojen erilaisia yhdistelmiä (Hämäläinen 2013, 10).

5.6.1 Mekaaninen suojaus suojaputkella

Kaapelinsuojaputket on jaettu rengasjäykkyyden ja iskulujuuden mukaisesti kolmeen luokkaan, joissa rengasjäykkyys SN ilmoitetaan neliömetrille kohdistuvan paineen mukaan:

- SN 8/B (8 kN/m²)
- SN 16/A (16 kN/m²)
- SN 30 (30kN/m²) (Pipelife Finland Oy 2016, 18).



KUVA 13. Kaapelinsuojaputkien suojausluokat A ja B: havainnollistava kuva käyttökohteista (Pipelife Finland Oy 2016, 18).

SN 8/B-lujuusluokan kaapelinsuojaputkia käytetään keskiraskaan kuormituksen kohteissa (kuva 13). Tällaisia käyttötarkoituksia ovat esimerkiksi maanvaraiset putkitukset raskaan liikenteen alueen ulkopuolella, kevyen liikenteen väylien alitukset tai raskaan liikenteen alueet tapauksissa, joissa mekaanisen suojauksen vaatimukset täyttyvät jollakin muulla tavalla, kuten esimerkiksi betonielementeillä. (Pipelife Finland Oy 2016 18.)

SN 16/A-lujuusluokan kaapelinsuojaputkia käytetään raskaan kuormituksen kohteissa (kuva 13). Tällaisia käyttötarkoituksia ovat esimerkiksi maanvaraiset putkitukset ja hiekkavaipaiset kanavat raskaan liikenteen alueilla sekä teiden alituksissa. (Pipelife Finland Oy 2016, 18.)

SN 30-lujuusluokka on erikoistarpeisiin valmistettu alitusputki, joka on vielä A-luokan putkeakin kestävämpi. Sitä voidaan käyttää tarvittaessa esimerkiksi teiden ja rakenteiden alituksiin tilanteissa, joissa A-luokan kaapelinsuojaputki ei tarjoa riittävää mekaanista suojausta. (Pipelife Finland Oy 2016, 18.)

Lujuusluokat perustuvat standardiin SFS 5608 ja sähkökaapeleiden suojaamiseen käytettävät putket ovat keltaisia tai ne tulee merkitä keltaisella värillä (Pipelife Finland Oy 2016, 19).

Suojaputkien valintaan tulee kiinnittää huomiota, sillä sen halkaisija voi vaikuttaa kaapelin vioittumisriskiin (halkaisijaltaan suuremmalla putkella on varaa painua enemmän sisäänpäin ennen kuin kaapeli vahingoittuu). Lisäksi on pidettävä huolta, että valittu kaapeli mahtuu hyvin putkeen myös asentamisen helpottamiseksi. Esimerkiksi 800 mm² alumiinivoimakkaapelille voidaan käyttää halkaisijaltaan 140 mm tai 160 mm putkea. Kaapelin poikkipinnan kasvaessa tulee myös suojaputken halkaisijan kasvaa. (Hämäläinen 2013, 11–12.)

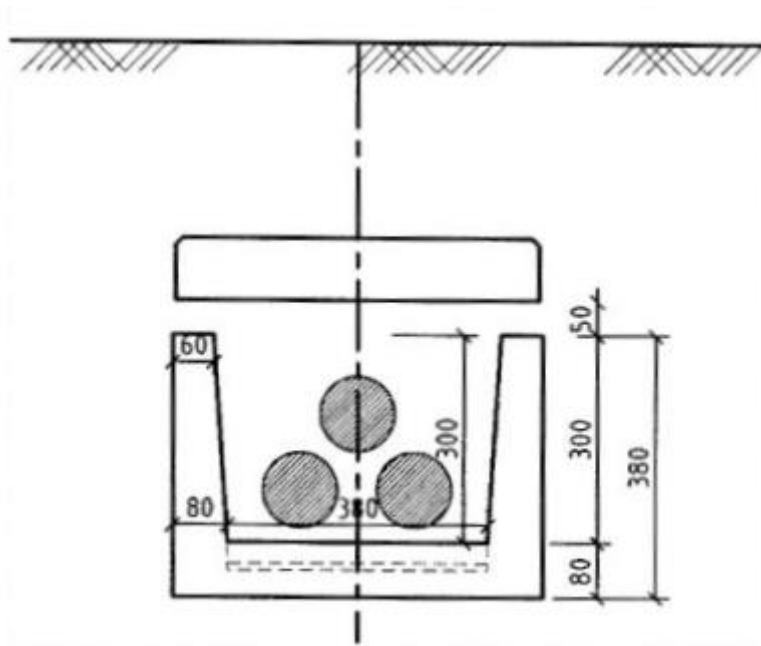
Kaapelireiteillä ja alueilla, joissa käyttövarmuutta ei ole tarvetta parantaa tai mikäli maanrakennustyöt eivät ole suuri uhka, voidaan mekaaniseen suojaukseen käyttää esimerkiksi pelkkää suojaputkea. Tällöin kaapelit asennetaan kaapelinsuojaputkissa kaapelikaivantoon, jonka jälkeen ne peitellään hiekalla tai soralla. Ilman mekaanista lisäsuojaa asennettu kaapeli on alttiimpi vaurioille, mutta samalla myös edullisempi, koska asennus- ja materiaalikustannukset pienenevät. (Hämäläinen 2013, 14.)

5.6.2 Mekaaninen suojaus betonikannella

Kun ei ole tarvetta selvästi parantaa kaapelin siirtovarmuutta tai jos kyseessä ei ole suuressa vaurioriskissä oleva kaapeli, voidaan kaapelin lisäsuojaamiseen käyttää betonikansia. Betonikansia käytettäessä kaapelit asennetaan kaapelinsuojaputkeen ja peitetään hiekalla, jonka päälle kansi laitetaan. Kaapelinsuojaputkena suositellaan käytettäväksi A-luokan suojaputkea, koska betonikansi suojaaa vain yläpuolelta tulevilta iskuilta. (Hämäläinen 2013, 12.)

5.6.3 Mekaaninen suojaus betonielementillä ja betonikannella

Betonielementtien ja betonilaattojen yhdistelmä on suosittu erityisesti kriittisimmissä kohteissa ja käyttövarmuuden parantamisessa, sillä se antaa kaapeleille luotettavan suojauksen jokaisesta suunnasta. Betonielementtejä on käytetty 110 kV:n kaapeleiden suojaamiseen muun muassa Helsingissä keskustan alueella. Elementtien koko voi vaihdella, mutta Helsingissä on käytetty esimerkiksi 3000 x 300 x 540 mm:n kokoisia elementtejä, joiden massa on noin 530 kg. Betonielementti sisältää valmiiksi raudoituksen ja elementti hitsataan toiseen maahan asennettavaan elementtiin kiinni ruostumattomien teräslaattojen avulla. Elementtiin asennetaan suojaputket, joihin kaapelit myöhemmin asennetaan ja se täytetään lopuksi esimerkiksi hiekalla. Betonielementtiä käytettäessä riittää kaapelin suojaputkeksi B-luokan suojaputki, koska elementti antaa kaapelille tarvittavan mekaanisen suojauksen. (Hämäläinen 2013, 10.)



KUVA 14. Periaatekuva betonielementistä ja betonikannesta (Hämäläinen 2013, 11).

5.6.4 Mekaaninen suojaus anturamuotilla

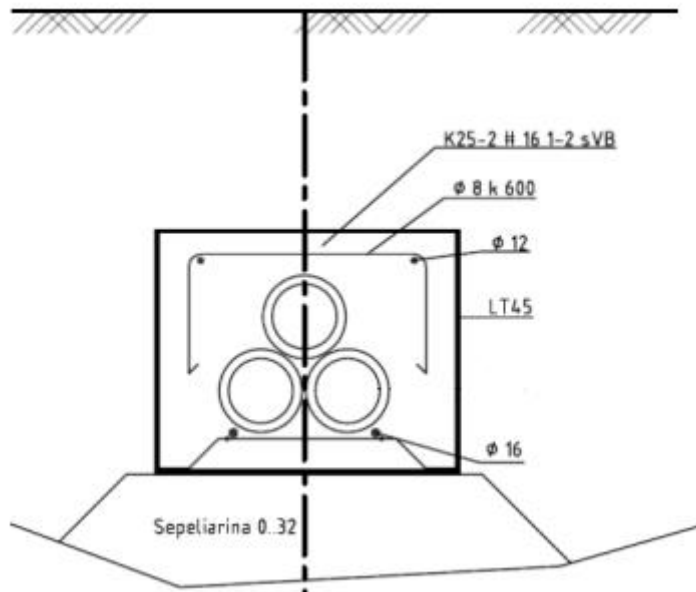
Aiemmin mainittujen betonielementtien tilalla voidaan käyttää myös anturamuotteja (kuva 15). Niiden etuna on helpompi ja nopeampi asennus verrattuna betonielementteihin. Ne myös vievät työmaalla ja varastossa kokonsa puolesta vähemmän tilaa. Ne

tarjoavat kustannustehokkaasti vastaavan mekaanisen suojauksen kuin betonielementit, mutta ovat betonoinnin vuoksi pysyvämpi ratkaisu ja saattavat näin hidastaa esimerkiksi viankorjaustöitä. (Hämäläinen 2013, 13.)



KUVA 15. Asennuskuva, jossa betonielementtiasennuksesta siirrytään anturamuottiasennukseen. Anturamuoteilla saadaan tehtyä joustavammin esimerkiksi mutkia ja käännöksiä. (Hämäläinen 2013, 14.)

Anturamuotissa on reunoilla ja pohjassa raudoitukset. Muottiin asennetaan suojaputket, joihin kaapelit myöhemmin vedetään ja muotti valetaan täyteen betonia (kuva 16) (Hämäläinen 2013, 13).



KUVA 16. Periaatekuva anturamuotista (Hämäläinen 2013, 13).

5.6.5 Mekaaninen suojaus tunnelilla

Suurjännitteisten kaapelien mekaaniseen suojaukseen on käytetty tunneleita vain hyvin harvoissa tapauksissa. Koska tunnelointi on erittäin kallista, on sen käytön oltava perusteltua. Kaapeleita asennetaankin tunneliin usein vain silloin, kun on käytetty EHV-luokan kaapeleita (Extra High Voltage, jännite noin 345–765 kV) ja kun tunneliin on asennettu vähintään kaksi rinnakkaista kaapeliryhmää. Tunneleita käytetään myös siksi, että ne eivät häiritse muita yhteiskunnan toimintoja yhtä paljon kuin normaali maakaapelointi. Tunneleita on käytetty kaapelien suojaamiseen kaupunkien keskuksissa esimerkiksi Lontoossa (kuva 17), Tokiossa ja Berliinissä. (Elovaara & Haarla 2011b, 320.)

Suomessa tunnelointia ei ole vielä tehty suuressa mittakaavassa, mutta Helsingin Kalasatamaan on suunnitteilla 400 kV:n kaapelin rakentaminen tunneliin (Päätökset 2012).



KUVA 17. Suurjännitekaapelia asennetaan tunneliin Lontoossa (National Grid 2018).

5.6.6 Kaapelin asentaminen ilman mekaanista suojaa

Maakaapeli voidaan asentaa ilman mekaanista suojaa, kun sille ei koidu suurta uhkaa ulkoisista tekijöistä. Tällaisia paikkoja voivat olla esimerkiksi harvaan asutut alueet ja metsät. Näissä kohteissa kaapelia asennettaessa kaapeli asennetaan kaapeliojaan, joka täytetään hienojakoisella hiekalla. Kaapelia ympäröivän täytemaan tulee olla hienojakoista, jotta kaapelin vaippakerrokseen ei kohdistu pistemäistä mekaanista rasitusta. (Hämäläinen 2013, 14.)



KUVA 18. Kaapeliojaan asennettua maakaapelia (NCC 2018b).

5.7 Kustannukset

Suurjänniteverkkojen maakaapeloinnin kustannuksista verrattuna avojohdoin on useita erilaisia arvioita. Niissä hintasuhteet vaihtelevat todella paljon. Avojohtoilla kustannukset ovat helpommin laskettavissa. Maakaapeliverkon rakentamisessa kustannuksiin vaikuttaa merkittävästi kaivuutöiden hinta, joka vaihtelee maaperän laadun mukaan. Hintaan vaikuttaa suuresti myös käytettävän mekaanisen suojauksen tyyppi sekä kompensointilaitteiston tarve kaapelin teknisten ominaisuuksien vuoksi. Vertailtaessa avojohdo- ja maakaapeliverkkoa käyttäen suhdelukuja, vaikuttaa suhdelukuun

merkittävästi myös verkon jännitetaso. Koska maakaapelointia on tehty Suomessa vain vähän, voivat kustannusarviot vaihdella suuresti. (Elovaara & Haarla 2011b, 304–306.)

Suomessa 110 kV:n maakaapeliyhteyden hinnan on arvioitu olevan 3–10-kertainen maaperän laadusta riippuen verrattuna vastaavaan avojohtolinjaan. Hintasuhde pienee huomattavasti esimerkiksi kaupunkiympäristössä. (Elovaara & Haarla 2011b, 306.)

Ulkomailta saatujen tietojen perusteella 400 kV:n maakaapeliverkon rakentamiskustannukset verrattuna avojohtoverkkoon voivat olla jopa 14-kertaiset. Vertailussa on mukaan laskettuna kompensointilaitteistojen hinnat. Suhdelukuja tarkasteltaessa on kuitenkin otettava huomioon, että kyseessä on vain hankintakustannukset. Kun mukaan otetaan eri verkkojen elinikä, vikataajuus, korjauskustannukset sekä huollon tarve, voivat kustannukset muuttua huomattavasti suuntaan tai toiseen. (Elovaara & Haarla 2011b, 305.)

6 MAAKAPELI AVOJOHDON VAIHTOEHTONA

Suurjänniteverkoissa käytetään enimmäkseen avojohtoa, jonka eristeenä toimii ilma. Johdon turvaetäisyydet täyttyvät, koska se asennetaan korkealle pylväiden varaan. Maakaapelia käytettäessä näitä etuja ei ole, joten maakaapeleiden valmistaminen on huomattavasti kalliimpaa. Kaapelit on asennettava maahan joko ojiin, kaapelikanaviin tai harvinaisissa tapauksissa tunneleihin. Tällä tavoin vähennetään kaapeleille koituvien mekaanisten vahinkojen määrää. Maakaapeliverkon rakennuskustannukset ovat siten korkeammat kuin avojohtoverkon. (Elovaara & Haarla 2011b, 304.)

6.1 Kaapeloinnin edut

Kaapeleiden etuina verrattuna avojohtoihin ovat

- pienempi tilantarve (ei tarvetta pylväsrakennelmille)
- parempi käyttövarmuus haastavissa ilmasto-olosuhteissa (ukkonen, myrskyt, tykkylumi), koska kaapeli ei ole alttiina sään vaikutuksille
- kosketussuojatut jännitteiset osat
- hyvä reduktiokerroin, jos kaapelilla on paluujohdin tai maadoitettu vaippa, jolloin osa maasulkuvirrasta palaa takaisin syöttölähteeseen paluujohdinta tai vaippaa pitkin eikä maan kautta
- pienempi jännitteenalenema, kun kaapelia verrataan termiseltä siirtokyvyltään vastaavaan avojohtoon (kaapelin poikkipinta-ala on suurempi, jotta kaapelissa syntyviä häviöitä ja lämpötilan nousua saadaan rajoitettua)
- suurempi lyhytaikainen kuormitettavuus kuin vastaavalla avojohdolla, koska kaapelia ympäröivän maan lämpenemiseen kuluu aikaa ja ympäröivä maa jäädyttää kaapelia pidempään
- pienemmät sähkö- ja magneettikentät
- ympäristöystävällisyys (ei esim. melu- tai näköhaittoja) (Elovaara & Haarla 2011b, 304–305).

6.2 Kaapeloinnin haitat

Toisinpäin tarkasteltaessa voidaan myös listata kaapeleiden haittoja verrattuna avojohdotoihin

- korkeampi hinta, suurjänniteverkon maakaapelointi voi kompensointilaitteistoinen tulla pahimmillaan jopa 10–15 kertaa kalliimmaksi kuin avojohtoverkko
- huonompi pitkäaikaisen ylikuormituksen kesto ja huonommat jäähdytysominaisuudet
- pienempi reaktanssi, joten oikosulkuvirtojen rajoituskyky ei ole yhtä hyvä kuin avojohdoilla
- kompensoinnin tarve pitemmillä yhteyksillä
- maahan asennettujen kaapeleiden työläs paikannus, jos työvaiheessa niitä ei merkitä riittävän hyvin karttoihin
- vianpaikantaminen on vaikeampaa ja vikojen korjaaminen voi kestää huomattavasti pidempään
- maakaapeli lämmittää ja kuivattaa ympäröivää maata (Elovaara & Haarla 2011b, 305–306).

6.3 Ympäristölliset näkökannat

Maiseman turmeleminen on yksi suuri syy, miksi maanomistajat vastustavat voimajohtoja omilla maillaan. Voimajohtojen suuret pylväät koetaan häiritseviksi. Tämän vuoksi voimajohtopylväiden muotoiluun ja niiden naamioimiseen on kiinnitetty nykyään enimmäkseen enemmän huomiota. Maakaapeleilla tätä ongelmaa ei ole, koska ne eivät ole näkyvillä. (Elovaara & Haarla 2011a, 484.)

Suomen kantaverkkoyhtiö Fingridillä on panostettu ilmajohtoverkkojen visuaalisuuteen ja Suomessa onkin olemassa niin sanottuja maisemapylväitä 110 kV:n ja 400 kV:n jännitetasoilla. Yksi kuuluisimmista maisemapylväistä on Espoossa sijaitseva ympäristötaideteos nimeltään Sinikurjet. (Elovaara & Haarla 2011a, 484.) Fingridin mukaan uusia maisemapylväitä pyritään sijoittamaan paikkoihin, joissa voimajohtot kulkevat maise-

mallisesti herkissä kohteissa. Niitä voidaan siis käyttää tarvittaessa esimerkiksi taajamissa, vesistön ylityksissä ja vilkkaiden liikenneväylien ylityksissä, kuten Espoossa Kehä III:n vieressä sijaitseva Sinikurjet. (Fingrid Oyj 2017g.)

Ilmajohdot aiheuttavat myös esimerkiksi muuttolinnuille ongelmia, koska muuttolintuja kuolee niiden törmätessä ilmajohtoihin. Tämän vuoksi ilmajohtoihin on asennettu joissakin tapauksissa varoituspalloja. (Fingrid Oyj 2017e, 12.)

6.4 Terveydelliset näkökannat ja turvallisuus

Voimajohdot synnyttävät muiden sähkölaitteiden tapaan ympärilleen sähkö- ja magneettikentän. Magneettikentän suuruuteen vaikuttaa voimajohdon virta, mutta sähkökenttä ei muutu johdon virran mukaan. Avojohtojen sähkö- ja magneettikentät yltävät muutamien kymmenien metrien päähän voimajohdoista. Kenttien suuruuteen vaikuttavat monet asiat, kuten johdon tyyppi, käytetty jännitetaso sekä käytetty pylväsmalli. (Säteilyturvakeskus 2011, 4.)

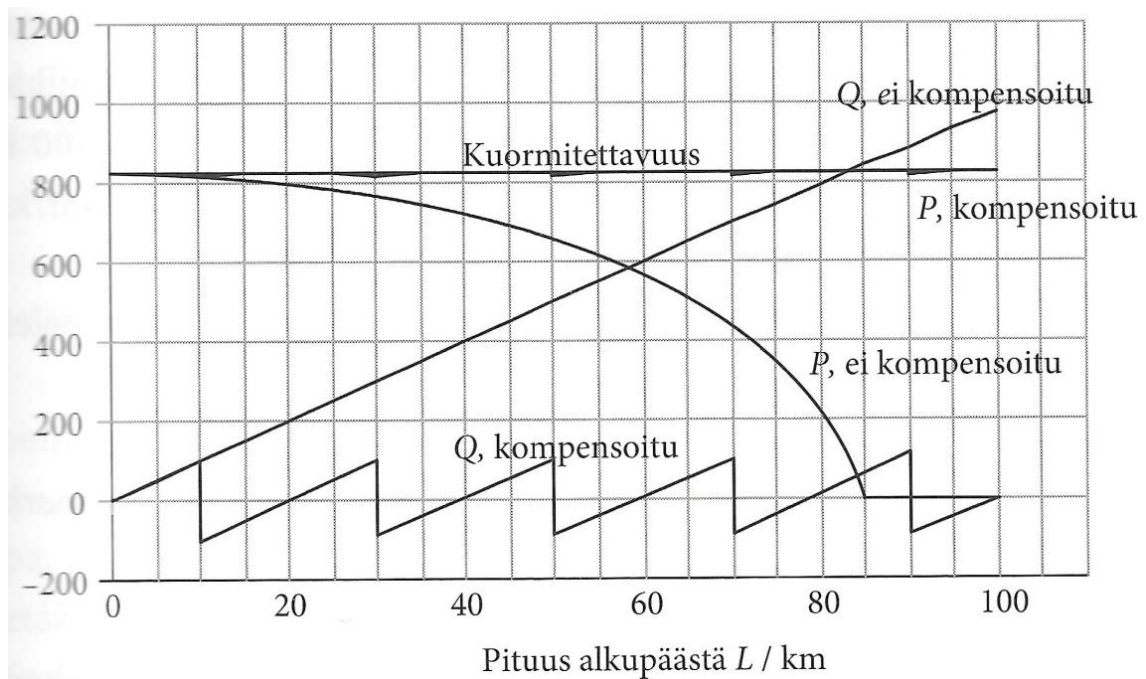
Maakaapeli aiheuttaa maan pinnalle suuremman magneettikentän kuin vastaava avojohto, mutta maakaapelin aiheuttama magneettikenttä ulottuu vain muutaman metrin etäisyydelle kaapelista. Avojohtoilla magneettikenttä ulottuu huomattavasti pidemmälle, jopa yli 70 metrin päähän. (Säteilyturvakeskus 2011, 4.) Maakaapeli ei myöskään aiheuta maan pinnalle sähkökenttää, toisin kuin vastaava avojohto (Helen Sähköverkko Oy 2006, 69).

Sähkönsiirtolinjojen aiheuttamien sähkö- ja magneettikenttien vaikutusta ihmisen terveyteen on tutkittu vuosikymmeniä. Kantaverkkoyhtiö Fingrid on todennut, että tutkimuksien mukaan avojohdot eivät aiheuta ihmisten terveydelle haittaa. Monet tutkimustahot ovat tästä kuitenkin eri mieltä, kuten esimerkiksi Suomen Säteilyturvakeskus STUK. STUK on tutkimuksissaan todennut, ettei voimajohtojen terveysvaikutuksista ole täyttä varmuutta. Voimajohtojen synnyttämät magneetti- ja sähkökentät eivät ole koskaan niin voimakkaita, että ne aiheuttaisivat välitöntä haittaa ihmisille. On kuitenkin olemassa epäilyksiä siitä, että johtojen sähkö- ja magneettikentille altistuminen pitkäksi aikaa voi aiheuttaa terveysriskin. Tätä väitettä tukee muun muassa 1970-luvulta alkaen julkaistut tutkimukset, joissa havaittiin voimajohtojen läheisyydessä asuneilla

lapsilla muuhun väestöön verrattuna korkeampi riski sairastua leukemiaan. Leukemian ja voimajohtojen läheisyydessä asumisen yhteyttä ei kuitenkaan ole pystytty tieteellisillä testeillä todistamaan edes eläinkokeilla, johtuen osin siitä, että leukemiaa aiheuttavia tekijöitä ei vielä tunneta. (Säteilyturvakeskus 2011, 7–9.)

6.5 Tekniset ominaisuudet

Avojohdot eivät tuota yhtä paljon loistehoa kuin maakaapelit. Sähköisiltä ominaisuuksiltaan avojohdot ovat myös parempia kuormitettavuudeltaan verrattuna vastaavaan maakaapeliin. (Fingrid Oyj 2010.) Esimerkiksi käytettäessä 1600 mm^2 kaapelia 400 kV :n jännitteellä, ei kaapelissa siirry enää ollenkaan pätötehoa 80 kilometrin jälkeen loistehon määrän kasvaessa. Tämä tarkoittaa sitä, että loistehoa pitää kompensoida kuvan 19 mukaisesti 20 km :n välein käyttäen reaktorikeloja. (Elovaara & Haarla 2011b, 305.)



KUVA 19. Siirrettävissä oleva pätöteho 400 kV :n jännitteellä 1600 mm^2 kolmivaiheisella kaapelilla kaapelin pituuden funktiona, kun loistehoa kompensoidaan 20 km :n välein (Elovaara & Haarla 2011b, 305).

6.6 Käyttövarmuus

Kaapeleilla on vikoja huomattavasti harvemmin kuin avojohdoilla. Tämä johtuu siitä, että suurin osa avojohtoverkkojen vioista johtuu sääilmiöistä, jotka eivät vaikuta yhtä merkittävästi maakaapeleihin. Fingridin arvion mukaan avojohdon vikatiheys on neljä kertaa suurempi kuin maakaapelin. (Fingrid Oyj 2010.)

On kuitenkin otettava huomioon, että siinä missä avojohtojen vikojen korjaaminen kestää yleensä korkeintaan muutaman päivän, voi maakaapelin korjaaminen kestää viikoista jopa kuukausiin. Fingrid on arvioinut suurjännitemaakaapelin korjaamiseen vaadittavan ajan jopa 10–50 kertaiseksi verrattuna avojohtoon. Fingrid on kuitenkin vertailuissaan käyttänyt maakaapelin esimerkkinä myös Pohjoismaiden verkkoja yhdistäviä merikaapeleita, mikä vääristää suhdelukuja. (Fingrid Oyj 2010.)

6.7 Taloudelliset vaikutukset

Sähköverkon kaapeloinnin hintaan vaikuttavat kaapelin hinta, varusteiden (jatkokset, päätteet yms.) hinta sekä maakaapeloinnista johtuvat asennuskulut (kaivuutyöt yms.). Suurjännitekaapelin päätteet voivat olla hyvin kalliita ja lyhyillä kaapeliyhteyksillä ne voivat muodostaa suuren osan kuluista. Maakaapelin kaivuutyön kustannukset voivat myös muodostua joskus suuremmaksi kuin itse kaapelin. Koska kaapelointiin vaikuttaa niin monia muuttuvia asioita ei avojohtoverkkojen ja maakaapeliverkkojen kustannusvertailu ole yksinkertaista. Onkin arvioitu, että ympäristöolosuhteista riippuen 110 kV:n maakaapeliyhteyden rakentamisen hinta on Suomessa noin 3–10ertainen vastaavaan avojohtoyhteyteen. On myös huomioitava, että esimerkiksi kaupungeissa suhdeluku pienenee huomattavasti. (Elovaara & Haarla 2011b, 306.)

7 TULEVAISUUDEN SÄHKÖVERKOT

Sähköverkkojen kehittymistä ohjaavat monet tekijät, jotka ohjaavat myös koko teknologista kehitystä maailmanlaajuisesti. Tulevaisuuden sähköverkkojen tulee rajoittaa hiilidioksidipäästöjä, tarjota parempi siirtokapasiteetti pienemmillä häviöillä, mahdollistaa verkkojen älykäs seuranta sekä tarjota uusiutuvalle energialle nykyistä joustavampia liittymisratkaisuja. Painetta sähköverkon käyttövarmuuden parantamiselle Suomessa nostavat EU ja Suomen valtio sekä tietenkin asiakkaat. Sähköverkon siirtokapasiteettia tulisi nostaa, toimitusvarmuutta parantaa ja linjoja rakentaa paikkoihin, joissa niitä ei ennen ole tarvittu. Samalla ihmisistä on tullut entistä ympäristötietoisempia. Ihmisten lisääntynyt ympäristötietoisuus voi vaikuttaa esimerkiksi ilmajohtojen rakentamiseen, koska osa kokee ne häiritsevinä ja vähemmän ympäristöystävällisinä. (Elovaara & Haarla 2011b, 511.)

Koska sähkön siirtoverkossa tehon tuotannon ja kulutuksen tulisi vastata toisiaan, on eri mantereilla kehitteillä niin sanottuja Super Grid -ratkaisuja, joiden tarkoitus on yhdistää eri maiden sähköverkot toisiinsa. Koska maiden välillä liikkuu suuria tehoja, on maiden välisten verkkojen jännitteenkin oltava suuri. Tulevaisuuden sähköverkkojen tulisi myös mahdollistaa sekä sähkön että tiedon liikkuminen molempiin suuntiin sujuvasti kaikilla jännitetasoilla. (Elovaara & Haarla 2011b, 511–512.)

Vaikka tulevaisuutta on melkein mahdoton ennustaa, ovat tietyt ratkaisut kuitenkin hyvin luultavasti odotettavissa tulevaisuuden sähköverkoissa. Vaihtosähkökaapeleiden käyttö sähkönsiirtoverkoissa tulee melko varmasti lisääntymään, mikä johtaa siihen, että verkon kompensointilaitteistojen tarve kasvaa ja niiden käytölle julkaistaan uusia vaatimuksia sekä standardeja. Älykkäät sähköverkot ("Smart Grid") kehittyvät ja tarjoavat verkon suojaukselle ja käytettävyydelle lisämahdollisuuksia. (Elovaara & Haarla 2011b, 511–512.)

8 POHDINTA

Työn tarkoituksena oli perehtyä suurjänniteverkkojen maakaapelointiin ja niiden tuomiin haasteisiin. Avojohdot käsiteltiin lyhyesti ja maakaapeloinnin eri mahdollisuuksiin, haittoihin ja etuihin keskityttiin enemmän. Tarkoituksena oli alun perin myös tutustua paremmin sähköasemien rakenteeseen maakaapeliverkoissa sekä kaapelien asennuslaitteisiin, mutta työn edetessä ajatuksesta päätettiin luopua.

Työ aloitettiin etsimällä mahdollisimman paljon tietoa aiheesta käyttäen avuksi kirjastoja, alan yrityksiä ja internetiä. Muita juuri tähän aiheeseen liittyviä opinnäytetöitä ei Suomesta montaa löytynyt, joten teoriaosuuden ja perustiedon keräämiseen kului huomattavasti aikaa. Englannin kielellä tietoa löytyi jonkin verran. Jotkin standardit, lait ja vaatimukset eroavat Suomen ja muiden maiden välillä, joten vieraskielisen materiaalin käyttö jäi kuitenkin vähäiseksi. Monet tiedot, tutkimukset ja materiaalit ovat sähköverkkoyhtiöiden sisäistä materiaalia, joten niitäkään ei päässyt hyödyntämään tässä työssä. Muistan lukeneeni työn alkuvaiheessa toisen opinnäytetyön loppunoista siitä, kuinka vaikeaa tästä aiheesta oli kirjoittaa. Tätä työtä tehdessäni tulin itseni samaan johtopäätökseen.

Tämä työ antaa kuitenkin yleiskuvan maakaapeloinnista suurjänniteverkoissa, joten siltä osin tavoitteeseen päästiin. Mikäli asiaa haluaa tutkia enemmän, tarjoaa tämä työ jatkossa sille pohjan ilman, että tietoa tarvitsee etsiä kuukausia. Jatkossa maakaapelin asennustapojen, tasasähköverkkojen käyttömahdollisuuden ja muiden tähän aihepiiriin liittyvien aiheiden tutkiminen on helpompaa. Aihe on mielenkiintoinen ja onkin hyvin todennäköistä, että tutkin sitä tulevaisuudessa myös lisää.

LÄHTEET

ABB 2018. XLPE Land Cable Systems User's Guide. Saatavissa:

[http://www02.abb.com/global/gad/gad02181.nsf/0/a8a42f36692365dcc1257a62003-101ce/\\$file/XLPE+Land+Cable+Systems+-+User's+Guide.pdf](http://www02.abb.com/global/gad/gad02181.nsf/0/a8a42f36692365dcc1257a62003-101ce/$file/XLPE+Land+Cable+Systems+-+User's+Guide.pdf). Hakupäivä 2.1.2018.

Elovaara, J. & Haarla, L. 2011a. Sähköverkot I: Järjestelmätekniikka ja sähköverkon laskenta. Helsinki: Otatieto.

Elovaara, J. & Haarla, L. 2011b. Sähköverkot II: Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet. Helsinki: Otatieto.

Energiavirasto 2017a. Sähköverkkotoiminnan tunnusluvut vuodelta 2016. Saatavissa: <https://www.energiavirasto.fi/sahkoverkkotoiminnan-tunnusluvut-2016>. Hakupäivä 8.11.2017.

Energiavirasto 2017b. Sähköverkon haltijat. Saatavissa: <http://www.energiavirasto.fi/sahkoverkon-haltijat>. Hakupäivä 8.11.2017.

Energiavirasto 2017c. Toimitusvarmuus. Saatavissa: <https://www.energiavirasto.fi/toimitusvarmuus>. Hakupäivä 7.12.2017.

Energiavirasto 2017d. Sähköverkkoliiketoiminnan kehitys, sähköverkon toimitusvarmuus ja valvonnan vaikutus 2016. Saatavissa: <https://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/S%C3%A4hk%C3%B6verkkoliiketoiminnan+kehitys+s%C3%A4hk%C3%B6verkon+toimitusvarmuus+ja+valvonnan+vaikutus+2016.pdf/7a6c1c7a-219e-48b0-bf57-e4bc550e98ea>. Hakupäivä 8.11.2017.

Energiavirasto 2017e. Sähkönsiirron kohtuullisen hinnoittelun ja verkkoinvestointien valvonta – Usein kysyttyä. Saatavissa: https://www.energiavirasto.fi/siirtohinnoittelu_faq. Hakupäivä 8.11.2017.

Fingrid Oyj 2010. Siirtyisikö sähkö vielä luotettavammin maan alla? Saatavissa: http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Seminaarit/Käyttövarmuuspäivä/2010/siirtyisiko_sahko_vielä_luotettavammin_maan_alla_jussi_jyrinsalo.pdf. Hakupäivä 21.12.2017.

Fingrid Oyj 2016. Miksi Fingrid ei kaapeloï? Saatavissa: <https://www.fingrid-lehti.fi/miksi-fingrid-ei-kaapeloï/>. Hakupäivä 8.12.2017.

Fingrid Oyj 2017a. Sähkön siirtovarmuus. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahko-markkinat/sahkon-siirtovarmuus/>. Hakupäivä 19.10.2017.

Fingrid Oyj 2017b. Suomen sähköjärjestelmä. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/suomen-sahkojarjestelma/>. Hakupäivä 19.10.2017.

Fingrid Oyj 2017c. Käyttövarmuuden ylläpito. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/suomen-sahkojarjestelma/kayttovarmuuden-yllapito/>. Hakupäivä 19.10.2017.

Fingrid Oyj 2017d. Kantaverkon kehittämissuunnitelma. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/kehittaminen/kantaverkon-kehittamissuunnitelma/>. Hakupäivä 19.10.2017.

Fingrid Oyj 2017e. Naapurina voimajohto. Saatavissa: <https://www.tampere.fi/ytoto/aka/nahtavillaolevat/8210/8210liite1.pdf>. Hakupäivä 7.12.2017.

Fingrid Oyj 2017f. Voimajohdot. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/kunnossapito/voimajohdot/>. Hakupäivä 7.12.2017.

Fingrid Oyj 2017g. Maisemapylväs. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/kunnossapito/voimajohdot/maisemapylvas/>. Hakupäivä 21.12.2017.

Helen Sähköverkko Oy 2006. 400 kV voimajohto Länsisalmi – Vuosaari, ympäristövaikutusten arviointiselostus. Saatavissa: https://www.helen.fi/globalassets/helen-oy/ajankohtaista/projektit/vuosaari_400kw_8_17pdf. Hakupäivä 21.1.2018.

Hämäläinen, I. 2013. 110 kV kaapeleiden asennusratkaisut katurakenteessa. Tampereen ammattikorkeakoulu. Sähkötekniikan koulutusohjelma. Opinnäytetyö. Saatavissa: https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/58293/Hamalainen_lira.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Hakupäivä 21.12.2017.

Korpinen, L. 2017. Sähkön siirto- ja jakeluverkot. Saatavissa: http://www.leenakorpinen.fi/archive/svt_opus/3sahkon_siirto_ja_jakeluverkot.pdf. Hakupäivä 8.11.2017.

Määttä, J. 2004. 110 kV Yksinäinen vapaasti seisova pylväs, Leppävaara – Martinlaakson voimalaitos. Saatavissa: <https://calm.iki.fi/tolpat/kuva/5>. Hakupäivä 28.1.2018.

National Grid 2018. London Power Tunnels. Saatavissa: <http://londonpowertunnels.co.uk/>. Hakupäivä 27.1.2018.

NCC 2018a. NCC-konserni. Saatavissa: <https://www.ncc.fi/tietoa-nccsta/ncc-konserni/>. Hakupäivä 18.2.2018.

NCC 2018b. Sisäinen materiaali. Hakupäivä 28.1.2018.

Nexans 2011. 60-500 kV High Voltage Underground Power Cables. Saatavissa: https://www.nexans.com/Corporate/2013/60-500_kv_High_Voltage_full_BD2.pdf. Hakupäivä 18.1.2018.

Pipelife Finland Oy 2016. Pipelifen sähkö- ja kaapelinsuojatuotteet. Saatavissa: http://www.pipelife.fi/media/fi/Tuote-esitteet/Pipelife_Sahko-ja_kaapelinsuojatuotteet.pdf. Hakupäivä 21.12.2017.

Prysmian 2011. Alumiinijohdin. Saatavissa: http://onninen.procus.fi/documents/original/15237/7/1/FISTK_0120252_10036.pdf. Hakupäivä 23.1.2018.

Päätökset 2012. Valtuutettu Maija Anttilan aloite korkeajännitevoimalinjan kaapelointi Kalasataman asuntoalueella. Saatavissa: <https://dev.hel.fi/paatokset/asia/hel-2012-008634/khs-2012-40/>. Hakupäivä 18.3.2018.

Reka Kaapeli Oy 2017. Suurjännitekaapeli AHXCHBMK-W 1x300/35. Saatavissa: <https://www.reka.fi/printpdf/download/product/2173>. Hakupäivä 8.12.2017.

SFS-EN 50160. 2011. Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet. 4.p. Helsinki: Suomen Standardisoimisliitto SFS.

Suomi, M. 2010. Kosketussuojan poikkipinnan vaikutus 60 – 400 kV suurjännitekaapelin kuormitettavuuteen. Metropolia ammattikorkeakoulu. Sähkötekniikan koulutusohjelma. Opinnäytetyö. Saatavissa: <https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/12841/Mika%20Suomi.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Hakupäivä 2.1.2018.

Sähkömarkkinalaki 588/2013.

Säteilyturvakeskus 2011. Voimajohdot ympäristössämme. Saatavissa: https://www.julkari.fi/bitstream/handle/10024/124913/voimajohtokatsaus_netti.pdf?sequence=1. Hakupäivä 23.1.2018.

Ymparisto.fi 2013. Mutkalammin tuulivoimapuisto, Kannus, Kalajoki, Kokkola. Saatavissa: <http://www.ymparisto.fi/mutkalampituulivoimaYVA>. Hakupäivä 8.12.2017.