

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan teknillinen yliopisto

LUT School of Energy Systems

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Joel Kannela

Ilmajohtoverkon viankorjaus maakaapelointiteknologiaa hyödyntäen

Diplomityö

2015

136 sivua, 47 kuvaa, 15 taulukkoa, 1 liite

Työn tarkastajat: Professori Jarmo Partanen
 Diplomi-insinööri Turo Ihonen

Hakusanat: Viankorjaus, maakaapelointi, sähkönjakeluverkko, toimitusvarmuus, regulaatiomalli

Keywords: Fault repair, underground cabling, electricity distribution network, security of supply, regulation model

Elenia Oy linjasi vuonna 2009 suunnittelustrategiassaan, että koko sen verkkoalueella käytetään ainoana rakennustapana maakaapelointia. Lisäksi vuoden 2013 sähkömarkkinalain sähkönjakeluverkkoyhtiöiltä edellyttämät toimitusvarmuuskriteerit ovat lisänneet säävarman verkon rakentamista merkittävästi. Tämän diplomityön tavoitteena on tutkia ilmajohtoverkon viankorjauksen soveltumista maakaapeloinnilla tehtäväksi. Tarkastelu toteutetaan taloudellisuuden ja käytännön toteutuksen näkökulmista. Taloudellisessa tarkastelussa vertaillaan ilmajohdorakentamisen ja maakaapeloinnin elinkaarikustannuksia viankorjauksen yhteydessä. Käytännön toteutuksen osalta esitetään tilanteet, joissa viankorjaus on järkevä suorittaa maakaapeloimalla. Käyttämällä laskennassa Energiaviraston yksikköhintoja jäävät viankorjaukselle soveltuvat verkko-osuudet elinkaarikustannustarkastelun valossa vähäisiksi. Tehokas investoiminen, auraustekniikan hyödyntäminen, regulaatiomallin kannustimet ja kaapelointiratkaisujen hintakehitys voidaan kuitenkin todeta merkittäviksi vaikuttajiksi maakaapeloinnin yleistymisessä toimintatavaksi ilmajohtoverkon viankorjauksessa.

ABSTRACT

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

Joel Kannela

Fault repair of overhead power lines using undergrounding technology

Master's Thesis

2015

136 pages, 47 figures, 15 tables, 1 appendix

Examiners: Professor Jarmo Partanen
M.Sc. Turo Ihonon

Keywords: Fault repair, underground cabling, electricity distribution network, security of supply, regulation model

Elenia Oy defined in their design strategy policy in the year of 2009 that on its' entire network area the underground cabling will be used as the only construction method. Also, the criteria for reliability of supply, demanded by the electricity market act of 2013, have increased the construction of weatherproof network significantly. The objective of this thesis is to study the suitability of underground cabling for overhead line fault repair. The analysis is done from the point of view of both economic efficiency and practical feasibility. In the economic efficiency analysis, the lifetime costs of the construction of overhead lines and underground cabling are compared when used in fault repair. In practical feasibility analysis, the situations, in which it is reasonable to carry out the fault repair by underground cables, are presented. By using in the calculations the unit prices, given by the Finnish energy authority, suitable parts of network for fault repair are limited to a few, according to lifetime cost analysis. However, efficient investing, utilization of ploughing technology, regulation model incentives and evolution of underground cabling prices can be mentioned as the key factors for underground cabling to become a more general procedure for fault repair of overhead lines.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Elenia Oy:n antamasta aiheesta. Työn ohjaajana ja tarkastajana Elenia Oy:llä toimi käyttöpäällikkö Turo Ihonen. Hänelle haluan osoittaa todella suuret kiitokset haastavasta, ajankohtaisesta ja mielenkiintoisesta aiheesta sekä erittäin hyvistä näkemyksistä ja kommentteista koko työn ajan. Kiitokset kuuluvat myös koko Elenian muulle henkilöstölle heidän asiantuntevista neuvoista ja ennen kaikkea työpaikalla vallinneesta todella mielisestä työilmapiiristä.

Lappeenrannan teknillisestä yliopistosta työn ohjaajana ja tarkastajana toimi professori Jarmo Partanen. Häntä haluan kiittää työn aikana saamastani palautteesta ja ohjauksesta sekä työn tarkastamisesta. Lisäksi tahdon vielä kiittää häntä erittäin mielenkiintoisesta ja asiantuntevasta sähkövoimatekniikan kurssien luennoinnista.

Erityisen suuret kiitokset kuuluvat perheelleni heiltä koko elämäni ajan saadusta tuesta kaikissa asioissa sekä tietysti uusille ja vanhoille ystäville riemukkaista hetkistä opiskelujeni aikana.

SISÄLLYSLUETTELO

1	JOHDANTO	11
1.1	TAUSTA	11
1.2	TYÖN TAVOITTEET	12
1.3	TYÖN RAKENNE	12
2	SÄHKÖNJAKELUVERKKOLIIKETOIMINTA	13
2.1	SÄHKÖNJAKELUVERKKOLIIKETOIMINTA YLEISESTI	13
2.2	VIRANOMAISVALVONTA	15
2.3	VALVONTAMALLI	16
2.3.1	<i>Tehokkuusmittaus</i>	17
2.3.2	<i>Regulaatiomallin kannustimet</i>	18
2.3.3	<i>Jälleenhankinta-arvo</i>	21
2.3.4	<i>Tasapoistot</i>	22
2.3.5	<i>Verkkotoimintaan sitoutunut pääoma</i>	22
2.3.6	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>	23
2.3.7	<i>Kohtuullinen tuotto</i>	24
2.4	SÄHKÖN LAATU	26
2.5	KESKEYTYSKUSTANNUKSET	28
2.5.1	<i>KAH-parametrit</i>	29
2.5.2	<i>Keskeytyskustannusten laskenta</i>	30
3	TEKNIS-TALOUDELLINEN SUUNNITTELU	33
3.1	TOIMITUSVARMUUSKRITEERIT.....	33
3.2	SÄHKÖTEKNISET SUUNNITTELUPERUSTEET.....	34
3.2.1	<i>Jännitteenalenema</i>	34
3.2.2	<i>Kuormitettavuus</i>	35
3.2.3	<i>Teho- ja energiahäviöt</i>	36
3.2.4	<i>Oikosulku</i>	38
3.2.5	<i>Maasulku</i>	39

3.3	TALOUDELLISET LASKELMAT SUUNNITTELUSSA	43
3.3.1	<i>Taloudellisen johtimen määritys</i>	44
3.3.2	<i>Nykyarvomenetelmä</i>	45
3.3.3	<i>Annuiteettimenetelmä</i>	46
3.3.4	<i>Kokonaiskustannukset</i>	47
4	VIANKORJAUS MAAKAPELOINNILLA	48
4.1	MAANKÄYTTÖLUVAT	48
4.1.1	<i>Maankäytön korvaukset</i>	48
4.1.2	<i>Yksityiset maanomistajat</i>	50
4.1.3	<i>ELY-keskus</i>	50
4.1.4	<i>Museovirasto</i>	52
4.2	VERKON SUUNNITTELU	53
4.2.1	<i>Taajama</i>	53
4.2.2	<i>Haja-asutusalue</i>	53
4.3	SÄHKÖJEN PALAUTUS KAAPLOINNIN AJAKSI	57
4.3.1	<i>Varavoimakoneet</i>	57
4.3.2	<i>Korjauskaapelit</i>	61
4.3.3	<i>Turvallisuus</i>	62
4.4	MATERIAALIT JA LOGISTIIKKA.....	63
4.5	MAASTOSUUNNITTELU	65
4.6	RAKENTAMINEN	65
4.7	VERKON KYTKENTÄSUUNNITTELU.....	66
4.8	DOKUMENTOINTI	67
5	VIANKORJAUS MAAKAPELOINNILLA SUURHÄIRIÖISSÄ	68
5.1	SUURHÄIRIÖ	68
5.1.1	<i>Suurhäiriöt 2000-luvulla</i>	71
5.2	KAPELOINTI SUURHÄIRIÖSSÄ.....	72
6	KAPELOITAVIEN KOHTEIDEN VALINTA.....	75
6.1	MAASTO-OLOSUHTEET	75
6.2	MAANOMISTAJUUS	78

6.3	VERKON VAURIOT.....	79
6.4	ELINKAARIKUSTANNUSTEN VERTAILU.....	81
6.4.1	<i>Pienjännitekaapelointi</i>	82
6.4.2	<i>Keskijännitekaapelointi</i>	90
6.4.3	<i>Muuntamokorvaus</i>	99
6.4.4	<i>Kannattavuusrajat</i>	101
6.4.5	<i>Elinkaarikustannusten kehitys</i>	103
6.5	KANNUSTIMIEN VAIKUTUS REGULAATIOMALLISSA.....	106
7	CASE VALIO-MYRSKY 2.10.2015.....	112
7.1	PJ-VERKON VIKATAPPAUS ÄÄNEKOSKELLA.....	113
8	JOHTOPÄÄTÖKSET.....	117
9	YHTEENVETO.....	121
	LÄHTEET.....	122

LIITTEET

- I Energiaviraston yksikköhinnat.

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

Lyhenteet

AJK	aikajälleenkytkentä
AMR	Automatic Meter Reading, automaattinen mittarinluenta
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Frequency Index
DMS	Distribution Management System
ELY-keskus	Elinkeino-, liikenne- ja ympäristökeskus
EV	Energiavirasto
JHA	jälleenhankinta-arvo
JHATP	verkkokomponentin tasapoisto
KAH	keskeytyksestä aiheutunut haitta
Kj	keskijännite
KOPEX	verkonhaltijan toteutuneet kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset
MAIFI	Momentary Average Interruption Frequency Index
NIS	Network Information System
NKA	nykykäyttöarvo
Pj	pienjännite
PJK	pikajälleenkytkentä
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SKOPEX	verkonhaltijan kohtuulliset kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset
StoNED	Stochastic Non-smooth Envelopment of Data
TEM	työ- ja elinkeinoministeriö
WACC	Weighted Average Cost of Capital

Muuttujat

c	kustannus
C	kapasitanssi
D	vieras pääoma
E	oma pääoma
\underline{E}	Thevenin lähdejännite
I	virta
k	KAH-arvo
K	kustannus
p	korko
P	pätöteho
Q	loisteho
R	resistanssi
R	tuotto
t	aika
TL	tehokkuusluku
U	jännite
W	vuosienergia
X	reaktanssi

Symbolit

j	imaginääriyksikkö
ε	annuiteetti
κ	kapitalisointikerroin
φ	vaihekulma
ω	ominaistaajuus

Alaindeksit

a	vuosi
ajk	aikajälleenkytkentä
ar	asiakasryhmä

D	vieras pääoma
E	oma pääoma
f	vika
h	häviö
häv	häviökustannus
i	yksikkö
inv	investointikustannus
j	johto
k	kohtuullinen
k2	kaksivaiheinen oikosulku
k3	kolmivaiheinen oikosulku
kesk	keskeytyskustannus
kun	kunnossapitokustannus
m	muuntaja
pjk	pikajälleenkytkentä
sv	syöttävä verkko
t	aika
t	työkeskeytys
v	vaihe
v	vikakeskeytys

1 JOHDANTO

Vuosituhanen vaihteen jälkeiset vakavat suurmyrskyt ovat toimineet liikellepanijoina sähköverkkotoimintaa muokanneille laeille. Vuoden 2001 Pyryn ja Janikan päivien suurmyrskyt osoittivat ensimmäisinä nyky-yhteiskunnan riippuvuuden sähkönjakelun keskeytyksettömästä toiminnasta ja miten huomattavat yhteiskunnalliset vaikutukset laajat sähkökatkot aiheuttavat jo lyhyessä ajassa. Nykyään käytössä olevat haja-asutusalueiden ilmajohtoverkot ovat suurilta osin perujaan Suomen sähköistämisen alkuajoilta, ja silloisen suunnittelumetodiikan mukaisesti ilmajohdot rakennettiin johtopituudet minimoiden metsiin (Lakervi, 2008). Myrskyvauriot sääilmiöille altteilla johto-osuuksilla ovat osoittautuneet laajoiksi ja niiden aiheuttama taloudellinen haitta ja korjaukseen kulunut aika ovat merkittäviä. Vuosien 2003 ja 2013 vakiokorvauksia ja toimitusvarmuutta koskevat lakimuutokset, yhdessä sähköverkkoliiketoiminnan regulaatiomallin kanssa, ohjaavatkin verkko-yhtiöitä suuntaamaan investointinsa entistä enemmän sähkönjakelun toimitusvarmuutta parantaviin ratkaisuihin.

Lakimuutosten aikaansaama maakaapelointimarkkinoiden kasvu ja tästä seuraava ilmajohdorakentamisen markkinoiden supistuminen lähitulevaisuudessa takaavat varmasti mielenkiintoisia muutoksia uusien toimintatapojen muodossa. Näin ollen, herääkin tarve tutkia ja kehittää innovatiivisia ratkaisuja, joilla vastataan tehokkaasti verkon rakennustavan vaihtumisen tuomiin toimintaympäristön muutoksiin.

1.1 Tausta

Elenia Oy investoi vuosittain säävarman verkon rakentamiseen noin 100 miljoonaa euroa. Yhtiö linjasi vuonna 2009 suunnittelustrategiassaan, että verkon rakennustapana on keski- ja pienjänniteverkkojen osalta koko verkkoalueella maakaapelointi (Intra, 2015). Tällöin myös täysin vaurioituneiden ilmajohto-osuuksien korjauksen osalta tulee aiheelliseksi harkita siirtymistä maakaapelointiin, kun se on tilanteen kannalta soveltuvaa. Myös kansantaloudellisesti on järkevää pyrkiä välttämään vakavasti vaurioituneiden ilmajohtoverkon osien uusimista niiltä osin, jotka tullaan toimitusvarmuuskriteerien tavoittamiseksi kaapeloimaan lähitulevaisuudessa. Verkonhallintaprosessi on maakaapeloinnin osalta pitkä ja monivaiheinen, siksi uuden toimintatavan luominen on välttämätöntä, jotta kaapelointiprosessi

soveltuu viankorjauksen vaatimiin aikaraameihin.

1.2 Työn tavoitteet

Tämän työn tavoitteena on selvittää ilmajohtoverkon viankorjauksen soveltumista maakaapeloinnilla tehtäväksi taloudellisuuden ja käytännön toteutuksen näkökulmista. Taloudellisuusselvityksen pohjana toimi työtä varten luotu Microsoft:n Excel-ohjelmaan pohjautuva laskentasovellus. Käytännön selvityksen perusteena ovat useat henkilöhaastattelut Elenialla ja sen kumppaneilla eli urakoitsijoilla. Työn tavoitteena on myös määrittellä selkeät rajarvot ja kriteerit kaapeloitavien kohteiden valinnalle. Lisäksi kuvataan ja luodaan yksinkertainen ja tehokas prosessi uudelle toimintamallille viankorjaukselle maakaapeloinnilla Elenian sisäiseen käyttöön. Tämän pohjalta osana diplomityötä toteutetaan uuteen kaapelointiprosessiin pohjautuvia pilottikohteita.

1.3 Työn rakenne

Tämän diplomityön luvussa 2 tutustutaan sähköverkkoliiketoimintaan Suomessa. Luku perustuu Energiaviraston (jatkossa EV) antamiin toisiin suuntaviivoihin valvontamenetelmiksi valvontajaksolle neljä ja viisi. Luvussa 3 esitetään teknis-taloudellisen suunnittelun perusteet, jotka toimivat verkon suunnittelun ohjaavina tekijöinä. Luvussa 4 perehdytään maakaapelointiprosessin osa-alueisiin ja pohditaan, mitä huomioitavia asioita viankorjauksena suoritetun prosessin näkökulmasta tulee esille. Luvussa 5 tehdään katsaus merkittävimpien myrskyjen aiheuttamiin suurhäiriöihin Suomessa ja Ruotsissa sekä pohditaan viankorjausta maakaapeloinnilla suurhäiriön aikaisen toiminnan yhteydessä. Luvussa 6 vertaillaan ilmajohto- ja maakaapeliratkaisujen elinkaarikustannuksia ilmajohtoverkon viankorjauksen yhteydessä ja tutkitaan maakaapeliratkaisun kannattavuusrajakäyriä kj- ja pj-verkoissa. Samalla arvioidaan elinkaarikustannuksiin vaikuttavia tekijöitä ja niiden kehitystä tulevaisuudessa. Luvussa 7 esitetään pilottiprojektien tulokset yleisesti ja pohditaan prosessin kehitystarpeita niiden perusteella. Lopuksi tehdään työn tuloksista yhteenveto ja pohditaan johtopäätöksiä.

2 SÄHKÖNJAKELUVERKKOLIIKETOIMINTA

Jakeluverkkoliiketoiminta on Suomessa luvanvaraista monopolitoimintaa. Jakeluverkon haltijoille on myönnetty Energiaviraston toimesta sähköverkkolupa, joka oikeuttaa jakeluverkkotoimintaan määritellyllä maantieteellisellä vastuualueella. Monopoliluonteensa vuoksi liiketoiminnalla ei ole markkinatalouden luomaa painetta hintojen kohtuullistamiseen, laadun takaamiseen eikä toiminnan tehostamiseen. Tästä syystä sähköverkkoliiketoiminta on tarkoin säänneltyä valvontaviranomaisen toimesta. Tämä työ on tehty Energiaviraston vuoden 2015 kesäkuussa julkaisemien valvontamenetelmien 2. suuntaviivojen periaatteisiin nojautuen. Tässä luvussa tutustutaan ensin lyhyesti sähköverkkoliiketoimintaan yleisellä tasolla ja sitten tarkemmin siihen liittyvän taloudellisen valvonnan periaatteisiin.

2.1 Sähkönjakeluverkkoliiketoiminta yleisesti

Sähkönjakeluverkkoliiketoiminnan keskipisteessä on sähkönjakelujärjestelmä. Suomessa jakeluverkko jakautuu jännitetasojen perusteella alueverkkoon (110 kV ja 45 kV), keskijänniteverkkoon (20 kV) sekä pienjänniteverkkoon (0,4 kV) ja sen tehtävänä on siirtää kantaverkon kautta tuleva tai jakeluverkkoon liittyneiden voimalaitosten tuottama sähkö asiakkaille (Lakervi, 2008). Edellä mainittujen yleisimpien jännitetasojen lisäksi alueverkossa käytetään paikoin 30 kV:n ja joissakin kaupunkiverkoissa 10 kV:n jännitetasoa. Harvaan asuttujen alueiden pienitehoisia keskijännitehaaroja on myös joissakin verkkoyhtiöissä korvattu käyttäen 1 kV teknologiaa.

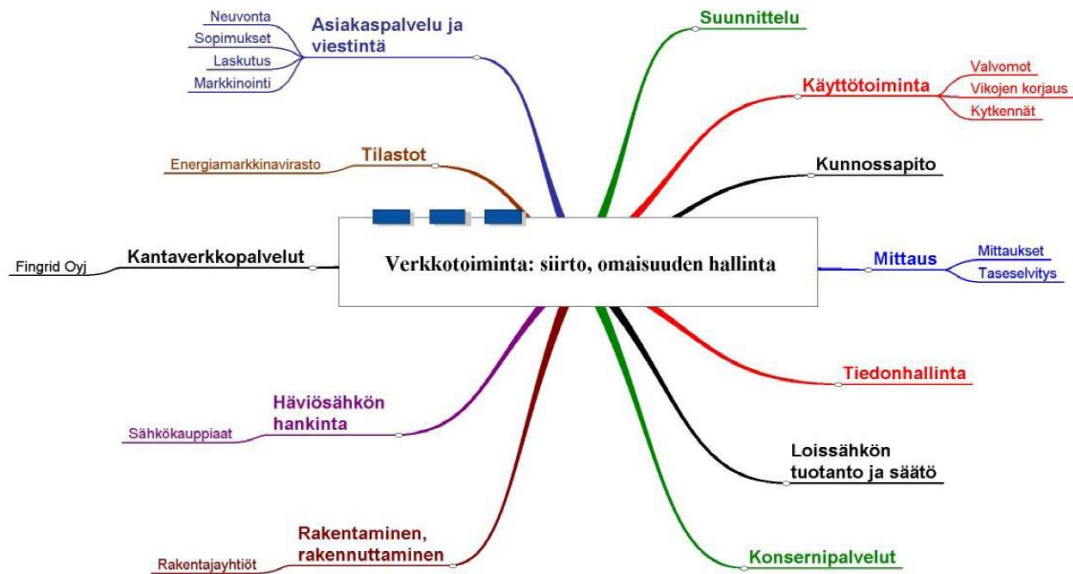
Tämä diplomityö on tehty Elenia Oy:lle, joka on asiakasmäärältään Suomen toiseksi suurin sähkönjakeluverkkoyhtiö. Elenia Oy palvelee noin 415 000 asiakasta yli 100 kunnan alueella Hämeessä, Pirkanmaalla, Keski-Suomessa sekä Etelä- ja Pohjois-Pohjanmaalla (Intra, 2015). Kuvassa 2.1 on esitetty Elenia Oy:n ja konsernin tärkeimmät tunnusluvut.



Kuva 2.1. Elenia Oy:n ja konsernin tärkeimmät tunnusluvut ja verkkovastuualue (Intra, 2015).

Elenia konserni muodostuu emoyhtiö Elenia Oy:n lisäksi lämmitysratkaisuja tarjoavasta Elenia Lämpö Oy:stä, sähkön- ja maakaasunmyyntiliiketoiminnan asiakaspalvelua hoitavasta Elenia Palvelut Oy:stä sekä rahoitukseen ja rahoituspalveluihin ratkaisuja tarjoavasta Elenia Finance Oy:stä (Intra, 2015).

Sähköverkkoliiketoiminta rakentuu monista päätoiminnoista, joita ovat liiketoimintasuunnittelu ja toteutus, suunnittelu, käyttötoiminta, kunnossapito, rakentaminen ja rakennuttaminen, hallinto, asiakaspalvelu ja mittaukset (Lakervi, 2008). Kuvassa 2.2 on esitetty nämä päätoiminnot ja mitä ne pitävät sisällään.



Kuva 2.2. Sähkönjakeluverkkoliiketoiminnan toiminnot (Partanen, 2010).

Monet verkkoyhtiöt ovat nykypäivänä ulkoistaneet verkkoliiketoimintaan kuuluvia palveluitaan eri alojen toimijoille parantaakseen toiminnan tehokkuutta ja joustavuutta. Esimerkiksi tyypillisiä ulkoistettavia palveluita ovat verkon rakentaminen ja viankorjaus.

2.2 Viranomaisvalvonta

Sähkömarkkinoiden kehyksinä toimivat sähkömarkkinalaki sekä työ- ja elinkeinoministeriön (jatkossa TEM) asetukset. Viranomaisvalvontaa sähkönjakelun osalta toteuttavat TEM:n hallinnoimat virastot, joihin lukeutuvat EV, Kilpailu- ja kuluttajavirasto ja Turvallisuus- ja kemikaalivirasto. Energiaviraston toimesta valvontaa suoritetaan neljän vuoden valvontajaksoissa ja nykyinen kolmas valvontajakso alkoi vuonna 2012 ja päättyy vuoden 2015 lopussa. Tätä työtä kirjoittaessa EV julkaisi suuntaviivoja valvontamenetelmiksi neljännelle ja viidennelle valvontajaksolle 2016–2019 ja 2020–2023.

1.6.1995 voimaan astunut sähkömarkkinalaki uudistui laajalti 1.9.2013. Uuden lain myötä verkkoyhtiöiden on täytettävä uudet toimitusvarmuusvaatimukset, joiden mukaan myrskyn tai lumilumikuormien yhteydessä asemakaava-alueella keskeytysaika ei saa ylittää 6 tuntia ja muilla alueilla vastaavaksi rajaksi on määritetty 36 tuntia. Verkkoyhtiöiden tulee täyttää

tämä vaatimus portaittain 15 vuoden kuluessa lain säätämisestä. Vuoden 2019 loppuun mennessä 50 % verkkoyhtiön asiakkaista tulee olla uusien toimitusvarmuusvaatimusten sisällä, vuoden 2023 loppuun mennessä 75 % ja vuoden 2028 loppuun mennessä vaatimusten tulee täytyä kaikkien verkkoyhtiön asiakkaiden kohdalla. Suomessa sähkömarkkina-lain toteutumista ja sähkömarkkinoiden toimivuutta valvoo EV (SML, 2014).

Viranomaisen tehtävänä on olla sähkökäyttäjien edustajana verkkoyhtiöiden ja niiden omistajien suuntaan. Jakeluverkkoliiketoiminnan sääntelyn ensisijaisina tavoitteina ovat sähköjakelun korkea laatu sekä hinnoittelun kohtuullistaminen. Pää tavoitteiden ohella valvonta painostaa tasapuolisuuteen, kehittämiseen ja tehokkuuteen.

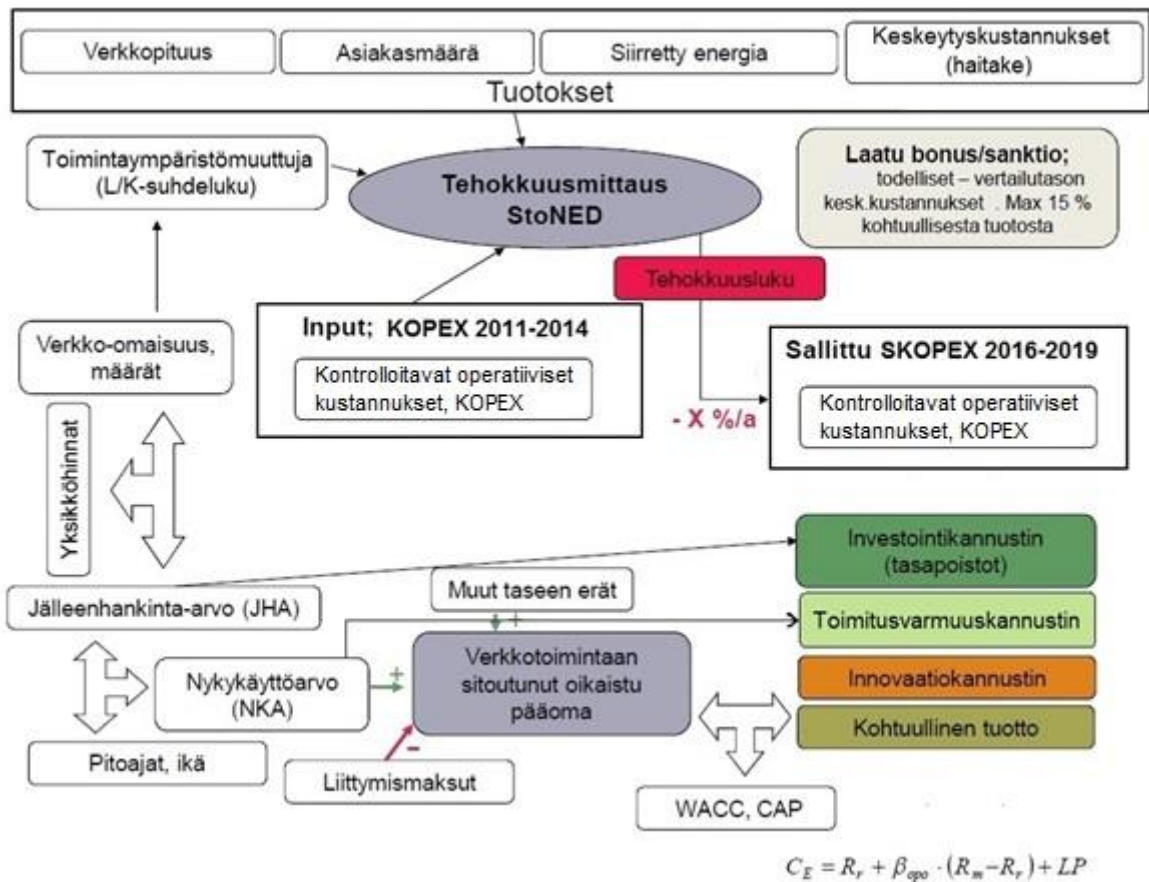
Tasapuolisuudella tarkoitetaan tulonjakoa verkkoyhtiöiden ja asiakkaiden välillä. Monopoli-aseman vuoksi tuottotaso ei saa nousta liian korkeaksi, kun se suhteutetaan vastaavan riskitason liiketoimintoihin täydellisten kilpailun markkinoilla.

Kehittämällä varmistetaan riittävät investoinnit verkon kehitykseen, jotta turvataan toimitusvarmuuden riittävä taso tulevaisuudessa. Tarkoituksena on myös varmistaa liiketoiminnan jatkuvuus laadukkaan liiketoimintasuunnitelmien laatimisella.

Tehokkuudella kuvataan sähkökäyttäjälle tarpeellisen palvelun tarjoamista mahdollisimman alhaisin kustannuksin. Ilman ohjausta tehokkuuteen jakeluverkkoyhtiöt voisivat kohdistaa kustannusten tehottomuuden asiakkaiden maksettavaksi siirtohintoja korottamalla (ET, 2015, EV, 2015).

2.3 Valvontamalli

Suomessa jakeluverkkoliiketoiminnan sääntelyn perustana on valvonta- eli regulaatiomalli. Valvonnan toteutumisesta on vastuussa valvontaviranomainen eli regulaattori, jona toimii EV. Valvonnan kohteena ovat liiketoiminnasta saatu voitto sekä toiminnan tehostaminen verkkoyhtiöiden osalta. Kuvassa 2.3 on esitetty regulaatiomallin periaatekaavio neljännellä valvontajaksolla.



Kuva 2.3. Verkkoliiketoiminnan regulaatiomallin periaatekaavio neljännellä valvontajak-solla (Partanen, 2013b).

Verkkoyhtiön kohtuullisen tuottoon vaikuttavat tekijät ovat nähtävillä kuvan 2.3 regulaatiomallin periaatekaaviossa. Luvuissa 2.2.1–2.2.6 tutustutaan mallin valvontaperiaatteisiin tarkemmin.

2.3.1 Tehokkuusmittaus

Verkkoyhtiöille laaditaan yrityskohtaisesti tehostamistavoite, jonka tarkoituksena on kannustaa tehottomasti toimivia yhtiöitä toimintansa kehittämiseen. Neljättä ja viidettä valvontajaksoa varten EV on teettänyt Sigma-Hat Economics Oy:llä tehokkuusmittauksessa käytettävän StoNED-mallin (Stochastic Non-smooth Envelopment of Data) arviointia ja kehittämistä koskevan selvityksen. Selvityksen perusteella on kehitetty StoNED-mallin tehokkuusrintaman estimointia ja sen määrittelemiseen käytettävän laskennan mallispesifikaatioita.

Tehostamistavoitetta varten kullekin yhtiölle lasketaan tehokkuusluku, joka määritetään kohtuullisten kontrolloitavissa olevien operatiivisten kustannusten ja toteutuneiden kontrolloitavissa olevien operatiivisten kustannusten suhteena yhtälön 2.1 mukaan.

$$TL_{2016-2019} = \frac{SKOPEX_{2011-2014}}{KOPEX_{2011-2014}}, \quad (2.1)$$

missä $TL_{2016-2019}$ = verkonhaltijan laskennallinen tehokkuusluku
 $SKOPEX_{2011-2014}$ = verkonhaltijan kohtuulliset kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset vuosina 2011–2014
 $KOPEX_{2011-2014}$ = verkonhaltijan toteutuneet kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset vuosina 2011–2014.
 (EV, 2015)

Tehokkuusluvun avulla verkkoyhtiölle määritetään vuosittainen tehostamistavoite, jota käytetään tehostamiskustannusten vertailutason (SKOPEX) laskennassa.

Verkkoyhtiöille sallitaan tehokkaan toiminnan mukaisen kustannustason saavuttamiselle neljän vuoden siirtymäaika neljännelle valvontajaksolle välillä 2016–2019. Viidennellä valvontajaksolla siirtymäaika päättyy ja KOPEX:a verrataan suoraan tehokkuusrintaman mukaiseen SKOPEX:iin (EV, 2015).

2.3.2 Regulaatiomallin kannustimet

Valvontamenetelmään sisältyvillä kannustimilla pyritään kannustamaan verkonhaltijoita tehokkuuden ja laadun parantamiseen toiminnassaan sekä verkon kehittämiseen toimitusvarmuuden parantamiseksi. Kannustimet luovat verkkoyhtiölle mahdollisuuden vähentää kannustinvaikutuksen alaisia eriiä toteutuneesta tuotosta, kuten kuvassa 2.2. on esitetty. Valvontamenetelmien eri kannustimien pääperiaatteet esitetään luvuissa 2.2.2.1–2.2.2.2.

2.3.2.1 Investointikannustin

Investointikannustimen vaikutus muodostuu yksikköhintojen ja oikaistun jälleenhankinta-

arvon (jatkossa JHA) kannustinvaikutuksista. Verkkoyhtiön toteutuneita investointeja verrataan yksikköhinnoin laskettuihin investointeihin, jolloin kustannustehokkaasti toteutetut investoinnit mahdollistavat sen, että verkonhaltija voi saada toteutuneita kustannuksia suuremman arvon investoinnilleen. Päinvastoin kustannustehottomilla investoinneilla verkonhaltijan toteutuneet kustannukset ovat yksikköhinnoin laskettua investointia suuremmat, ja verkko-omaisuus muodostuu toteutuneita investointikustannuksia pienemmäksi. Tällöin yksikköhintojen kannustinvaikutus ohjaa kustannustehokkuuteen investointeja tehdessä (EV, 2015).

Oikaistusta JHA:sta syntyvät tasapoistot takaavat verkonhaltijalle vuosittaisen poistotason, jolla sen on mahdollista tehdä tarvittavia korvausinvestointeja verkkoon. Kannustinvaikutus ohjaa verkonhaltijaa myös ylläpitämään verkko-omaisuuttaan sille määrittelemiensä pitoaikojen mukaisesti. Verkon komponenteille sallitaan tasapoistoja myös pitoajan ylittäneeltä osalta, mikäli ne ovat täysmääräisessä käytössä. Tällöin voidaan keskimäärin kattaa myös ennaikaisten korvausinvestointien kustannukset verkonosilta, joilla on pitoaikaa jäljellä (EV, 2015).

2.3.2.2 Laatumukannustin

Laatumukannustin kannustaa verkonhaltijaa investoimaan toimitusvarmuutta parantaviin verkostoratkaisuihin, jotta se saavuttaisi sähkömarkkinalain edellyttämät toimitusvarmuuskriteerit. Poiketen kolmannen valvontajakson valvontamallista, neljännessä valvontajaksossa laatumukannustimessa käytetään kokonaisia keskeytyskustannuksia, jolloin kannustinvaikutus kasvaa. Toteutuneita keskeytyskustannuksia verrataan kahden edellisen valvontajakson keskeytyskustannusten keskiarvoon. Keskiarvosta ei poisteta suurhäiriön vaikutuksia, koska tällä tavoin saadaan kompensoitua verkkoyhtiöille niiden vaikutus. Laatumukannustimen enimmäisvaikutusta on kohtuullistettu asettamalla sille raja-arvot. Laatumukannustin voi olla enintään 15 % verkkoyhtiön kohtuullisesta tuotosta, ja symmetriseksi luodun vaikutuksen vuoksi myös laatumukannustin suuruudeksi on määritetty korkeintaan 15 % kohtuullisesta tuotosta. Saatu laatumukannustin vähennetään verkkoyhtiön toteutuneesta tuloksesta kuvan 2.2 mukaisesti (EV, 2015).

2.3.2.3 Tehostamiskannustin

Tehostamiskannustin mahdollistaa verkonhaltijan vähentää toteutuneesta tuloksesta tehostamiskannustimen vaikutuksen. Vähennettävä tehostamiskannustin syntyy lasketuista kohtuullisten kontrolloitavissa olevien operatiivisten kustannusten (SKOPEX) ja toteutuneiden kontrolloitavissa olevien kustannusten (KOPEX) erotuksesta. Mikäli KOPEX muodostuu SKOPEX:a pienemmäksi, katsotaan verkonhaltijan toimineen kustannustehokkaasti ja kustannusten erotus voidaan vähentää toteutuneesta tuloksesta. Vastaavasti mikäli KOPEX on SKOPEX:a suurempi, on verkonhaltijan toiminta ollut kustannustehotonta, jolloin kustannusten erotus lisätään toteutuneeseen tulokseen (EV, 2015).

2.3.2.4 Innovaatiokannustin

Valvontamalli kannustaa verkkoyhtiötä uusien teknologioiden kehittämiseen innovaatiokannustimen kautta. Uusien verkkotoimintaan liittyvien tekniikoiden, toimintatapojen ja tuotteiden kehityskustannukset voidaan vähentää toteutuneesta tuloksesta. Innovaatiokannustimen piiriin kuuluvien tutkimushankkeiden tulosten tulee olla julkisia, jotta niiden kustannukset todetaan vähennyskelpoisiksi. Innovaatiokannustimeen lasketaan korkeintaan 1 %:n osuus verkkoyhtiön valvontajakson aikaisista eriytettyjen tuloslaskelmien liikevaihtojen summasta (EV, 2015).

2.3.2.5 Toimitusvarmuuskannustin

Toimitusvarmuuskannustimen piiriin kuuluvat verkon toimitusvarmuutta parantavat investoinnit sekä kunnossapidolliset toimenpiteet. Toimitusvarmuutta parantavien investointien osalta toimitusvarmuuskannustimeen kuuluvat korvausinvestoinnit, joilla pyritään saavuttamaan sähkömarkkinalaissa asetetut toimitusvarmuuskriteerit. Toimitusvarmuuskannustimen käytölle ei ole edellytyksiä tapauksissa, joissa verkkoyhtiö kykenee saavuttamaan toimitusvarmuudelle määritellyt kriteerit ilman, että se joutuu ryhtymään huomattaviin korvausinvestointeihin johto-osuuksien osalta, joilla on pitoaikaa jäljellä. Kannustimeen lasketaan korvausinvestoinneissa korvatus verkon NKA, eikä alaskirjattua komponenttia sallita käytettävän uudelleen muualla verkossa, vaan se tulee romuttaa. Alaskirjausmahdollisuus koskee alla esitettyjä verkkokomponentteja:

- 20 kV ilmajohtot
- 20 kV ilmajohtoverkon erottimet ja katkaisijat
- 20/0,4 kV ilmajohtoverkon pylväsmuuntajat
- 0,4 kV ilmajohtot.

Toimitusvarmuuskannustimessa huomioidaan myös kunnossapito- ja varautumistoimien kustannukset, joihin lukeutuvat esimerkiksi vierimetsien hoito ja riskipuiden havainnointi sekä kartoitus. Toimitusvarmuuskannustimen vaikutus saadaan summaamalla kunnossapito- ja varautumistoimien kustannukset ennenaikaisista korvausinvestoinneista saataviin alaskirjauksiin (EV, 2015). Saatu tulos vähennetään toteutuneesta tuloksesta, kuten kuvassa 2.2 on esitetty.

2.3.3 Jälleenhankinta-arvo

Alueellisen verkonhaltijan verkko-omaisuus vaikuttaa regulaatiomallissa verkkoyhtiön sallittuun tuottoon. Verkonhaltija on veloitettu ilmoittamaan verkkonsa komponenttien määrä- ja ikätiedot EV:lle. JHA määritetään koko verkolle käyttämällä ilmoitettuja komponenttien määrätietoja ja EV:n julkaisemia verkostokomponenttien yksikköhintatietoja. Verkon arvo määritellään valvontajakson aikana aina vuoden joulukuun viimeisen päivän tilanteen mukaan. JHA koko verkolle saadaan määriteltyä yhtälöllä 2.1.

$$JHA = \sum_{i=1}^n (\text{yksikköhinta}_i \times \text{määrä}_i), \quad (2.1)$$

missä JHA = verkko-omaisuuden jälleenhankinta-arvo
 yksikköhinta_i = verkkokomponentin yksikköhinta
 määrä_i = verkkokomponenttien määrä verkossa. (EV, 2015)

EV määrittelee yksikköhinnat jokaiselle valvontajaksolle ja ne perustuvat Energiateollisuuden verkostosuosituksissa esitettyihin standardiyksikköhintoihin. Rahan arvon vuosittainen heikkeneminen huomioidaan yksikköhinnoissa vuosittain inflaatiokorjauksella (EV, 2015).

2.3.4 Tasapoistot

Tasapoistot määritetään vuosittain verkon JHA:n perusteella. Tarkoituksena on taata verkkoyhtiölle riittävä tuotto, joka mahdollistaa tarpeellisten investointien tekemisen verkon toimitusvarmuuden parantamiseksi. Verkon tasapoisto lasketaan vuosittain JHA:n laskennan yhteydessä. Koko verkon tasapoistot lasketaan yhtälön 2.2 avulla.

$$JHATP_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{JHA_{t,i}}{pitoaika_t} \right), \quad (2.2)$$

missä $JHATP_t$ = verkkokomponentin tasapoisto vuonna t
 $JHA_{t,i}$ = verkkokomponentin i JHA vuonna t
 $pitoaika_t$ = verkkokomponentin i pitoaika
 t = tarkasteluvuosi. (EV, 2015)

Verkonhaltijan oikaistusta JHA:sta lasketut tasapoistot ohjaavat ylläpitämään verkkoa valittujen pitoaikojen mukaisesti ja ne mahdollistavat tarpeellisten korvausinvestointien rahoituksen (EV, 2015). Kannustinvaikutuksen mekanismi on kuvattu tarkemmin aliluvussa 2.2.2.1.

2.3.5 Verkkotoimintaan sitoutunut pääoma

Verkkotoimintaan sitoutunut pääoma jaetaan omaan pääomaan sekä korolliseen ja korottomaan vieraaseen pääomaan. Valvontamenetelmissä käytetään pääomarakennetta 40/60, jossa 40 % pääomasta on korollista vierasta pääomaa ja 60 % omaa pääomaa.

Oma pääoma koostuu verkon JHA:sta oikaistusta nykykäyttöarvosta. Nykykäyttöarvo verkolle määritellään verkkokomponenttien ikätietojen, pitoaikojen ja JHA:n avulla seuraavasti:

$$NKA_{t,i} = \left(1 - \frac{ikä_{t,i}}{pitoaika_i}\right) * JHA_{t,i}, \quad (2.3)$$

missä	$NKA_{t,i}$	= verkkokomponentin i nykykäyttöarvo
	$ikä_{t,i}$	= verkkokomponentin i ikätieto
	$pitoaika_i$	= verkkokomponentin i pitoaika
	$JHA_{t,i}$,	= verkkokomponentin i JHA
	t	= tarkasteluvuosi. (EV, 2015)

Verkon nykykäyttöarvo määritellään JHA:n perusteella vuosittain joulukuun viimeisen päivän tilanteen mukaisena arvona. Omassa pääomassa huomioidaan myös mahdolliset konserniavustukset.

Vieraalla korollisella pääomalla tarkoitetaan yleisesti pitkäaikaisia pankki-, eläke tai muita lainoja sekä niiden lyhennyseriä. Kun taas korottomalla vieraalla pääomalla käsitetään takaisinmaksuajaltaan lyhyet velat, kuten osto- ja siirtovelat (EV, 2015).

2.3.6 Weighted Average Cost of Capital

Kohtuullisen tuoton laskennassa verkkoyhtiölle määritetään pääoman painotettu keskekustannus (Weighted Average Cost of Capital, WACC). Keskekustannuksen laskentaan vaaditaan tieto oman ja vieraan pääoman kustannuksista. Kustannus näiden kahden välillä on eri, koska riskitasot eivät ole yhtenevät (EV, 2015). WACC saadaan laskettua yhtälöstä 2.4.

$$WACC = C_E \frac{E}{D+E} + C_D (1 - t) \frac{D}{D+E}, \quad (2.4)$$

missä	$WACC$	= pääoman painotettu keskekustannus
	C_E	= oman pääoman kustannus
	E	= oma pääoma
	D	= vieras pääoma
	C_D	= vieraan pääoman kustannus. (EV, 2015)

Oman pääoman kustannuksen laskennassa huomioidaan liiketoiminnan riski verrattuna keskimääräiseen riskiin kaikissa sijoituskohteissa sekä sijoituksen likvidiys. Korollisen vieraan pääoman kustannuksena käytetään riskitöntä korkoa, johon summataan vieraan pääoman riskipremio (EV, 2015).

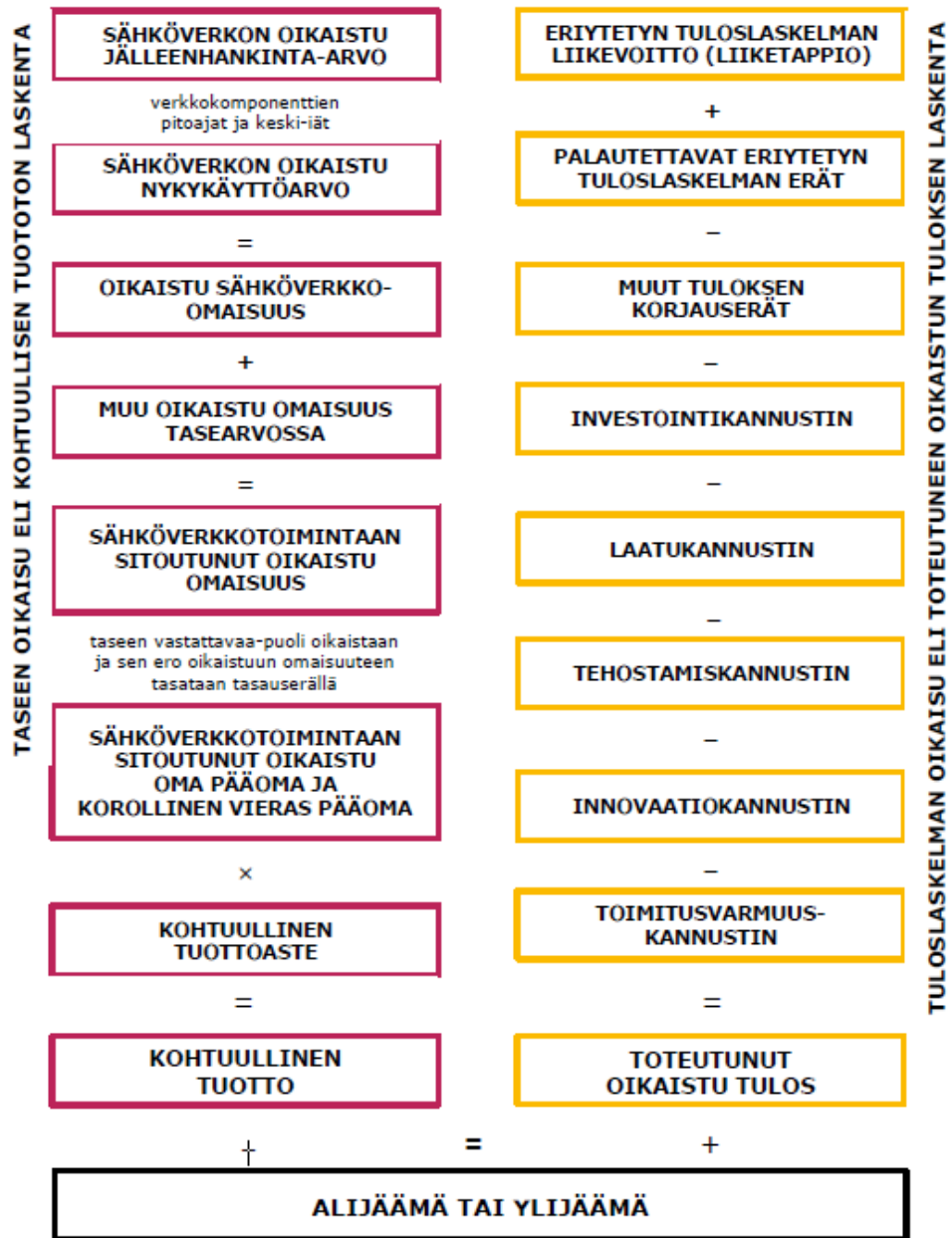
2.3.7 Kohtuullinen tuotto

Kohtuullinen tuotto verkkoyhtiölle lasketaan pääoman painotetun keskikustannuksen ja verkkotoimintaan sitoutuneen pääoman tulona. Yhtälö kohtuulliselle tuotolle on esitetty yhtälössä 2.5.

$$R_k = WACC * (D + E), \quad (2.5)$$

missä	R_k	= kohtuullinen tuotto
	$WACC$	= pääoman painotettu keskikustannus
	E	= oma pääoma
	D	= vieras pääoma. (EV, 2015)

Kohtuullisen tuoton lisäksi verkonhaltija laskee toteutuneen oikaistun tuloksen, jossa huomioidaan muun muassa regulaatiomallin eri kannustimet (EV, 2015). Kuvassa 2.4 on esitetty kohtuullinen tuotto ja toteutunut oikaistu tulos kokonaisuuksissaan.



Kuva 2.4. Neljännen ja viidennen valvontajakson 2016–2023 valvontamenetelmät (EV, 2015).

Kohtuullista tuottoa ja toteutunutta oikaistua tulosta verrataan keskenään ja näiden erotuksen tulos määrää onko verkonhaltijan tulos ali- tai ylijäämäinen. Mikäli toteutunut tulos on laskettua kohtuullista tuottoa suurempi, on tulos ylijäämäinen. Päinvastoin toteutuneen tuloksen ollessa laskettua kohtuullista tuottoa pienempi, niin tulos on tällöin alijäämäinen. Valvontajakson yksittäisen vuosi voi olla yli- tai alijäämäinen, mutta valvontajakson päät-

tyessä tulos on tasattava. Käytännössä tämä tapahtuu säätelemällä siirtohinnoittelua. Ylijäämällisen tuloksen tapauksessa verkonhaltijan tulee laskea asiakkaan siirtohintoja ylijäämällisen osan leikkaamiseksi. Alijäämällisen tuloksen tapauksessa toimitaan päinvastaisesti. Palautusta asiakkaalle tai perintää asiakkaalta ei voi tehdä suoraan rahassa, vaan se on aina toteutettava siirtohinnoittelun kautta (EV, 2015).

2.4 Sähkön laatu

Suomessa sähkömarkkinalaki velvoittaa, että sähköyhtiöiden toimittama sähkö täyttää sille määritellyt sähkön laadun vaatimukset. Kansalliseksi standardiksi Suomessa on asetettu eurooppalainen SFS-EN 50160, joka määrittelee jakelujännitteen sallitut rajat asiakkaan liittymispisteessä. Standardista poikkeavissa tilanteissa sähkönjakelun voidaan katsoa olevan virheellistä (SFS, 2010). Standardi ei kuitenkaan päde epänormaaleissa käyttöolosuhteissa, kuten:

- Vikatilanteen jälkeisessä poikkeuksellisessa sähkönsyötössä, jolla minimoidaan keskeytyksen vaikutus.
- Asiakkaan laitteiden tai asennusten ollessa standardien vastaisia.
- Sääolosuhteista, ulkopuolisten tahojen ja ilmiöiden aiheuttamista häiriöistä, ylivoimaisesta esteestä tai viranomaisten toimista johtuvista poikkeustilanteista, joihin sähköntoimittaja ei voi vaikuttaa.

Sähkökäyttäjän näkökulmasta sähkön toimituksen laadun voidaan ajatella jakautuvan sähkön laatuun ja asiakaspalveluun. Sähkön laatu koostuu jännitteen laadusta, joka kuvaa sähkön fyysisiä ominaisuuksia sekä verkon käyttövarmuudesta ja tuotannon varmuudesta, joilla kuvataan keskeytyksettömän sähköntoimituksen toteutuvuutta. Asiakaspalvelu sähkön toimituksen laadussa käsittää sähkön toimittamiseen liittyvien palvelut ja asiakkaille jaettavan informaation, johon lukeutuvat esimerkiksi verkkoyhtiöiden ylläpitämät reaaliaikaiset sähkökatkokartat ja AMR-mittareiden (Automatic Meter Reading) kulutustietoja hyväksikäyttävät mobiilisovellukset (Elenia, 2015, Lakervi, 2008).

Sähkön laadun valvonta ohjaa myös verkkoyhtiöiden verkostosuunnittelua kohdistamal-

la muun muassa investoinnit kannattavimpiin kohteisiin. Energiavirasto suorittaa keskeytysmääristä ja -ajoista valtakunnallista tilastointia, jota varten verkkoyhtiöt ovat velvoitettuja toimittamaan oman verkkoalueensa keskeytystiedot. Suomessa sähkönjakelun luotettavuutta kuvataan tunnusluvuilla: SAIFI, SAIFI, CAIDI, MAIFI.

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) eli keskeytysten keskimääräinen lukumäärä tietyllä aikavälillä.
- SAIDI (System Average Interruption Duration Index) eli keskeytysten keskimääräinen yhteenlaskettu kesto tietyllä aikavälillä.
- CAIDI (Customer Average Duration Frequency Index) eli Asiakkaan kokema keskeytysten keskimääräinen lukumäärä tietyllä aikavälillä.
- MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index) eli lyhyiden alle kolmen minuutin keskeytysten lukumäärä tietyllä aikavälillä.

Nämä tunnusluvut ovat vakiintuneet käyttöön myös monissa maissa Suomen ulkopuolella (Partanen, 2010). SAIFI, SAIDI, CAIDI ja MAIFI määritellään yhtälöillä:

$$SAIFI = \frac{\sum_j n_j}{N_s}, \quad (2.6)$$

missä n_j on asiakkaan j kokema keskeytysten määrä ja N_s on asiakkaiden määrä,

$$SAIDI = \frac{\sum_i \sum_j t_{ij}}{N_s}, \quad (2.7)$$

missä t_{ij} on asiakkaalle j keskeytyksestä i aiheutunut keskeytys,

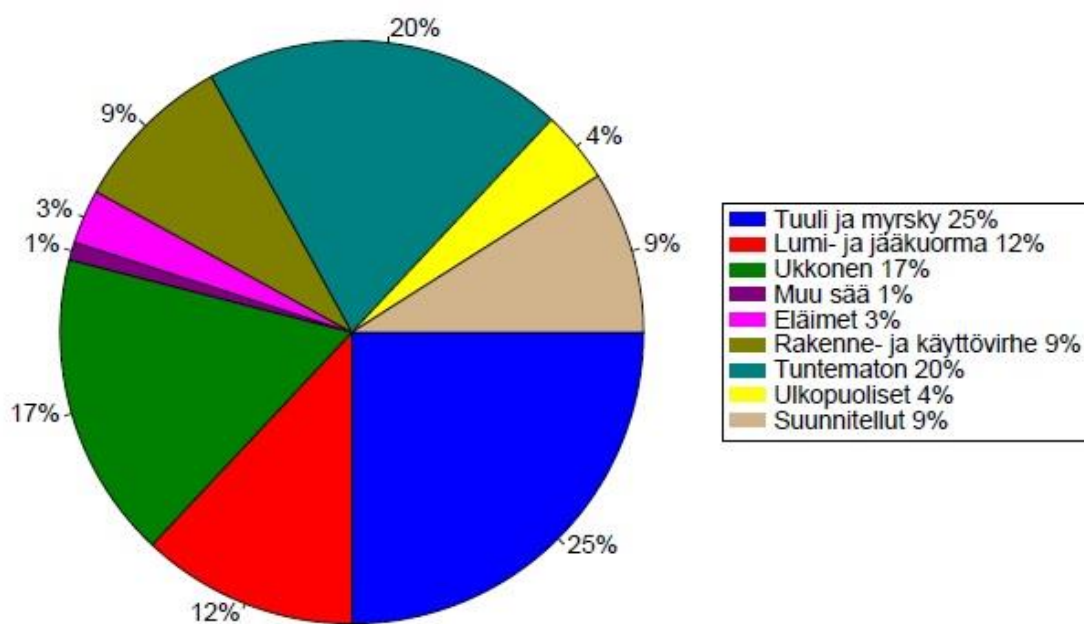
$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (2.8)$$

$$MAIFI = \frac{\sum_j nn_j}{N_s}, \quad (2.9)$$

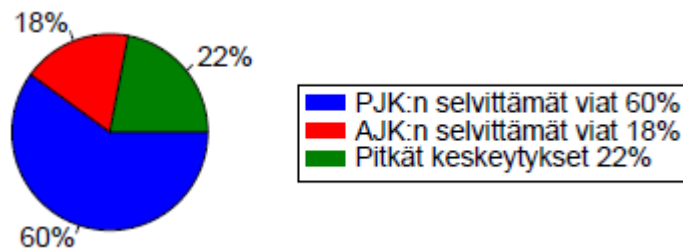
missä nn_j on asiakkaan j kokema jälleenytkentöjen määrä. (Partanen, 2010)

2.5 Keskeytyskustannukset

Keskeytyskustannukset vaikuttavat regulaatiomallin kautta verkkoyhtiön sallittuun tuottoon. Keskeytykset jakautuvat vika- ja suunniteltuihin keskeytyksiin sekä aika- ja pikajälleenytkentöihin (ajk, pj). Kuvissa 2.5 ja 2.6 on esitetty eri syistä johtuvien vikakeskeytysten suhteelliset määrät perustuen energiateollisuuden teettämään selvitykseen vuodelta 2014 (ET, 2014b).



Kuva 2.5. Verkkoyhtiöiden vuoden 2014 suhteelliset keskeytysmäärät aiheuttajittain. Jälleenytkentöjä ei huomioitu (ET, 2014b).



Kuva 2.6. Vuoden 2014 suhteelliset keskeytysmäärät jaoteltuina jälleenkytkentöihin ja pysyviin vikoihin (ET, 2014b).

Huomattava osa verkon vioista aiheutuu poikkeavista sääilmiöistä, kuten tykkylumen ilmajohtoille taivuttamista puista, myrskytuulien ilmajohtoille kaatamista puista ja ukkosten vaurioittamista komponenteista. Keskeytyskustannusten vaikuttaessa sallittuun tuottoon, ajaa se verkkoyhtiön investointeja yhä enemmän säävarman verkon suuntaan.

2.5.1 KAH-parametrit

Asiakkaiden kokeman haitan kuvaamiseksi on määritelty KAH-arvot (Keskeytyksen aiheuttama haitta). Keskeytyshaitan arviointi on suuresti riippuvainen asiakkaan kuluttajaryhmästä. Teollisuusasiakkaalle sähkönjakelun keskeytys voi tarkoittaa tuotannon pysähtymistä ja tätä myötä tuotannon menetyksen aiheuttamia suuria lisäkustannuksia. Kun taas kotitalousasiakkaan kokeman keskeytyksen haitta voi rajoittua, käytännön haitan lisäksi, pakasteiden sulamiseen sähkökatkon aikana (Partanen et al., 2007). Taulukossa 2.1 on esitetty kuluttajaryhmäkohtaiset KAH-arvot.

Taulukko 2.1. Kuluttajaryhmäkohtaiset KAH-arvot (Partanen et al., 2007).

Ryhmä	Vikakeskeytykset		Suunniteltu keskeytys		PJK	AJK
	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW
Kotitalous	0,36	4,29	0,19	2,21	0,11	0,48
Maatalous	0,45	9,38	0,23	4,8	0,2	0,62
Teollisuus	3,52	24,45	1,38	11,47	2,19	2,87
Julkinen	1,89	15,08	1,33	7,35	1,49	2,34
Palvelu	2,65	29,89	0,22	22,82	1,31	2,44

Keskeytyshaittojen erot kulutusryhmien välillä on helppo havaita taulukosta 2.1. Keskeytyshaitan arvioinnissa huomioidaan sekä teho- että energiapohjainen haitta-arvo. Teolli-

suuden ja palveluiden osalta keskeytyskustannukset kasvavat nopeasti suuriksi ja ne voivat aiheuttaa suurtakin haittaa, etenkin keskeytysaikojen venyessä pitkiksi. Siksi asiakkaan kriittisyys pyritään huomioimaan verkon suunnittelussa esimerkiksi priorisoimalla kriittisiä kohteita verkon käyttövarmuutta parantavia investointeja tehdessä.

Taulukon 2.1 mukaisten kuluttajaryhmäkohtaisten KAH-arvojen käyttö edellyttää, että käytössä on tarkasti taltioidut tiedot asiakkaiden jakautumisesta kuluttajaryhmiin. Tällöin kyetään laskemaan keskeytyskustannukset verkossa muuntopiirikohtaisesti. Keskeytyskustannusten laskemiseen voidaan käyttää myös, taulukossa 2.2 esitettyjä, kaikkien asiakasryhmien keskimääräisiä KAH-arvoja (Haakana, 2008).

Taulukko 2.2. Kaikkien asiakasryhmien keskimääräiset KAH-arvot.

Vikakeskeytyks		Suunniteltu keskeytyks		PJK	AJK
€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW
1,1	11	0,5	6,8	0,55	1,1

Taulukon 2.2 keskimääräisten KAH-arvojen määrittelyssä on huomioitu kuluttajaryhmien sijainnin sekä keskeytysmäärien ja -aikojen vaihtelu verkon eri osien mukaan. Keskimääräisiä KAH-arvoja käytetään EV:n valvonnan perusteena, vaikka parhaimpaan tarkkuuteen keskeytyskustannusten määrittämisessä päästään käyttämällä kuluttajaryhmäkohtaisia KAH-arvoja (Partanen et al., 2007).

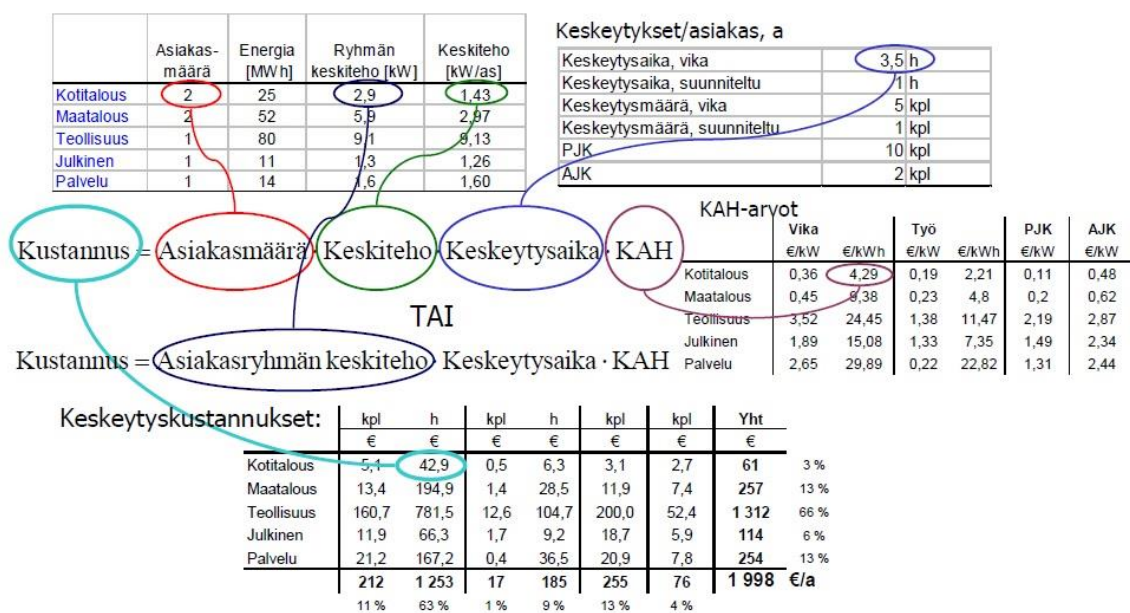
2.5.2 Keskeytyskustannusten laskenta

Keskeytyskustannukset muodostuvat pysyvistä vioista ja jälleenkytkennöistä. Keskeytyskustannusten suuruuteen vaikuttavia tekijöitä ovat pitkien keskeytysten kesto ja lukumäärä sekä jälleenkytkentöjen lukumäärä. Verkostokomponentin aiheuttama keskeytyskustannus saadaan määriteltyä yhtälön 2.10 mukaisesti (Partanen et al., 2006).

$$KAH = \sum_{ar=1}^{arlkm} \left\{ \frac{W_{mp}(ar)}{8760} [k_v(ar)t_v + k_t(ar)t_t + k_{vm}(ar)lkm_v + k_{tm}(ar)lkm_t + k_{pjk}(ar)lkm_{pjk} + k_{ajk}(ar)lkm_{ajk}] \right\}, \quad (2.10)$$

missä	KAH	= keskeytyksestä aiheutuva haitta vuodessa (€/a)
	$W_{mp}(ar)$	= muuntopiirin asiakasryhmän ar vuosienenergia (kWh)
	$arlkm$	= asiakasryhmien kokonaismäärä
	$k_v(ar)$	= asiakasryhmän ar KAH-arvo pysyville vioille (€/kWh)
	$k_t(ar)$	= asiakasryhmän ar KAH-arvo työkeskeytyksille (€/kWh)
	$k_{vm}(ar)$	= asiakasryhmän ar KAH-arvo pysyville vioille (€/kW, vika)
	$k_{tm}(ar)$	= asiakasryhmän ar KAH-arvo työkeskeytyksille (€/kW, vika)
	k_{pjk}	= asiakasryhmän ar KAH-arvo pjk:lle (€/kW, vika)
	k_{ajk}	= asiakasryhmän ar KAH-arvo ajk:lle (€/kW, vika)
	t_v	= muuntopiirin pysyvien vikojen kokonaiskesto-aika (h/a)
	t_t	= muuntopiirin työkeskeytysten kokonaiskesto-aika (h/a)
	lkm_v	= muuntopiirin pysyvien vikojen kokonaismäärä/a
	lkm_t	= muuntopiirin työkeskeytysten kokonaismäärä/a
	lkm_{pjk}	= muuntopiirin pjk kokonaismäärä/a
	lkm_{ajk}	= muuntopiirin ajk kokonaismäärä/a. (Partanen et al., 2006)

Vikakeskeytysten ja jälleenkytkentöjen lukumäärään vaikuttavat komponentin vikataajuus ja määrä sekä johtimilla vikataajuuden lisäksi johdinpituus. Kuvassa 2.7 on esitetty esimerkki keskeytyskustannusten laskennasta yhden muuntopiirin asiakkaille.



Kuva 2.7. Erään muuntopiirin asiakkaiden keskeytyskustannusten laskenta (Partanen, 2010).

3 TEKNIS-TALOUELLINEN SUUNNITTELU

Teknistaloudellisen suunnittelun lähtökohtana on löytää ratkaisut eri verkon suunnittelu-tehtävien toteuttamiseen, joilla pitkän aikavälin kustannukset saadaan minimoitua. Pitoajat sähköverkkokomponenteilla yltyvät jopa 50 vuoteen, jolloin pitkällä aikavälillä tapahtuvat muutokset pyritään määrittämään mahdollisimman tarkasti verkkoa suunnitellessa. Verkon kehittymistä koko teknis-taloudelliselta pitoajalta on kuitenkin äärimmäisen vaikea ennustaa, jolloin pitkän aikavälin suunnitelma laaditaan toimimaan pohjana yksityiskohtaisem-malle verkostosuunnittelulle (Lakervi, 2008). Tässä luvussa tutustutaan verkon suunnitte-lun teknisen ja taloudellisen mitoittamisen periaatteisiin.

3.1 Toimitusvarmuuskriteerit

Nykyisin voimassa oleva sähkön toimitusvarmuuskriteeristö perustuu Lappeenrannan tek-nillisen yliopiston ja Tampereen teknillisen yliopiston vuonna 2010 tekemään selvitykseen: ”Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot”. Ensisijaisesti toimitusvar-muuskriteeristö toimii verkkoyhtiöiden verkon suunnittelun pohjana tulevaisuuden verkos-toinvestoinneille. Pääperiaate on, että regulaatiomalli ohjaa verkkoyhtiöitä kehittämään toimintaansa tehokkaaksi, mutta silloin, kun regulaatiomalli ei kannusta tekemään toimi-tusvarmuuden kannalta tarpeellisia toimenpiteitä investointien muodossa tai organisatori-sella tasolla, toimitusvarmuuskriteeristön tavoitteena on taata sähkönkäyttäjille riittävä sähkön toimitusvarmuus (Partanen et al., 2010).

”Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot” -tutkimushankkeen tulokse-na saadut tavoitetasot on jaoteltu alueittain. Aluejako tavoitetason osalta on kolmiosainen alla olevan erittelyn mukaisesti.

Toimitusvarmuuden tavoitetaso cityssä

Kokonaiskeskeytysaika: Enintään 1 tunti vuodessa
Lyhyiden keskeytysten (< 3 min) määrä: Ei lyhyitä katkoja

Toimitusvarmuuden tavoitetaso taajamissa

Kokonaiskeskeytysaika: Enintään 3 tuntia vuodessa
Lyhyiden keskeytysten (< 3 min) määrä: Enintään 10 kpl vuodessa

Toimitusvarmuuden tavoitetaso maaseudulla

Kokonaiskeskeytysaika: Enintään 6 tuntia vuodessa
Lyhyiden keskeytysten (< 3 min) määrä: Enintään 60 kpl vuodessa

Selvityksen lähtökohtana on ollut, ettei yksittäinen normaalin käyttötilanteen aikana aiheutunut vika saa aiheuttaa tavoiterajan ylittänyttä keskeytystä. Kolmen vuoden ajanjakson aikana sallitaan kuitenkin yksittäisen asiakkaan näkökulmasta yksi tavoitearvon ylitys, esimerkiksi suurhäiriön tai korjausajaltaan pitkien vikojen aiheuttamana (Partanen et al., 2010).

3.2 Sähkötekniset suunnitteluperusteet

Verkon suunnittelussa tekniset reunaehdot ohjaavat verkon kehittämistarpeita. Ajan kuluessa tapahtuvat kuormituksen ja topologian muutokset voivat muuttaa verkon tehonjakoa olennaisesti. Teknisen suunnittelun tavoitteena on arvioida näiden muutosten vaikutus mitoitusseen siten, että verkko täyttää sille asetetut reunaehdot koko pitoajaltaan. Tehtävä on haastava, sillä esimerkiksi asemakaava-muutokset voivat aiheuttaa äkillisen kuormituksen kasvun ja toisaalta maaltamuutto laskea siirrettävien tehojen tarvetta haja-asutusalueella. Seuraavissa aliluvuissa esitetään teknisen suunnittelun kannalta oleellisia periaatteita ja niiden määrittelyä.

3.2.1 Jännitteenalenema

Sähkön laatuun huomattavasti vaikuttava laatutekijä on jännitteen suuruus. Jännitteen kohotessa liian suureksi tai laskiessa liian alhaiselle tasolle, vaarantuu sähkölaitteiden oikea toiminta. Vaarana on myös laitteiston rikkoutuminen jännitteen suuruuden poiketessa liialti nimellisarvostaan. Sallitut rajat jännitteen heilahteluille on ilmoitettu Suomen standardi-

soimisliiton standardissa SFS-EN-50160. Kiinnostavin tarkasteltava asia jakeluverkkojen yhteydessä onkin johdon alku- ja loppupään jännitteiden välinen erotus, jännitteenalenema. Likiarvo jännitteenalenemalle saadaan normaalissa kuormitustilanteessa yhtälöllä:

$$U_h = IR\cos\varphi + IX\sin\varphi, \quad (3.1)$$

missä U_h = jännitteenalenema
 I = virta
 R = resistanssi
 φ = vaihesiirtokulma
 X = reaktanssi. (Lakvervi, 2008)

Tilanteessa, jossa johtolähdön alkupään jännite ja loppupään kuorma tiedetään, voidaan jännitteiden laskemiseen tehonjaossa käyttää iteratiivisia menetelmiä, kuten Gauss-Seideliä ja Newton-Raphsonia. Laskennassa loppupään jännitteelle annetaan alkuarvaus, joka on yleensä sama kuin alkupään jännitteen arvo. Iterointia jatketaan kunnes perättäisten iterointikierrosten välinen ero on halutuissa rajoissa. Nämä menetelmät soveltuvat suurien verkkokokonaisuuksien kohdalla ainoastaan tietokonelaskentaan, johtuen niiden laskennallises- ta vaativuudesta (Lakervi, 2008, Partanen, 2014a).

3.2.2 Kuormitettavuus

Johtimen kuormitettavuus määräytyy suurimmasta lämpötilasta, joka johtimelle voidaan sallia. Jatkuvan kuormitusvirran lisäksi kuormitettavuuteen vaikuttaa johtimen tyyppi, eristys, asennustapa sekä – ympäristö. Johtimen tulee myös kestää, liikaa kuumentamatta, oikosulkujen aiheuttamat lyhyet, mutta usein suuret virrat.

Avojohtoilla kuormitettavuus toimii harvoin rajoittavana tekijänä mitoituksessa. Kaapeliverkossa kuormitettavuutta on tarkasteltava tarkemmin. Käyttöolosuhteista johtuen kaapelit kykenevät luovuttamaan lämpöä ympäristöönsä huomattavasti ilmajohtoja heikommin. Tehohäviö kaapelilla voi olla korkeimmillaan samansuuruinen kuin kaapelin ympäristöön luovuttama lämpö, jottei termisen kuormitettavuuden rajoja ylitetä. Liiallinen lämpenemi-

nen heikentää eristeiden sähköisiä ominaisuuksia ja voi lopulta johtaa läpilyönteihin aiheuttaen keskeytyksiä sähköjakelussa tai pahimmassa tapauksessa henkilövahinkoja. Taulukossa 3.1 on esitetty muutamien kaapelityyppien kuormitettavuuksia ja suurimpia sallittuja 1 s oikosulkuvirtoja, kun suurin sallittu lämpötila on 65 °C.

Taulukko 3.1. Kaapeleiden kuormitettavuuksia ja suurimpia sallittuja 1 s oikosulkuvirtoja, kun suurin sallittu lämpötila on 65 °C (Prysmian, 2015).

Johdin	Kuormitettavuus [A]	Suurin sallittu 1 s oikosulkuvirta [kA]
AHXAMK-W 3x50Al	155	4,7
AHXAMK-W 3x120Al	265	11,3
AHXAMK-W 3x185Al	330	17,4
AHXAMK-W 3x300Al	435	28,3

3.2.3 Teho- ja energiahäviöt

Sähköjakelussa tehohäviöt verkon eri komponenteissa vaikuttavat toiminnan taloudellisuuteen. Kokonaisvirta saa muuntajan tai johdon pitkittäisresistansseissa aikaan pätötehohäviöitä ja muuntajan pitkittäisreaktanssissa loistehohäviön. Nämä häviöt saadaan lasketua yhtälöistä 3.2 ja 3.3.

$$P_h = 3I^2R \quad (3.2)$$

$$Q_h = 3I^2X, \quad (3.3)$$

missä P_h = pätötehohäviö
 Q_h = muuntajan loistehohäviö. (Lakvervi, 2008)

Johdon poikittaiskapasitanssi tuottaa loistehoa yhtälön 3.4 mukaan. Tämä on jakeluverkoissa lähes poikkeuksetta kovin vähäistä.

$$Q_c = 3BU_v^2, \quad (3.4)$$

missä Q_c = johdon loistehohäviö
 B = johdon susceptanssi
 U_v = vaihejännite. (Lakvervi, 2008)

Energiahäviöiden laskeminen on oleellinen osa verkon elinkaarikustannusten määrittämisessä. Käsineläskennassa voidaan käyttää kuvitteellista huipunkäyttöaikaä t_h , jolla häviöteho kerrotaan, jolloin energiahäviöksi saadaan:

$$W_h = P_h t_h, \quad (3.5)$$

missä W_h = energiahäviö
 P_h = tehohäviö
 t_h = huipunkäyttöaika. (Lakvervi, 2008)

Huipunkäyttöajalle voidaan käyttää taulukon 3.1 mukaisia arvoja, mikäli tarkempia arvoja ei ole mahdollista määrittää.

Taulukko 3.1. Häviöiden huipunkäyttöaikoja eri komponenteille (Lakvervi, 2008).

Verkon osa	Häviöiden huipunkäyttöaika t_h, h/a
Pienjännitejohto	700-1000
Keskijännitejohto	2000-2500
Sähköasema	3000-3500
Muuntajan tyhjäkäyntihäviöt	8760

Tarkempaa häviöenergian määrittämistä varten voidaan käyttää häviötehon integraalia, jossa häviötehon ajallinen vaihtelu otetaan huomioon paloitlelemalla vuoden tehot halutun kokoiisiin aika-alkioihin ja summaamalla nämä yhteen (Lakvervi, 2008). AMR-mittareiden myötä häviöiden huipunkäyttöajat on mahdollista määrittää tuntiperusteisesti (Elenia, 2015).

$$W_h = \int_0^T P_h(t) dt, \quad (3.5)$$

missä

T = ajanjakso

t = aika. (Lakvervi, 2008)

3.2.4 Oikosulku

Oikosulku syntyy, kun virtapiiri sulkeutuu suoraan, valokaaren tai jonkin muun vikaimpedanssin kautta. Yleisiä tapauksia jakeluverkoissa ovat vaihejohtimien väliset kosketukset, jolloin syntyy kolmi- tai kaksivaiheinen oikosulku, kuten kuvassa 3.1 nähdään.



Kuva 3.1. Oikosulut: a) kolmivaiheinen oikosulku b) ja kaksivaiheinen oikosulku (Partanen, 2013a).

Oikosulkuvirrat voivat aiheuttaa suuruutensa vuoksi henkilövahinkoja, liiallista lämpenemistä johdoissa sekä häiriöitä sähkönjakeluun. Tyypillisesti oikosulkuvirran suuruus Suomessa jakeluverkon kiskostoissa vaihtelee välillä 5-12 kA. Sen suuruuteen vaikuttaa pääosin 110/20 kV:n muuntajan koko, mutta myös syöttävän verkon oikosulkuvirta. Mitä kaukaisempaa osaa verkossa tarkastellaan syöttävään pisteeseen nähden, sitä pienemmäksi oikosulkuvirta muuttuu, verkon impedanssin kasvaessa etäisyyden funktiona. Pitkät johtolähdöt luovatkin haasteita suojauksen näkökulmasta, koska oikosulkuvirta lähdön loppupäässä saattaa olla liki samansuuruinen kuormitusvirran kanssa.

Kolmivaiheinen oikosulkuvirta saadaan vaihejännitteen ja syöttävän verkon impedanssien avulla seuraavasti:

$$I_{k3} = \frac{U_v}{\sqrt{(R_{sv}+R_m+R_j)^2+(X_{sv}+X_m+X_j)^2}}, \quad (3.6)$$

missä I_{k3} = kolmivaiheinen oikosulkuvirta
 R_{sv} = syöttävän verkon resistanssi
 R_m = muuntajan resistanssi
 R_j = johdon resistanssi
 U_v = vaihejännite vikakohtassa
 X_{sv} = syöttävän verkon reaktanssi
 X_m = muuntajan reaktanssi
 X_j = johdon reaktanssi

Kaksivaiheinen oikosulkuvirta voidaan laskea käyttäen yhtälöä 3.6, mutta vikavirta tulee kertoa kertoimella $\frac{\sqrt{3}}{2}$, koska pääjännite vaikuttaa tässä tapauksessa kaksinkertaiseen impedanssiin (Lakervi, 2008).

$$I_{k2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{k3}, \quad (3.7)$$

missä I_{k2} = kaksivaiheinen oikosulkuvirta. (Lakervi, 2008)

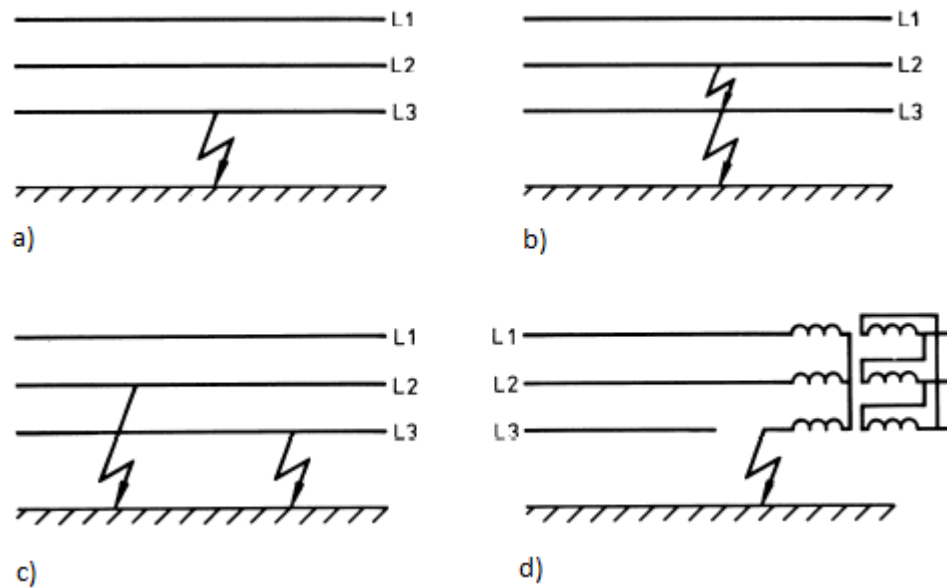
Suomessa säteittäisen jakeluverkon selektiivinen oikosulkusuojaus toteutetaan pääsääntöisesti vakioaikaylivirtareleillä.

3.2.5 Maasulku

Suomessa keskijänniteverkon maadoitustapana on käytössä maasta erotettu verkko tai sammutettu verkko. Tähän on syynä Suomen maaperän korkean resistiivisyyden aiheuttama kosketusjänniteongelma. Sallitut kosketusjännitteet on määritelty tarkemmin standardissa SFS 6001.

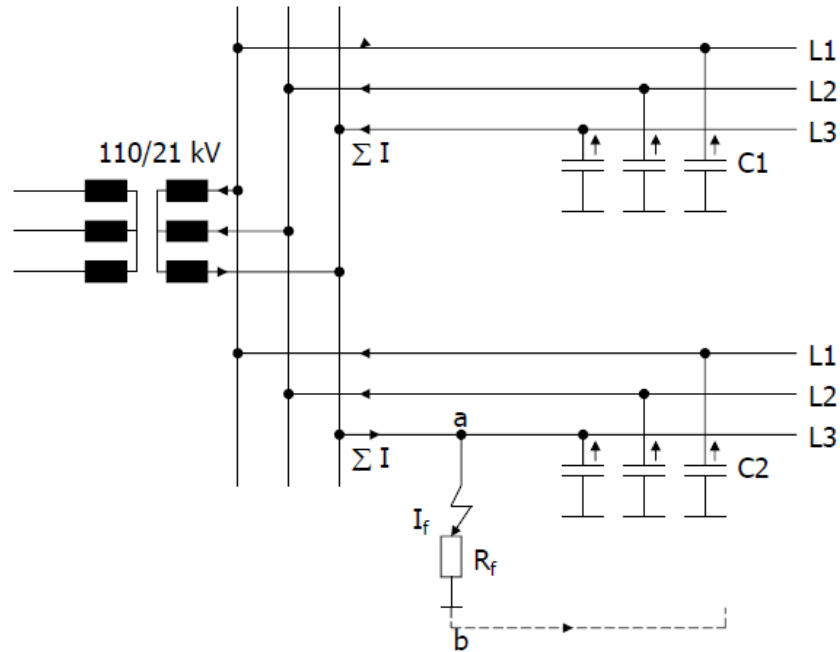
Maasulun aiheuttajana on usein vaihejohtimen yhteys suojamaadoitettuun osaan valokaa-

ren tai kosketuksen kautta. Kuvassa 3.2 on havainnollistettu eri maasulkutapauksia.



Kuva 3.2. Eri maasulkutapauksia: a) yksivaiheinen maasulku, b) maoikosulku, c) kaksivaiheinen oikosulku ja d) johdinkatkeama sekä yksivaiheinen oikosulku kuorman puolella (Partanen, 2013a).

Maasta erotetussa verkossa maasulkuvirta kulkee vikapaikasta maahan vikaresistanssin kautta, esimerkiksi avojohtoon nojaavan puun, josta se kulkeutuu johtimien maakaapitasanssien kautta 110/20 kV päämuuntajan käämityksiin, joka syöttää edelleen vikavirtaa vioittunutta vaihetta pitkin vikapaikkaan. Kuvassa 3.3 on esitetty maasulkuvirran kulureitti.



Kuva 3.3. Yksivaiheinen maasulku keskijänniteverkossa (Partanen, 2013a).

Maasulkuvirralle pätee yhtälö:

$$\underline{I}_f = \frac{\underline{E}}{R_f + \frac{1}{j3\omega C}}, \quad (3.8)$$

missä C = maakapasitanssi

\underline{E} = Theveninin lähdejännite

\underline{I}_f = maasulkuvirta

j = imaginaariyksikkö

R_f = vikaresistanssi

ω = ominaistaajuus. (Lakvervi, 2008)

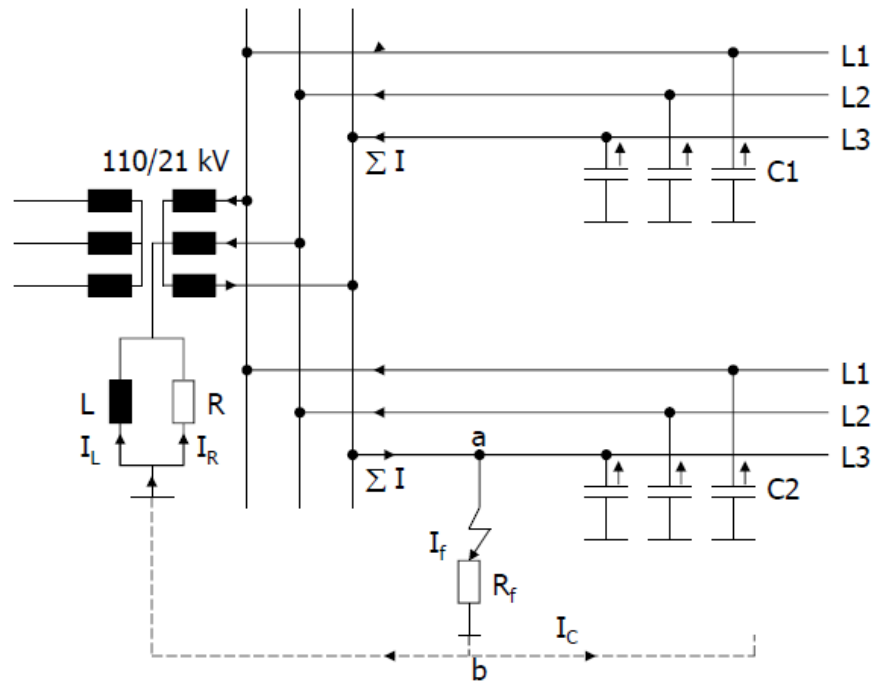
Maasta erotetussa verkossa maasulkuvirta on pieni, välillä 5-100 A, sillä galvaanisesti yhteen kytketyn verkon osuudet eivät ole pitkiä. Maakaapeleilla maakapasitanssit muodostuvat huomattavasti avojohtoja suuremmiksi, jolloin maasulkuvirrat voivat olla kaapelityypistä riippuen huomattavan suuria ilmajohtoon verrattuna (Lakvervi, 2008).

Suojauksen kannalta pienet maasulkuvirrat ovat ongelmallisia, koska maasulussa vikavirralle ei ole pieni-impedanssista reittiä, jolloin suuren vikaresistanssin kautta muodostuvat kosketusjännitteet ovat suuria. Käytännössä maasulkusuojaus toteutetaan sähköasemilla sijaitsevilla maasulkureleillä. Niiden toiminta perustuu vaihevirtojen epäsymmetriaan ja tähtipistejännitteen kohoamiseen maasulun aikana. Pienet maasulkuvirrat muodostuvat ongelmaksi lähinnä pitkillä ilmajohtolähdöillä (Lakervi, 2008). Kaapelointiasteiden nousussa, suojauksen ongelmat pienten maasulkuvirtojen takia kuitenkin poistuvat, kasvaneiden kapasitanssien seurauksena.

3.2.5.1 Kompensointi

Uuden sähkömarkkinalain myötä verkkoyhtiöt investoivat aikaista enemmän kaapelointiin ja tämän seurauksena jakeluverkon kaapelointiasteet kasvavat merkittävästi. Verkon suunnittelussa onkin otettava huomioon kaapeloinnin seurauksena kasvavat maasulkuvirrat.

Maasulkuvirran kompensointi voidaan toteuttaa keskitetysti sähköasemilla tai hajautetusti verkkoon. Niin sanotussa sammutetussa verkossa maasulkuvirtaa kompensoidaan sähköasemien muuntajan tähtipisteeseen kytketyillä sammutuskuristimilla (Lakervi, 2008). Sammutuskuristimen induktanssi mitoitetaan siten, että sen kautta kulkeva virta I_L on likimain yhtä suuri kuin maakapasitanssien kautta kulkeva virta I_C . Kuvasta 3.4 nähdään edellä mainittujen virtojen kulkusuunnat sammutetun verkon maasulkutilanteessa. Suomessa sammutuskuristimen kelan kompensointiasteena on yleisesti käytössä alikompensointi, poiketen esimerkiksi Saksassa käytetystä ylikompensoinnista ja Ruotsissa käytetystä resonanssikompensoinnista (Loukkalahti, 2013).



Kuva 3.4. Yksivaiheinen maasulku sammutuskuristimella varustetussa verkossa (Partanen, 2013a).

Maasulkuvirran kompensoinnilla saavutetaan pienentyneiden maadoitusjännitteiden lisäksi myös maasulkujen aiheuttamien relettoimintojen väheneminen. Myös verkossa tarvittavien jälleenkytkentöjen määrä laskee osan valokaarimaasulkujen sammussa itsestään (Partanen et al., 2010).

3.3 Taloudelliset laskelmat suunnittelussa

Taloudellisen suunnittelun tavoite on löytää sähköjakeluverkon rakentamiselle edullisimmat ratkaisut, jotka kuitenkin ovat teknisten vaatimusrajojen sisällä. Verkon ja sen komponenttien kustannukset koostuvat investointi-, häviö-, keskeytys- ja huoltokustannuksista. Summaamalla edellä mainitut kustannuslajit keskenään, saadaan kokonaiskustannukset, joita taloudellisella suunnittelulla pyritään minimoimaan.

Jotta eri kustannuslajeja voidaan vertailla keskenään, täytyy ne muuttua vertailukelpoisiksi keskenään. Tämä voidaan tehdä laskemalla jaksollisten kustannusten käyttöjakson nykyarvo tai muuttamalla kustannukset koko käyttöjaksolle jaksotetuiksi vuosittaisiksi tasaeriksi

annuiteetin avulla. Yleensä kustannuksia vertaillaan vuositasolla, jolloin esimerkiksi investointikustannukset muutetaan vuotuis-kustannuksiksi annuiteettimenetelmän avulla. Laskumenetelmät esitetään kappaleissa 3.2.2 ja 3.2.3 (Lakervi, 2008).

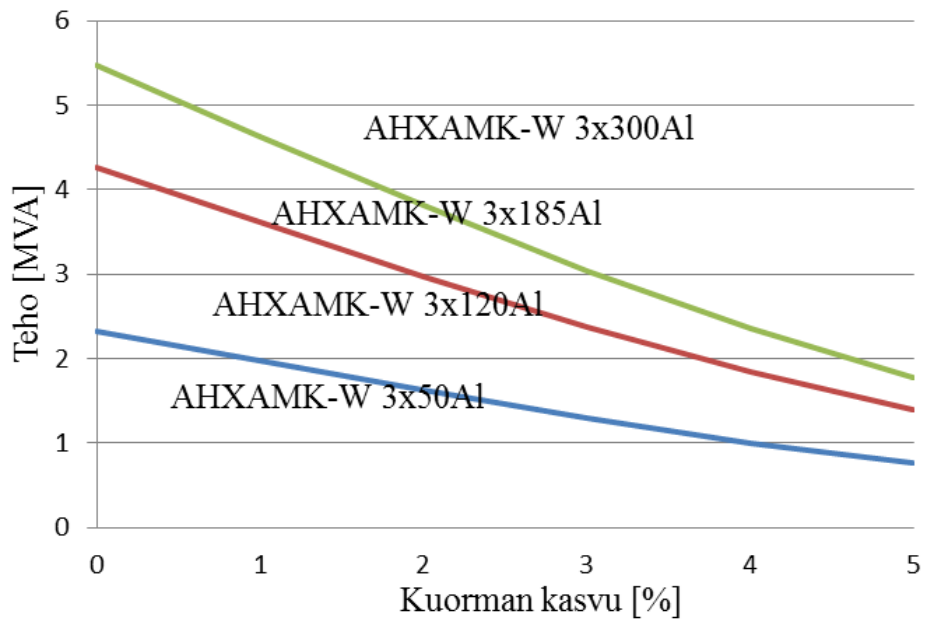
3.3.1 Taloudellisen johtimen määrittäminen

Taloudellisinta kaapelia etsittäessä täytyy löytää poikkipinta, jolla investointikustannusten vuosierä on pienempi kuin häviökustannukset vuodessa. Tätä varten lasketaan siirrettävälle teholle rajateho, jolla suuremman poikkipinnan käyttäminen on häviösäästöjen johdosta taloudellisempaa. Rajateho saadaan epäyhtälöstä:

$$S \geq U \sqrt{\frac{k_{IA2} - k_{IA1}}{\kappa c_h (r_{A1} - r_{A2})}} \quad (3.9)$$

missä k_{IA1}, k_{IA2} = johdinten poikkipintojen investointikustannukset €/km
 r_{A1}, r_{A2} = johdinten poikkipintojen resistanssit Ω/km
 c_h = häviöiden hinta €/kW,a
 κ = kapitalisointikerroin. (Lakervi, 2008)

Epäyhtälöstä saatu näennäistehon arvo kuvaa johdon näennäistehon arvoa, jolla suuremman johdinpoikkipinnan käyttö on taloudellisempaa. Kuvaan 3.5 on yhtälön 3.9 avulla laskettu rajatehon käyriä kuorman kasvun funktiona.



Kuva 3.5. AHXAMK-W kaapeleiden taloudellisia tehoalueita kuorman kasvun funktiona, kun korko $p = 5 \%$, jännite $u = 20 \text{ kV}$, häviöiden hinta 70 €/kW , ja tarkastelu-aika 45 a (Prysmian, 2015).

3.3.2 Nykyarvomenetelmä

Vuosittaisille kustannuserille voidaan laskea nykyarvo. Tulokseksi saadaan rahamäärä, jolla kyseinen kustannus voidaan maksaa, kun on otettu huomioon vuosittaiset korkokeretyvät. Nykyarvon laskemista hyödynnetään esimerkiksi keskeytyskustannusten ja kuormitushäviöiden muuttamisessa vertailukelpoisiksi investointikustannusten kanssa. Yksittäisen vuoden nykyarvo voidaan laskea yhtälöstä:

$$\text{nykyarvo} = \frac{1}{1 + \left(\frac{p}{100}\right)^t} \quad (3.10)$$

missä $t =$ tarkkailujakson pituus [a]
 $p =$ korkoprosentti. (Lakvervi, 2008)

Usein sähköverkkojen suunnittelun yhteydessä on kuitenkin kiinnostavampaa tutkia koko suunnittelujakson aikana syntyvien vuosittaiskustannusten nykyarvoa. Tätä varten laskeaan geometrisesta sarjasta johdettu kapitalisointikerroin:

$$\kappa = \psi \frac{\psi^T - 1}{\psi - 1} \quad (3.11)$$

$$\psi = \frac{(1 + \frac{r}{100})^2}{1 + \frac{p}{100}}, \quad (3.12)$$

missä κ = kapitalisointikerroin
 T = ajanjakso
 r = kuormituksen kasvu
 p = korkoprosentti. (Lakervi, 2008)

Koko tarkastelujakson vuotuiserien nykyarvo saadaan kertomalla kustannuserä ensimmäiseltä vuodelta yhtälön 3.11 kapitalisointikertoimella (Lakervi, 2008).

Taulukossa 3.1 on esitetty laskettuja kapitalisointikertoimia eri koroilla ja kuormitusten kasvuilla.

Taulukko 3.1. Kapitalisointikertoimia eri koroilla ja kuormitusten kasvuilla pitoajalla 40

a. Taulukossa k_1 = keskeytyskustannukset ja k_2 = kuormitushäviöt.

Korko %/a	Kuormituksen kasvu	Kapitalisointikerroin (k_1, k_2)	
5	3	16,44	22,33
	6	22,13	43,91
10	3	10,76	13,98
	6	13,87	25,18

Käytettäessä yhtälöä 3.12 tulee huomioida osoittajan potenssi. Häviöteho on neliöllisesti riippuvainen tehosta, joka nähdään yhtälön 3.12 osoittajan toisena potenssina. Keskeytyskustannukset ovat suoraan verrannolliset tehoon.

3.3.3 Annuiteettimenetelmä

Kertaluontoiset kustannukset voidaan muuttaa vuosikustannuksiksi annuiteetin avulla. Ker-

tomalla esimerkiksi investointikustannus lasketulla annuiteetilla ε , saadaan sen vuosittainen kustannuksen tasaerä. Saatu tasaerä maksetaan koko pitoajalta investoinnin kulujen kattamiseksi. Yhtälö annuiteetille saadaan seuraavasti:

$$\varepsilon = \frac{\frac{p}{100}}{1 - \frac{1}{(1 + \frac{p}{100})^t}}, \quad (3.13)$$

missä p = korko
 t = tarkasteluajanjakso vuosina. (Lakvervi, 2008)

Saatu tasaerää voidaan vertailla esimerkiksi verkossa vuodessa tapahtuvien häviöiden tai keskeytyskustannusten kanssa (Lakervi, 2008).

3.3.4 Kokonaiskustannukset

Sähkönjakeluverkon taloudellisen suunnittelun tavoitteena on minimoida suunnittelujakson aikana syntyvät kustannukset. Minimointitehtävän yhteydessä ei voida kuitenkaan jättää huomioimatta verkon sähkötekniisiä reunaehtoja. Suunniteltavan verkon on aina täytettävä vaatimukset jännitteenaleneman, kuormitettavuuden, vikavirtojen suojauksen ja turvallisuuden osalta. Kokonaiskustannusten minimointi voidaan esittää yhtälöllä:

$$K_{\text{kok}} = \min \int_0^T [K_{\text{inv}}(t) + K_{\text{häv}}(t) + K_{\text{kesk}}(t) + K_{\text{kun}}(t)] dt, \quad (3.14)$$

missä $K_{\text{inv}}(t)$ = investointikustannukset
 $K_{\text{häv}}(t)$ = häviökustannukset
 $K_{\text{kesk}}(t)$ = keskeytyskustannukset
 $K_{\text{kun}}(t)$ = kunnossapitokustannukset
 T = suunnittelujakso. (Lakvervi, 2008)

Investointikustannukset ovat kertaluontoinen kustannuserä, johon lukeutuvat esimerkiksi verkon komponenttihankinnat ja rakentamiskustannukset (Lakervi, 2008).

4 VIANKORJAUS MAAKAPELOINNILLA

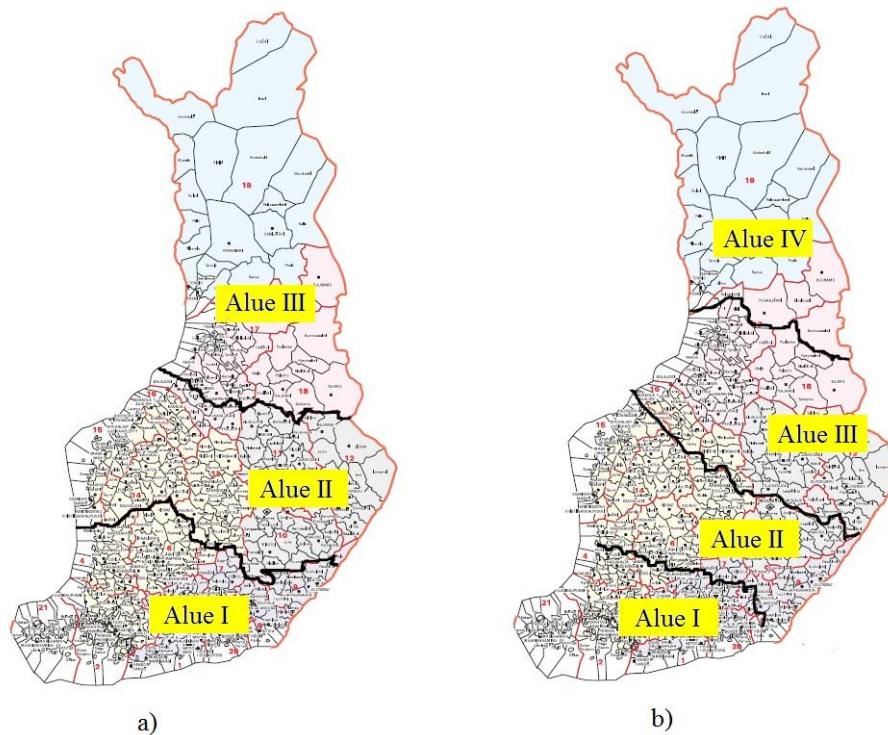
Tässä kappaleessa esitetään maakaapelointiprosessin eri vaiheet nopean viankorjauksen näkökulmasta. Monia normaalin maakaapelointiprosessin pitkäjänteisiä työvaiheita joudutaan supistamaan huomattavasti tiiviimpään pakettiin, jotta ne sopivat nopealla aikataululla tehtyyn viankorjaustyöhön.

4.1 Maankäyttöluvat

Yhtenä kriittisimpänä kohtana nopean viankorjauksen suorittamisessa kaapeloinnilla on maankäyttölupien hankinta. Jokaiselle työkohteelle vaaditaan maanomistajan kirjallinen suostumus kaapelireitin rakentamiseksi ennen töiden aloittamista. Myös korvattaessa ilma-johtoa maakaapelilla olemassa olevalle johtokadulla, on uusi maankäyttösopimus maanomistajan kanssa solmittava.

4.1.1 Maankäytön korvaukset

Kaapelireitin tieltä raivatusta puustosta ja maankäytöstä maksetaan maanomistajalle korvaus. Maanomistajalle korvataan myös mahdollinen kyseisen korvausalueen mukainen odotusarvo- tai taimikkokorvaus. Metsä- ja peltokorvausten osalta Suomi on jaettu osa-alueisiin, jotka on esitetty kuvassa 4.1. Osa-alueet jakautuvat metsäkorvausten osalta kolmeen ja peltokorvausten osalta neljään alueeseen.



Kuva 4.1. a) metsäkorvausalueet ja b) peltokorvausalueet perustuen Metsätalouden kehittämiskeskus Tapion ”Raito Paananen, 2007: Summa-arvomenetelmän aputaulukot” – taulukoihin (ET, 2008).

Metsätaloushaitan korvausten suuruus määräytyy alueittain metsätyypin mukaan. Alueella 1 korvausten määrä on suurin, vaihdellen metsätyypistä riippuen välillä 70 € - 440 € hehtaarilta. Kaadettu puusto jää maanomistajalle hänen halutessaan, mutta muussa tapauksessa johdonomistaja maksaa puustosta käyvän hinnan mukaisen korvauksen. Lisäksi puuston odotusarvosta maksetaan korvaus määräytyen puuston iän ja puutyypin perusteella. Mikäli alueella on taimikkoa, maksetaan korvaus taimikon valtakorkeuden ja puutyypin perusteella (ET, 2008).

Peltoalueella maanomistajalle maksetaan korvaus sadonmenetysvahingosta. Johdonomistaja on myös vastuussa rakentamistöiden aiheuttamien haittojen korjaamisesta ja pellon tasottamisesta. Maanomistajalle korvataan myös pylväiden aiheuttama maataloushaitta. Korvaukset maksetaan erikseen peltopylväiden sekä ojanvarsipylväiden osalta ja korvaus-

ten suuruus määräytyy kuvassa 4.1 esitetyn aluejaon mukaan (ET, 2008).

4.1.2 Yksityiset maanomistajat

Yleensä maastosuunnittelija laatii maanomistajan kanssa sopimuksen maankäytöstä ja siihen liittyvistä korvauksista. Yksityisen maanomistajan kanssa maankäyttösopimuksen solmiminen on useimmiten sujuvaa kaapelointihankkeiden yhteydessä (Elenia, 2015). Maanomistaja on useasti myötämielinen itseään koskevan, kaapeloinnilla aikaansaadun, toimitusvarmuuden paranemisen johdosta etenkin, jos alueella koetaan sähkökatkoja usein (Elenia, 2015). Pyrkimyksenä on ottaa huomioon maanomistajan toiveet kaapelireitin valinnassa, mikäli se vain on taloudellisesti mahdollista.

Haasteellisia ovat esimerkiksi tapaukset, joissa maanomistajina on osuuskuntia tai maanomistajia on monia. Tällöin kultakin päätäntävaltaa omaavalta henkilöltä on saatava kirjallinen suostumus maankäyttöön. Prosessi edellä mainituissa tapauksissa on väistämättäkin pitkä ja tilanne maakaapeloinnilla suoritettun nopean viankorjauksen toteuttamisen kannalta on hyvin ongelmallinen.

Ratkaisuja maankäyttösopimusten nopeuttamiseksi on kuitenkin kehitteillä. Sähköverkko-yhtiö Elenia Oy on siirtymässä maankäyttösopimusten solmimisessa osittain sähköistettyyn käytäntöön (Elenia, 2015).

Keskusteluissa on myös pohdittu mahdollisuutta sille, että yksityisten maanomistajien mailla kulkevien teiden hallinnoinnista vastaava tienhoitokunta voisi olla tulevaisuudessa maanomistajien sijaan päätäntävaltainen tiealueelle sijoitettavista kaapeleista. Tällöin tienhoitokunnan nimeämä henkilö voisi tehdä päätöksen tiealueelle sijoitettavasta kaapelista ja sen myötä välttyttäisiin ongelmatilanteilta, joita on kuvattu ylempänä (Elenia, 2015). Tämän toteutuminen käytännössä vaatii kuitenkin vielä paljon tutkimusta ja taustaselvitystä.

4.1.3 ELY-keskus

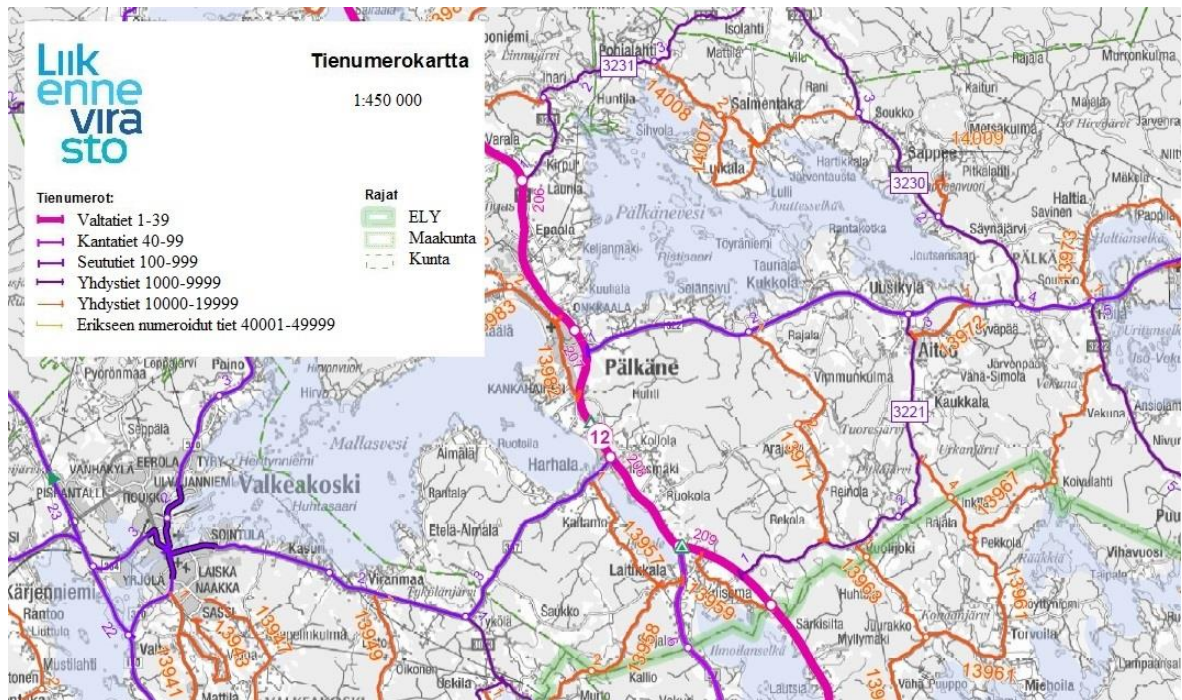
Sähköjohtojen rakentaminen Elinkeino-, liikenne ja ympäristökeskuksen (jatkossa ELY-keskus) hallinnoimien teiden varteen on luvanvaraista toimintaa. Kun työskennellään tie-

alueella, kaapeleiden ja johtojen sijoittamiseen ja olemassa olevan verkon korjaustyöhön vaaditaan aina ely-keskuksen lupa. Lupa on suoritetusta työstä riippuen joko sijoitussopimus tai työlupa (ELY, 2015a).

Lupahakemusten normaali käsittelyaika on pitkä ja se aiheuttaa haasteita nopean viankorjauksen näkökulmasta, koska optimaalinen kaapelointireitti sijoittuu usein teiden varteen, joiden hallinnoinnista vastaa ely-keskus. TEM:n ehdotuksissa toimenpiteistä sähkönjakelun varmuuden parantamiseksi on esitetty kevennyksiä vaatimuksiin kaapeleiden sijoittamisesta teiden varsille. Kaapeleiden sijoittaminen teiden varsille on lähtökohtaisesti halvempi ratkaisu kuin niiden sijoittaminen muualle sekä huoltotoimenpiteiden toteutettavuus helpottuu merkittävästi. Halvemmat kaapelointiratkaisut auttavat osaltaan lieventämään laajamittaisen kaapeloinnin aiheuttamia siirtohintojen nousuja, joita sähkömarkkinalain toimitusvarmuuskriteereihin pääsemisestä seuraa (TEM, 2012).

Ely-keskus julkaisi 8.7.2015 uuden ohjeen sähkö ja telejohdoista maantiealueella, jonka perusteella ilmajohtojen myrskytuhojen korjaus voidaan aloittaa ilman normaalia menettelyä, mikäli ohjeen vaatimat ehdot täyttyvät. Uudistus on työssä tutkitun korjausmenettelyn kannalta merkittävä lisätessään maankäytön näkökulmasta hyödynnettävien kohteiden määrää suuresti. Maakaapelin asentaminen myrskyvaurioissa on myös kansantaloudellisesti järkevää, sillä joissakin viankorjaustapauksissa vältytään uuden ilmajohtoverkon rakentamiselta, joka tultaisiin kaapeloimaan ennen sen pitoajan päättymistä (ELY, 2015b, Elenia 2015).

Ely-teiksi voidaan ajatella kaikki tienumeron omaavat tiet. Kuvassa 4.2 on esitetty liikenneviraston laatima Pälkäneen seudun tienumerokartta, josta näkyy myös ely-teiden rajat (Liikennevirasto, 2015).



Kuva 4.2. Pälkäneen seudun tienumerokartta (Liikennevirasto, 2015).

4.1.4 Museovirasto

Muinaismuistolain 295/1963 mukaan kiinteitä maassa olevia muinaisjäänöksiksi ei saa vahingoittaa eikä niihin saa kajota. Kiinteiksi muinaisjäänöksiksi lukeutuvat kohteet on tarkemmin esitetty muinaismuistolain momentissa 2. Kaapelireitti suunnitellaan mahdollisuuksien mukaan ohittamaan muinaisjäänökset ja kulttuuriperintökohteet. Kaikista tiedossa olevista muinaiskohteista on saatavissa sijaintitiedot museovirastolta. Mikäli muinaiskohteen ohittaminen kaapelointihankkeen yhteydessä muodostuu teknisen toteutuksen ja taloudellisuuden kannalta erittäin hankalaksi, voidaan hankkeesta tehdä museovirastolle tai paikalliselle maakuntamuseolle lausuntopyyntö. Lausuntopyynnössä esitetään perustelut kaapelointihankkeelle, suunnitellun kaapelireitin sijainti sekä sen vaikutus yhteiskunnalle ja kohteen ympäristölle. Muinaiskohteiden läheisyydessä työskennellessä museovirasto voi vaatia arkeologista valvontaa, jolloin siihen nimetty henkilö valvoo hankkeen etenemistä maastossa. Arkeologista valvontaa suorittaa muun muassa museovirasto tai paikallinen maakuntamuseo (Museovirasto, 2015).

4.2 Verkon suunnittelu

Verkon suunnittelussa tavoitteena on löytää teknistaloudellisesti optimaalisin ratkaisu, jolla kokonaiskustannukset saadaan teknisten reunaehtojen puitteissa minimoitua. Teknistaloudellisen suunnittelun perusteet on esitetty tarkemmin luvussa 3. Tässä luvussa esitetään nopealla aikataululla suoritettussa viankorjauksessa huomioitavia asioita taajamissa sekä haja-asutusalueella.

4.2.1 Taajama

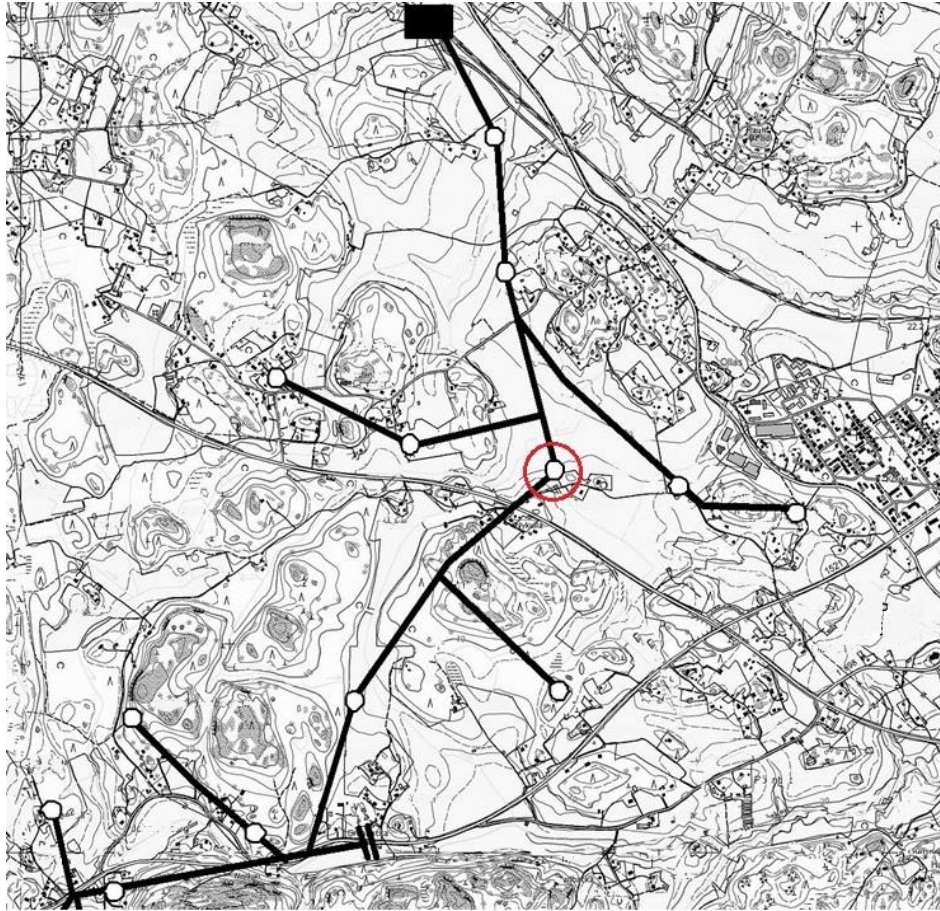
Taajamat ovat verkon suunnittelun kannalta haastavia kohteita. Taajama-alueilla sijaitsee paljon maanalaista infrastruktuuria, kuten telekaapeleita ja vesiputkia. Näiden sijainti tulee aina selvittää ennen töiden aloittamista luvun 4.5 menettelyn mukaisesti. Sama selvitys on tehtävä mahdollisten alueelle tulevien rakennushankkeiden olemassaolosta. Sähkötekniisestä näkökulmasta verkko myös elää paljon. Taajamissa kuormat voivat kasvaa huomattavasti, mikäli alueelle tullaan rakentamaan asemakaavamuutoksen seurauksena paljon liittyviä vaativia kulutusposteja. Näistä ei suunnitteluvaiheessa ole välttämättä vielä tietoa, jolloin on vaarana, että johtimet jäävät alimitoitetuiksi ja ne joudutaan uusimaan suuremmalla poikkipinnalla ennen niiden pitoajan päättymistä. Johto-osuudet, jotka viankorjauksen yhteydessä kaapeloitaisiin, ovat lähes poikkeuksetta lyhyitä. Suuret kaapelivolyymit Elenia Oy:n kohdalla mahdollistavat lievän ylityksen, jolloin kustannuserot pienempään poikkipintaan nähden jäävät hyvin pieniksi. Tällä tavoin voidaan välttyä odottamattoman kuormituksen kasvun aiheuttamilta mitoitusvirheilta vikatilanteen edellyttämän nopean suunnittelun yhteydessä (Elenia, 2015).

4.2.2 Haja-asutusalue

Suomen keskijänniteverkkoa alettiin rakentaa 50–60-luvuilla ja suuria osia alkuperäisestä ilmajohtoverkosta on nykyäänkin haja-asutusalueella käytössä. Tuolloin rakennetut johto-osuudet suunniteltiin suoraviivaisesti tavoitteena johtopituuksien minimointi. Lopputuloksena suuri osa verkosta sijaitsee metsissä. Taustavaikuttajina metsiin rakentamiselle on ollut myös maankäyttösopimusten helppo saanti sekä toimitusvarmuuden alhaisempi arvostus (Lakervi, 2008).

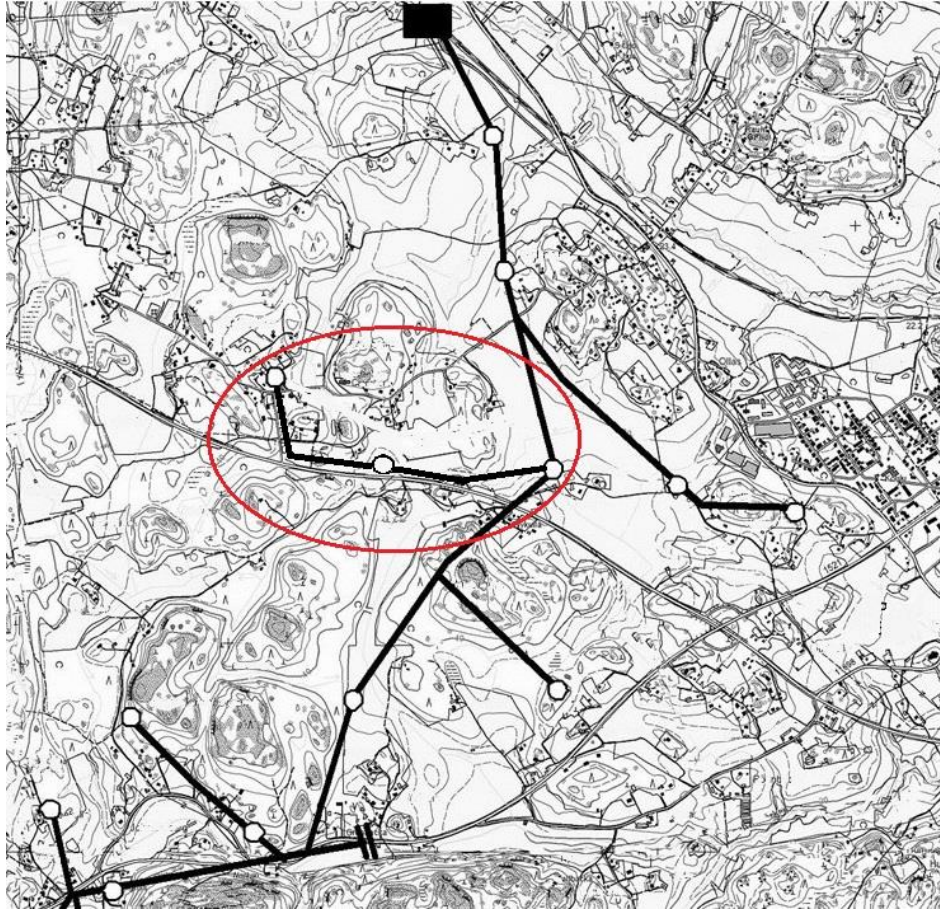
Haja-asutusalueen vikatilanteissa verkkoa on tarkasteltava suurempana kokonaisuutena kuin vain vioittunut verkonosa. Tulevien iästä johtuvien saneerausten ja maakaapelointi-investointien myötä verkko-osuudet siirtyvät väistämättä pois metsistä. Onkin mietittävä onko mahdollista siirtää kaapeloinnilla suoritettavan viankorjauksen yhteydessä suurempia johto-osuuksia pois metsästä, esimerkiksi tien varteen, jotta ne sopisivat mahdollisimman hyvin kehittyvän verkon topologiaan.

Lyhyellä aikajänteellä toteutettavassa viankorjauksessa kaapeloinnilla tärkeäksi muodostuu vika-alueen verkon tuntemus ja tieto alueella mahdollisesti jo olemassa olevista saneeraus- tai kaapelointisuunnitelmista. Näiden tietojen avulla suunnitteluprosessia saadaan nopeutettua ja voidaan välttyä verkon tulevien investointien kannalta epäedullisilta ratkaisuilta. Esimerkiksi runkojohto, jonka pylväsmuuntamo päädytään vaurioitumisen yhteydessä uusimaan puistomuuntamalla, saattaa tulevaisuudessa olla solmukohtana haarajohdolle. Tällöin on tarpeellista huomioida myös kj-kenttien riittävä määrä puistomuuntamossa. Kuvissa 4.3 ja 4.4 on havainnollistettu yllä esitettyä tapausta.



Kuva 4.3. Verkkokuva puistomuuntamolla korvattavasta vaurioituneesta pylväsmuuntamosta (Partanen, 2014b).

Kuvan 4.3 ympäröity pylväsmuuntamo uusitaan vaurioitumisen seurauksena puistomuuntamolla. Esimerkkiverkon haarajohdot ovat pitoaikansa loppupuolella olevaa metsässä sijaitsevaa ilmajohtoa, joten ne tullaan lähivuosina maakaapeloimaan. Uuden verkon kaapelireitti on järkevä sijoittaa tien varteen, kuten kuvassa 4.4 on esitetty.



Kuva 4.4. Verkkokuva maakaapeloidun haarajohdon uudesta sijainnista (Partanen, 2014b).

Uusi kaapelireitti sijoittuu tien varteen, jolloin liityntäpiste on aiemmin korvatussa puistomuuntamossa. Ilman riittävää määrää puistomuuntamon kj-kenttiä, jouduttaisiin vastikään uusittu puistomuuntamo vaihtamaan tyypiltään sopivaksi tai suunnittelemaan johtohaara liittymään runkojohdon johonkin toiseen pisteeseen. Molemmat vaihtoehdot ovat kustannuksiltaan huomattavan suuria. Vastaavaan epäedulliseen tilanteeseen voitaisiin päätyä valitsemalla nopean suunnittelun yhteydessä liian pieni poikkipinta kaapelille ja tällöin se jouduttaisiin kuormituksen kasvun myötä vaihtamaan ennen pitoaikansa päättymistä suurempaan. Kauaskatseisuus muodostuu hyvin tärkeäksi nopealuonteisen viankorjauksen yhteydessä, jolloin komponenttien kohdalla voidaan harjoittaa maltillista ylimitoittamista. Johto-osuudet, jotka tullaan viankorjauksen yhteydessä kaapeloimaan, ovat lähes poikkeuksetta lyhyitä ja kaapelivolyymit Elenia Oy:n kohdalla hyvin suuria, mistä johtuen ylimitoituksen aiheuttamat kustannuserot jäävät hyvin pieniksi (Elenia, 2015).

Kaapelointiratkaisun kannattavuus perustuu ilmajohtoverkkoa pienempiin keskeytyskustannuksiin, jolloin pitoajan merkitys tulee esille. Kaapelointi viankorjauksen yhteydessä voi olla elinkaarikustannusten valossa kannattavaa, vaikka verkko tulitaisiin sijoittamaan toisaalle, ennen korjauksessa käytetyn maakaapelin teknisen pitoajan päättymistä. Esimerkiksi uudehkot ilmaverkko-osuudet voidaan kaapeloida vasta vuosikymmenien päästä, jolloin kaapelilla korjattavien osuuksien elinkaarikustannukset muodostuvat tavanomaista ilmajohtokorjaamista pienemmiksi. Pitoajan merkitystä kaapelin epädullisen sijoittamisen kannalta tutkitaan luvussa 6.

4.3 Sähköjen palautus kaapeloinnin ajaksi

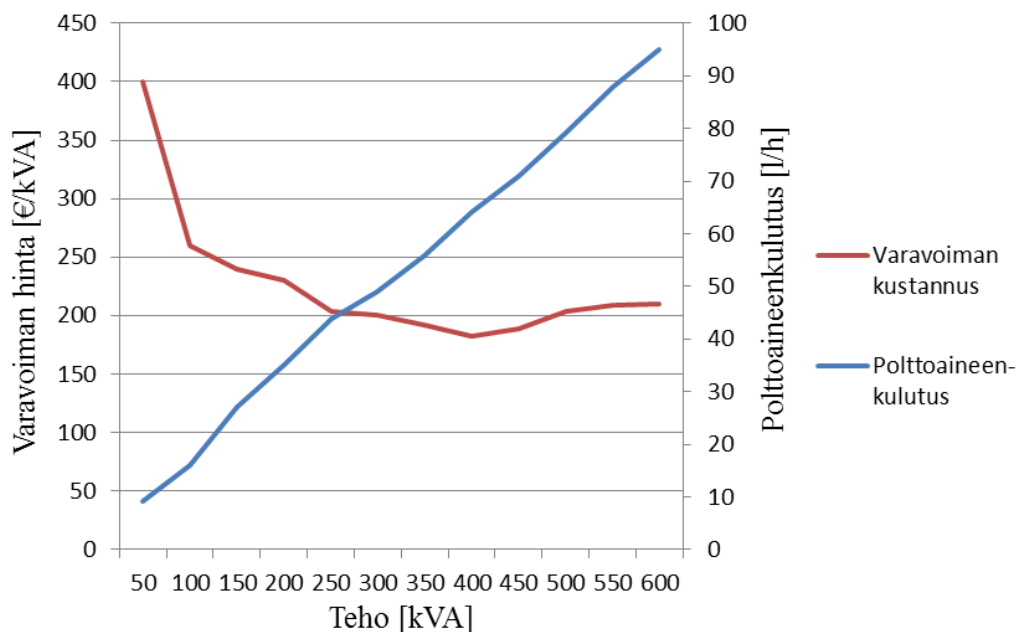
Laajamittaisessa ilmajohtoverkon viassa, jossa päädytään korjaamaan olemassa oleva vaurioitunut ilmajohto maakaapelilla, korjausaika voi olla hyvinkin pitkä. Onkin ensisijaisen tärkeää saada asiakkaiden sähköt palautettua viankorjauksen ajaksi. Minimoimalla keskeytysajat verkkoyhtiö välttyy KAH-kustannusten kasvamiselta suuriksi sekä vakiokorvausten maksamiselta asiakkaalle yli 12 tunnin tai oman palvelulupauksensa ylittäneissä keskeytyksissä.

4.3.1 Varavoimakoneet

Varavoimakoneet soveltuvat hyvin sähköjen palautukseen verkon pitkittyneissä vikatilanteissa. Esimerkiksi säteittäisen keskijänniteverkon vioissa, joissa vian takana olevalle verkolle ei ole varayhteyttä, voidaan varavoimakonetta käyttää väliaikaisena ratkaisuna sähköjen palauttamiseen asiakkaille. Syöttö on mahdollista toteuttaa pj-verkossa suoraan jakelumuntajaan tai väliaikaisesti amka-nauloilla AMKA-johtimeen, jolloin kaikki muuntopiirin asiakkaat saadaan sähkönjakelun piiriin (Urakoitsija, 2015). Kj-verkkoon kytkettäviä varavoimakoneratkaisuja on toistaiseksi käytössä vähän. Varavoiman kytkemistä nopeuttavat huomattavasti nykypäivänä yleistyneet puistomuuntamot, joissa varavoimalle on nopeasti toteutettavat kytkentämahdollisuudet (Urakoitsija, 2015)

Tarvittavan varavoimakoneen koko riippuu sillä syötettävän verkon kuormasta. Muuntajakoot vaihtelevat jakeluverkossa yleensä 50–1000 kVA:n välillä. Haja-asutusalueella kuormat ovat yleensä pieniä, jolloin riittäväksi varavoimakoneen kooksi määräytyy usein 50

kVA. Etenkään haarajohtojen päissä huipputehot eivät yllä muuntajan nimellistehoihin ja keskimäärin haja-asutusalueen muuntajien huipputehot ovat noin 40 % luokkaa nimellistehosta (Elenia, 2015). Tämä onkin hyvä huomioida varavoimatarvetta kartoitettaessa. Isompien, yli 100 kVA:n, siirrettävien varavoimakoneiden kuljetukseen vaaditaan ajokorttiluokan C -kortti, mikä osaltaan rajoittaa näiden käyttöä. Ratkaisuna voidaan kuitenkin käyttää useampaa pienemmän tehon varavoimakonetta kytkettynä sarjaan, mikäli esimerkiksi suurhäiriön yhteydessä tarvittavan ajoluvan omaavaa henkilöä ei ole käytettävissä (Ura-koitsija, 2015). Kuvassa 4.5 on esitetty varavoiman hinta tehoyksikköä kohti sekä polttoaineenkulutus tehon funktiona.



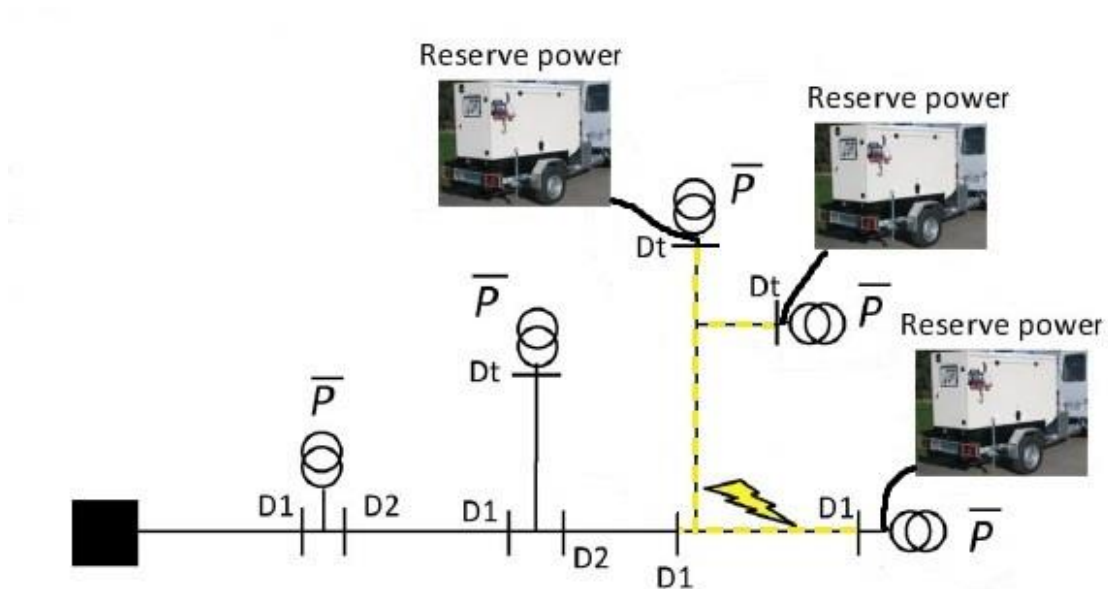
Kuva 4.5. Varavoiman kustannus tehoyksikköä kohti sekä varavoimakoneiden polttoaineenkulutus tehon funktiona (Fingen, 2014).

Kuvasta 4.5 nähdään, että varavoiman hinta on likimain 200 €/kVA, kun varavoimakoneen koko on yli 100 kVA:a. Polttoaineenkulutuksen käyrä on piirrettynä varavoimakoneen käydessä 75 % kuormalla, jolloin kuvaaja on lähes lineaarinen.

Taajamissa ja kaupungeissa asiakastiheys on suurempi, mistä johtuen muuntajakoot kasvavat. Näille alueille sijoittuu myös usein teollisuutta, joka on suuri yksittäinen kuluttaja ja

näin ollen siirrettävän tehon tarve kasvaa huomattavasti. Ahtaissa kaupunkiolosuhteissa, kuten kaupunkien keskustoissa, haasteeksi nousee varavoimakoneen sijoittaminen, sillä tehojen kasvaessa niiden fyysinen koko asettaa rajoitteita käytölle.

Verkkoyhtiöillä ja sähköverkkoalan urakoitsijoilla on pääsääntöisesti käytössä pj-verkkoon liitettäviä varavoimakoneita. Kj-verkossa ongelmaksi voi muodostua vikatilanne, jossa vian takana on useita muuntamoita sähköttä. Tällöin jokainen muuntopiiri on syötettävä omalla varavoimakoneella ja vaadittava varavoimakoneiden määrä kasvaa. Tilannetta on havainnollistettu kuvassa 4.6.



Kuva 4.6. Varavoiman tarve kj-verkon viassa (Haakana et al., 2014).

Kuvassa 4.6 merkinnät D1, D2 ja Dt kuvaavat verkon katkaisijoiden sijaintia. Nähdään, että vikapaikan takaisia muuntopiirejä ei voida syöttää muista suunnista, jolloin ainoana vaihtoehtona sähköjen palauttamiseen on varavoiman kytkeminen jokaiselle muuntamolle. Korjattaessa ilmajohtoverkkoa maakaapelilla katkon kesto asiakkaalle kasvaa suureksi, eikä korjaustyötä ei voida suorittaa ilman väliaikaista sähkönsyöttöä. Kustannukset tällaisessa tapauksessa kasvaisivat KAH-kustannusten ja vakiokorvausten myötä suuriksi ja katkojen kestot pyritäänkin aina minimoimaan. Myös jatkuvasti kasvavien kaapelointias-

teiden vuoksi verkon vikojen paikantaminen sekä korjaaminen vaikeutuvat ja näin ollen hidastuvat. Etenkin talvipakkasilla vianpaikannuksen tarkkuus heikentyy ja kaivu routaisessa maassa voi olla ongelmallista, joten uusille innovatiivisille ratkaisuille varavoiman suhteen on kysyntää (Urakoitsijakysely, 2015). IEEE-julkaisussa, *Reserve power arrangements in rural area underground cable network*, on tutkittu tarkemmin verkon varavoimatarvetta samanaikaisten vikojen osalta (Haakana et al., 2014).

Ruotsissa verkkoyhtiö Vattenfallilla on ollut käytössä siirrettävä sähköasema, jolla on pääasiassa korvattu sähkönsyöttö sähköaseman vikatilanteissa. Sitä voidaan kuitenkin käyttää myös tilapäiseen sähköjen palautukseen keskijänniteverkon vikatilanteissa. Ratkaisu kuvan 4.3 kaltaisiin tapauksiin voisikin olla tämänkaltaisissa sovelluksissa, mutta Suomessa ne ovat vielä toistaiseksi kehitysasteella. Vikapaikan takaisten muuntamoiden syöttö toteutetaan liittämällä varavoima esimerkiksi suoraan avojohtoon tai vaihtoehtoisesti puistomuuntamon kj-puolella kiskoon tai muuntamon napoihin (Elenia, 2015). Haasteena on, että laitteiston koot kasvavat väistämättäkin suuriksi, kun kytkeydytään suoraan 20 kV jännite- tasoon. Vaadittavat komponentit, kuten kompensointikelat, muuntajat ja generaattorit ovat fyysisesti suuria ja tämä rajoittaa laitteiston siirrettävyyttä ja käyttöä esimerkiksi haja-asutusalueiden metsäisissä olosuhteissa. Vattenfallin, kuvassa 4.7 esitetty, trailerin sisään rakennettu siirrettävä sähköasema on pituudeltaan 17 metriä ja leveydeltään 3.1 metriä (Lord, 2007).



Kuva 4.7. 52/24(12) kV siirrettävä sähköasema (Lord, 2007).

Kaapelimäärien lisääntyessä luotettavan ja nopeasti saatavilla olevan varavoiman tarve kasvaa jatkuvasti. Sähkömarkkinalain tiukentuneiden toimitusvarmuuskriteerien lisäksi sähköverkkoyhtiöistä Elenia on asettanut tavoitteita oman palvelulupauksena suhteen asemakaava-alueilla (Elenia, 2015). Verkkoyhtiöiden tuleekin huolehtia käyttökuntoisten koneiden hankinnasta ja ylläpidosta joko itse tai ulkoistaa toiminta jollekin ulkoiselle taholle. Käyttökohteita varavoimalle on tulevaisuudessakin paljon ja varavoima on paikoin ainut soveltuva keino sähköjen palauttamiseen. Esimerkiksi vilkkaasti liikennöidyissä taajamissa, joissa sähkölinjat kulkevat teiden yli tai ali. Korjauskaapelilla ylityksiä ja alituksia on haastavaa tai mahdotonta tehdä sekä samalla vältetään ylimääräisiltä liikennejärjestelyiltä, joita korjauskaapeleiden käyttö tällaisissa tilanteissa aiheuttaisi.

4.3.2 Korjauskaapelit

Korjauskaapeleiden avulla pystytään ohittamaan verkon vioittunut osa. Nykyisin käyttö kohdistuu lähinnä saneerausten yhteydessä tehtäviin töihin, mutta mahdollisina käyttökohteina viankorjauksen yhteydessä voidaan nähdä muuntamo- ja erotinrikkojen sekä muutamien pylväsvälien mittaisten vaurioiden korjaukset (Kärkkäinen, 2012). Pitkittyneissä korjaustöissä korjauskaapelin käytöstä ei aiheudu lisäkustannuksia, kuten esimerkiksi vara-

voimakoneilla polttoaineenkulutuksesta. Tällöin saattaakin olla taloudellisempaa käyttää korjauskaapelia asiakkaiden sähköjen palautukseen viankorjauksen ajaksi. Korjauskaapelin etuna on mahdollisuus syöttää vikatapauksen yhteydessä suuriakin tehoja, toisin kuin varavoimakoneella (Urakoitsija, 2015).

Yksivaiheisten korjauskaapeleiden pituus on yleensä suurimmillaan 500 metriä. Kolmivaiheisina kaapeleina voidaan käyttää esimerkiksi verkosta poistettuja SAMKA-kaapeleita (Urakoitsija, 2015). Pitkien korjauskaapelien käyttö voi kuitenkin olla ongelmallista nopean sähköjen palautuksen näkökulmasta. Esimerkiksi hyvin haastavassa metsäisessä maastossa suurten kaapelikelojen kuljetus ja pitkien korjauskaapeleiden asennus vikapaikan ohittamiseksi ovat haastavia. Korjauskaapeliratkaisun kustannukset varavoimavaihtoehtona kasvavat huomattavasti, kun ohitettava vikapaikka vaatii pituutensa puolesta useamman korjauskaapelin käyttöä. Esteettömässä maastossa, kuten teiden varsissa, korjauskaapeleiden asentaminen on kuitenkin helposti toteutettavissa. Korjauskaapeleiden valmiit päätteet helpottavat myös asennusta, tehden kytkemisen verkkoon nopeammaksi (Haakana et al., 2014, Kärkkäinen, 2012).

4.3.3 Turvallisuus

Sähköjen palautus vikatilanteen yhteydessä on poikkeava tilanne sähkönsyötössä, jolloin sähköturvallisuus on huomioitava sen mukaisesti. Kun viankorjaus suoritetaan kaapeloidulla, tulee varavoimakoneiden tai väliaikaisten jännitteisten kaapeleiden suojaaminen ja valvonta toteuttaa siten, ettei niistä aiheudu vaaraa ihmisille tai laitteistolle.

Syötettäessä verkkoa väliaikaisesti varavoimakoneella, tulee automaattisen poiskytkennän toimia riittävän nopeasti. Jakeluverkossa tämä määräytyy standardien SFS 6000-4-41 ja SFS 6000-8-801 mukaan. Pienjänniteverkossa automaattisen poiskytkennän tulee toimia 5 sekunnin aikana, mutta poikkeustapauksissa pidemmät poiskytkentäajat voidaan kuitenkin sallia verkonhaltijan harkinnan mukaan. Pienillä, muutamien kymmenien kilovolttiampeerien, varavoimakoneilla syötettävä oikosulkuvirran suuruus voi jäädä liian pieneksi, jolloin automaattisen poiskytkennän toiminta-aika ylittää sallitun rajan ja vaarana on kaapeleiden ylikuormittuminen. Tällöin tulee huolehtia riittävästä varasuojista, joina voidaan käyttää

vikavirtasuojakytkimiä, alijännitelaukaisua tai maasulun valvonta- tai laukaisusuoja. Alijännitelaukaisu varasuojana voi kuitenkin aiheuttaa turhia laukaisuja, mikäli kuormaan kytketään suuria induktiivisia kuormia, kuten moottoreita. Jos verkko ei ole jäykkä, voi suoja tästä syntyneen jännitekuopan seurauksena laueta. Vaihtoehtona on myös kasvattaa varavoimakoneen kokoa. Takasyötön mahdollisuus varavoiman käytön yhteydessä tulee aina poistaa. Esimerkiksi tilanteessa, jossa muuntopiiriä syötetään jakelumuuntajan kautta, täytyy sähkönsyöttö estää syöttävän verkon suuntaan vaihtokytkimen tai muun varmistavan menetelmän avulla (SFS, 2012).

Korjauskaapeleiden ja väliaikaisen korjauksen osalta asennusten turvallisuusvaatimukset täytetään standardin SFS 6000-8-801 puitteissa. Jännitteiset kaapelit tulee suojata keskiras-kaaksi luokitellulla putkella tai vastaavan suojan takaavalla menetelmällä, kuten puisilla kouruilla. Suojat on merkittävä selkein varoituskyltein tai suojanauhalla ja niiden on oltava helposti havaittavissa myös ulkopuolisille. Suurhäiriön yhteydessä voidaan kuitenkin metallivaipaiset jännitteiset kaapelit asentaa maan pinnalle ilman erityisiä suojaustoimenpiteitä, mikäli ne ovat merkitty selkeästi varoituskyltein tai suojanauhoilla. Menettely koskee standardien osalta toistaiseksi vain pj-asennuksia. Suurjänniteasennusten SFS-6001 standardissa ei tilapäisiä jännitteisiä kaapeleita mainita, mutta kannanottoa asiaan voi pyytää standardin valmistelleelta komitealta (SFS, 2015, Nurmi, 2015).

4.4 Materiaalit ja logistiikka

Maakaapeloinnilla suoritettavassa viankorjauksessa materiaalien hankinta poikkeaa suuresti normaalista maakaapelointiprosessista. Tavallisen menettelyn mukaan kaapelit tilataan toimittajalta toimitusaikojen mukaisesti etukäteen, mutta nopean viankorjauksen yhteyteen normaalit toimitusajat ovat liian pitkiä. Mikäli tämänkaltaiseen viankorjaukseen tarvittavia tarvikkeita ei yhtiön strategian mukaisesti varastoida, voidaan suunnitella toimitusketjun sopimusympäristöön muutoksia, jotka mahdollistavat tarvikkeiden välittömän saannin. Esimerkiksi tukkuliikkeet ylläpitävät omia puskurivarastojaan, joiden hyödyntäminen vika- tapauksien yhteydessä voisi toimia yhtenä ratkaisuna nopeasti vaadittavien viankorjaustarvikkeiden saatavuudelle. Varastoinnin kannalta helpottavana asianhaarana käytetyt poikkipinnat lyhyissä viankorjaustapauksissa voidaan ylivoimaisesti maltillisesti, kuten luvussa 4.2

esitetään, jolloin tarvittaisiin vain korkeintaan muutama kaapelipoikkipinta jännitetasoa kohti. Tällöin varastoitavat kaapelit ja kaapelikelat eivät vaadi suurta varastokapasiteettia.

Verkkoyhtiöistä muun muassa Elenia Oy ja Caruna Oy tilaavat viankorjaus- ja verkonrakennuspalveluita kumppaneilta eli urakoitsijoilta. Urakoitsijoiden omilla aluevarastoilla on paikoittain hyödynnettävissä esimerkiksi kaapeleita, joita voidaan hyödyntää viankorjauksen yhteydessä. Urakoitsijoiden aluevarastojen tarvikkeiden määrää ja laatua ei varsinaisesti ole dokumentoitu, mutta se on käytännössä hyvin nopeasti selvitettävissä (Urakoitsija, 2015). Tarvikkeita voidaan myös tarpeen vaatiessa lainata keskeneräisiltä kaapelointityömailta, mikäli toimimalla näin ei hidasteta olemassa olevien projektien valmistumista. Tällöin tulee kuitenkin huolehtia, että esimerkiksi korvaavat materiaalit tilataan pikimmiten (Urakoitsija, 2015). Kaapelihankkeiden suuren määrän vuoksi voidaan mahdollisuuksien mukaan hyödyntää myös urakoitsija-alueiden ulkopuolisten kaapelointihankkeiden tarvikkeita (Urakoitsija, 2015). Esimerkiksi alueellisesti viereisen urakoitsijan kaapelointiprojekti voi olla maantieteellisesti hyvinkin lähellä vikapaikkaa, jolloin pitkien välimatkojen aiheuttamat logistiset ongelmat vältettäisiin. Elenia pystyy tällaisissa tilanteissa tukemaan urakoitsijaa materiaalien hankintaan vaadittavassa tiedustelussa hyvin, sillä se omaa täydellisen kuvan meneillään olevista kaapelointihankkeista (Elenia, 2015).

Kaapelointihankkeiden materiaalien hyödyntäminen riippuu myös paljon vuodenajasta. Hankkeet saatetaan valmiiksi vuoden loppuun mennessä, jotta uuden verkon JHA ja NKA saadaan lasketuiksi valvontamallin tasapoistoihin ja kohtuulliseen tuottoon. Näiden määrittely tapahtuu aina joulukuun viimeisen päivän tilanteen mukaan, kuten aliluvuissa 2.2.3 ja 2.2.5 esitetään. Tästä syystä kaapelointihankkeiden materiaalia ei juuri ole alku- ja loppuvuosien aikaan saatavilla. Keväästä syksyyn projektityömaat ovat suurilta osilta kesken, jolloin kaapelointihankkeiden materiaalia on jo paikoin kuljetettuna maastoon ja sitä on mahdollista hyödyntää viankorjauksen yhteydessä.

Logistisesta näkökulmasta hankaloittavana tekijänä ovat haja-asutusalueen pitkät välimatkat. Tarvittavat kaapelikelat viankorjausta varten voivat olla pitkienkin matkojen päässä varsinaisesta vikapaikasta, jolloin niiden kuljetus voi osoittautua hyvin hitaaksi. Kaape-

loinnin kannattavuuden ehtona ovat kuitenkin hyvin vakavat ilmajohtoverkon vauriot, kuten katkenneet pylvää, jolloin myös uusien pylväiden hankinnan kohdalla voidaan kohdata samoja logistisia hankaluuksia. Näissä tapauksissa korostuu tilannekuvan tärkeys olemassa olevista kaapelointihankkeista ja materiaalivarastoista, jotta pystytään paikantamaan nopeasti lähinnä vikapaikkaa tai urakoitsijan kannalta helpoiten noudettavissa olevat materiaalit.

4.5 Maastosuunnittelu

Maastosuunnittelija vastaa maankäyttölupien hankinnasta sekä maastossa tapahtuvasta suunnittelusta. Uuden verkon suunnittelun perustana on pääosin teknistaloudellinen optimointi, jolloin maastosuunnittelijan tehtäväksi jää huomioida maaston aiheuttamat esteet suunnitelman toteuttamiselle ja laatia muutokset kaapelireittiin sen perusteella. Kaapelireitti pyritään mahdollisuuksien mukaan sopimaan maanomistajien toiveet huomioiden, mikä voi aiheuttaa muutoksia alun perin suunniteltuun reittiin. Maastosuunnittelijan tulee myös selvittää maahan rakennetun infrastruktuurin olemassaolo kaapelireitin läheisyydessä. Esimerkiksi selvitykseen hyödynnettävät vesiputkikartat ovat saatavilla kaupungeilta, kunnilta tai paikalliselta vesiosuuskunnalta, ja telejohtojen sijaintitiedot ovat tiedusteltavissa muun muassa paikalliselta operaattorilta (Jenu, 2015). Viankorjausluonteisen kaapeloinnin yhteydessä pyritään soveltamaan maankäyttösopimusten solmimista nopeuttavia menetelmiä sekä muita periaatteita, joita on esitetty luvussa 4.1.

Kaapelilla korjattavat johto-osuudet ovat lähes poikkeuksetta lyhyitä, jolloin maankäyttöluvat ja maastosuunnittelu sijoittuvat yleensä olemassa olevan ilmajohtoverkon paikalle. Mikäli vaurioitunut ilmajohto-osuus kulkee maantien varressa, tulee huomioida poikkeusmenettely muuntamokorvauksissa, joissa pylväsmuuntamo korvataan puistomuuntamalla, sillä maantielain mukaan maanteiden suoja-alueille ei saa sijoittaa rakennuksia. Poikkeuslupaa täytyy hakea tienpitoviranomaiselta eli ELY-keskukselta (Jenu, 2015).

4.6 Rakentaminen

Vikatilanteen yhteydessä rakentaminen tapahtuu sähköjen palauttamisen jälkeen soveltaen normaaleja maakaapeloinnin periaatteita. Käytännön toteutuksessa tulee kuitenkin huomioida

oitavaksi vian aiheuttamat toimintaympäristön muutokset. Vian sattuessa yöllä tai vikoja ollessa useita samanaikaisesti, esimerkiksi suurhäiriön aikana, on rakentamisen siirtäminen paremmin soveltuvalla ajankohdalla suositeltavaa. Varavoimaratkaisujen avulla töiden aloittaminen pystytään siirtämään valoisalle ja kiireettömälle ajankohdalle, jolloin riski työn aiheuttamille vahingoille laskee ja työn suorittaminen nopeutuu (Urakoitsija, 2015). Varavoimaa käytettäessä noudatetaan luvussa 4.3.3 esitettyjä turvallisuustoimenpiteitä. Myös tarvittavien työkalujen saanti nopeutuu, kun työskentely tapahtuu normaalin työajan puitteissa (Urakoitsija, 2015).

Maastosuunnittelun yhteydessä kaapelireitti maastossa on todettu soveltuvaksi viankorjausprosessissa tarvittavalle kaivulle tai auraukselle, jolloin kaapeli asennetaan maahan siihen parhaiten soveltuvaa menetelmää käyttäen. Mikäli kaapelointi halutaan suorittaa työajalla, muodostuvat pidemmät kaapelointimatkat ongelmallisiksi kaivun vaatiman pitkän keston takia. Maastosta riippuen kaivumatkat rajoittuvat kahdeksan tunnin työaikana muutamiin satoihin metreihin (Urakoitsija, 2015). Tilapäisiä kaapeleita hyödynnettäessä voidaan kaapelointia jatkaa tarvittaessa seuraavana päivänä. Varavoimakoneilla käyntiaika voi olla rajoitteena yön yli käytössä sekä samalla on arvioitava, onko varavoimakoneen luotettavuus katkottoman käynnin puolesta riittävä sähköjen palautukseen pidemmiksi ajoiksi. Aurauksen ollessa mahdollista, päästään työpäivän aikana oleellisesti pidempiin, jopa kilometrin mittaisiin, kaapelointimatkoihin (Urakoitsija, 2015).

Vaurioitunut ilmajohtoverkko poistetaan maastosta rakentamisen yhteydessä, mikäli se voi aiheuttaa vaaraa ulkopuolisille tai haitata kaapeloinnin toteuttamista. Muussa tapauksessa verkon poisto maastosta voidaan suorittaa, kun verkko on saatu kaapeloitua ja vaurion aiheuttanut häiriötilanne on ohi.

4.7 Verkon kytkentäsuunnittelu

Normaalissa menettelyssä uuden käyttöönotettavan verkon ja suunniteltujen keskeytysten kohdalla laaditaan työssä vaadittaville kytkennöille kytkentäsuunnitelma. Etukäteen tehty kytkentäsuunnitelma käsittää kytkentöjen vaiheet askellettuna, joiden mukaan kytkennän johtaja ja maastossa oleva asentajaryhmä toimivat (Elenia, 2015). Asetelma viankorjausta-

pauksissa kaapeloinnilla on haastava, sillä käytännössä voidaan katsoa suoritettavan viankorjausta, mutta rakennustavan muutoksen myötä rakennetaan uutta verkkoa. Uuden menettelyn kohdalla tulee tehdä selvä linjaus siitä suoritetaanko kytkennät kaapeloidessa, kuten viankorjauksen yhteydessä vai laaditaanko kytkentöjen suorittamista varten aina erillinen kytkentäsuunnitelma (Elenia, 2015). Kytkenät suoritetaan aina noudattaen standardin SFS-6002 mukaisia turvallisuustoimenpiteitä.

4.8 Dokumentointi

Verkkotietojen ajantasainen ylläpito on käyttötoiminnan kannalta oleellisen tärkeää. Verkkotietojärjestelmä (Network Information System, NIS) mahdollistaa verkoston tehonjakaja oikosulkuvirtalaskennat, joiden perusteella pystytään tarkkailemaan kuormitustilanteita verkon eri kytkentätilanteissa ja laskemaan selektiiviselle suojaukselle vaadittavat suojauksen asetteluarvot. NIS mahdollistaa myös verkon suunnittelun ja kustannuslaskelmien suorittamisen. Verkkotietojärjestelmään syötettävät tiedot sekä käytönvalvontajärjestelmä (Supervisory Control And Data Acquisition, SCADA) muodostavat pohjan käytöntukijärjestelmälle (Distribution Management System, DMS), jolla kuvataan ja voidaan hallita verkko-omaisuutta reaaliaikaisesti. Käytöntukijärjestelmän kehittyneet sovellukset mahdollistavat kytkentätilanteiden arvioinnin ja useita vikatilanteiden hallintaan liittyviä toimintoja (Verho, 2012). Verkkotietojärjestelmän tietoja pystytään myös käyttämään verkkoyhtiön verkko-omaisuuden laskentaan, sillä verkkokomponentit ja niiden ikätiedot ovat dokumentoituina.

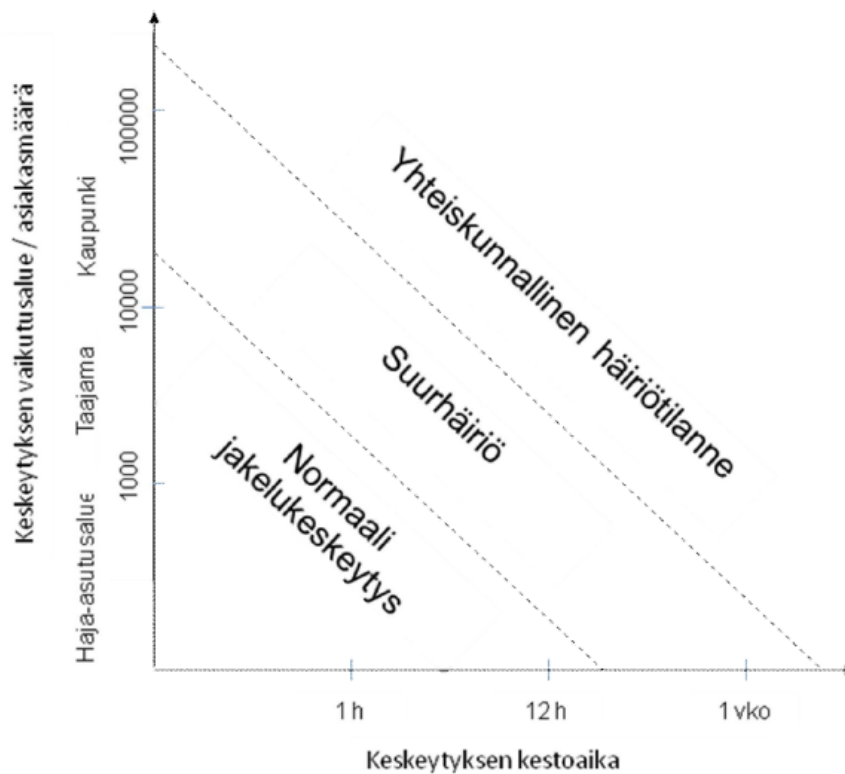
Ilmajohtoverkon viankorjauksessa kaapeloinnilla poikkeava menettely tulee huomioida merkitemällä uusien komponenttien dokumentoinnin tarve selkeästi näkyville, jotta muutuneet verkkokomponentit tulevat päivitetyiksi verkkotietojärjestelmään (Elenia, 2015). Mikäli verkon kytkentäjärjestelyihin ei kaapeloinnin myötä tapahdu muutoksia, voidaan dokumentointi verkkotietokantaan suorittaa esimerkiksi häiriötilanteen aiheuttaman kiireellisen ajankohdan jälkeen. Tällöin vältytään kiireen aiheuttamalta lisääntyneeltä virhealttiudelta dokumentoinnissa ja voidaan kohdistaa resurssit häiriötilanteesta palautumiseen.

5 VIANKORJAUS MAAKAPELOINNILLA SUURHÄIRIÖISSÄ

Tämän luvun tarkastelu rajoittuu ainoastaan myrskyn aiheuttamiin sähkönjakelun suurhäiriöihin, sillä ne ovat työn aiheen kannalta keskeisimpiä. Luvussa tutustutaan suurhäiriöihin ja pohditaan, miten viankorjaus kaapeloinnilla soveltuu suurhäiriön aikaiseen toimintaan ja mitä sen kannalta huomioitavia seikkoja suurhäiriön aikana nousee esille.

5.1 Suurhäiriö

Suurhäiriön käsitettä ei ole yksiselitteisesti esitetty minkään yleisen ohjeiston mukaan. Käytännössä jakeluverkon häiriötilanteiden vakavuutta voidaan mitata keskeytyksen vaikutusalueella olevilla asiakasmäärillä ja keskeytyksen kestoajalla. EV:n tilaamassa, ja Tampereen teknillisen yliopiston (TTY) ja Lappeenrannan teknillisen yliopiston laatimassa (LTY), tutkimusraportissa on esitetty keskeytyksen vakavuuden riippuvuus asiakasmäärästä ja keskeytyksen kestoajasta kuvan 5.1 mukaisesti.

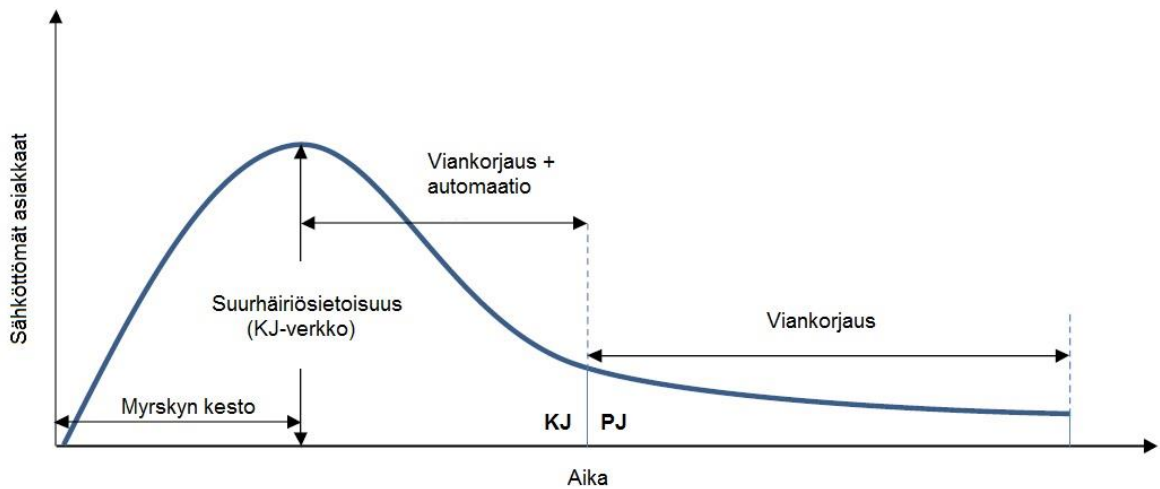


Kuva 5.1. Keskeytyksen vakavuuden riippuvuus asiakasmäärästä ja kestoajasta (Verho et al., 2010).

Suurhäiriöraja on kuitenkin, kiinteiden asiakasmäärien sijaan, mieluisampi määrittellä

prosentuaaliseen osuuden mukaan yhtiön asiakkaista, jotka ovat sähköttä. Tällöin erikokoiset verkkoyhtiöt tulevat huomioiduiksi. TTY:n ja LTY:n laatimassa tutkimusraportissa esitetään asiakasmäärän näkökulmasta suurhäiriöksi tilannetta, jossa 20 % verkkoyhtiön asiakkaista on vailla sähköä (Järventausta et al., 2005).

Verkkoyhtiöillä tulee olla sähkömarkkinalain velvoittamat varautumissuunnitelmat häiriötilanteiden varalle (SML, 2013). Varautumissuunnitelma toimitetaan huoltovarmuuskeskukselle kahden vuoden välein päivitettyinä tai silloin, jos toimintaympäristössä tapahtuu muutoksia. Huoltovarmuuskeskus vastaa varautumissuunnitelmien valvonnasta (SML, 2013). Verkkoyhtiöissä suurhäiriöön varautumisen apuna käytetään eri palveluntarjoajien sääennusteita. Näiden avulla voidaan ennalta arvioida häiriön laajuutta ja kestoja sekä tehdä tarvittavia toimenpiteitä varautumisen kannalta. Verkkoyhtiöiden tulee kiinnittää huomiota omien ja ulkoisten resurssien riittävyyteen häiriötilanteissa huolehtimalla tarpeellisen henkilöstömäärän saatavuudesta koko poikkeavan tilanteen ajan. Verkkoyhtiö Elenia Oy:llä on suurhäiriöiden aikana käytössä suurhäiriöorganisaatio, jota varten henkilöstö on oman toimensa ohella perehdytetty toimimaan eri tehtävissä. Tällä tavoin voidaan taata riittävät henkilöstöresurssit toimimaan tehokkaasti pitkienkin häiriötilanteiden ajan. Viankorjaus Elenialla on ulkoistettu sen kumppaneille eli urakoitsijoille. Häiriötilanteisiin varauduttaessa, urakoitsijoille ilmoitetaan varautumistason nostosta, jotta myös viankorjaukseen varattavien resurssien, kuten asentajien, materiaalien ja kaluston, tarve on huomioitu (Pylkkänen, 2014). Viankorjausorganisaation riittävä suuruus on häiriötilanteiden sattuessa avainasemassa, jotta kyetään palautumaan normaaliin käyttötilanteeseen mahdollisimman nopeasti. Korjaushenkilöstön määrän vaikutusta häiriön selvitysaikaan tutkitaan tarkemmin esimerkiksi LTY:n ja TTY:n KTM:lle laatimassa tilausraportissa: *Sähkönjakeluverkkoon soveltuvat toimitusvarmuuskriteerit ja niiden raja-arvot sekä sähkönjakelun toimitusvarmuudelle asetettavien toiminnallisten tavoitteiden kustannusvaikutukset* (Partanen et al., 2006). Eri sidosryhmien välinen yhteydenpito häiriötilanteissa on myös oleellisen tärkeää suurhäiriöiden yhteydessä. Kommunikointi esimerkiksi verkonhaltijan, pelastuslaitoksen, kuntien ja poliisin välillä tulee olla hyvällä tasolla, jotta voidaan muodostaa kattava tilannekuva häiriöstä toiminnan selkeyttämiseksi ja nopeuttamiseksi. Kuvassa 5.2 on esitetty sähköttömien asiakkaiden määrä ajan funktiona suurhäiriön sattuessa.



Kuva 5.2. Sähköttömien asiakkaiden määrä suurhäiriön aikana (Haakana et al., 2014b).

Kuva 5.2 havainnollistaa sähköttömien asiakkaiden määrää suurhäiriön aikana. Sähköttömien asiakkaiden määrä kasvaa alussa nopeasti myrskyn aiheuttaessa vaurioita verkostoon muun muassa kaatuneiden puiden muodossa. Kuvan 5.2 käyrän huippukohta määräytyy verkon suurhäiriösietoisuuden mukaan. Säävarmat rakenteet, esimerkiksi maakaapelit, parantavat suurhäiriösietoisuutta, jolloin suurhäiriön vaikutus sähkönjakelun varmuuteen vähenee ja palautuminen normaaliin käyttötilanteeseen nopeutuu.

Kj-verkon automaatiolla pyritään palauttamaan sähköt verkon terveisiin osiin, ja viankorjauksessa kj-verkon viat ovat priorisoituina, jotta mahdollisimman suuret asiakasmäärät saadaan palautettua sähkönjakelun piiriin. Samalla pyritään huomioimaan asiakkaiden ja verkonosien kriittisyys sekä sähkömarkkinalain vaatimukset. Asiakkaiden priorisointi on nykyhetkellä käytännössä käytönvalvojen paikallistuntemuksen varassa, sillä käytöntuki-järjestelmät eivät toistaiseksi kykene kohteiden priorisointiin kovin tarkasti, parametrien monimutkaisen määrittämisen takia (Pyökkänen, 2014, Verho et al., 2012). Pj-verkon vikojen korjauksella saadaan palautettua sähköt usein vain vähäisille asiakasmäärille, jolloin niiden korjaaminen pyritään lähtökohtaisesti suorittamaan mahdollisimman pian kj-verkon vikojen korjauksen jälkeen.

5.1.1 Suurhäiriöt 2000-luvulla

Jakeluverkon suurhäiriöitä aiheuttaneita myrskyjä on 2000-luvulla esiintynyt poikkeuksellisen paljon. Vuoden 2001 Pyryn ja Janikan päivien myrskyt aiheuttivat laajoja sähköverkon vaurioita, joiden seurauksena pisimmät katkot sähköjakelussa venyivät yli viikon mittaisiksi. Myrskyjen vaikutusalueelle jääneillä Pohjanmaalla, Pirkanmaalla, Hämeellä ja Itä-Hämeellä sähkökatkoja koki kaiken kaikkiaan noin 800 000 asiakasta (Verho et al., 2010). Myrskyn aikana, ja siitä tehdyissä jälkiselvityksissä, ilmeni suuria puutteita varautumisessa ja ongelmia eri sidosryhmien välisessä kommunikoinnissa. Pyry- ja Janika-myrskyt toimivat alkusysäyksenä 2003 sähkömarkkinalakiin lisätylle vakiokorvausmenetelmälle, joka oikeuttaa sähkökäyttäjän vakiokorvaukseen yhtäjaksoisen verkkopalvelun keskeytyksen perusteella (Verho et al., 2010, SML, 2013). Muihin laajempiin suurhäiriöihin Suomessa lukeutuvat 2010 vuoden Asta-, Veera-, Lahja- ja Sylvi-kesämyrskyt ja 2011 loppuvuoden Tapanin ja Hannun päivien myrskyt. Taulukossa 5.1 on esitetty 2000-luvun merkittävimpien myrskyjen vaikutuksia Suomen jakeluverkkoyhtiöihin.

Taulukko 5.1. 2000-luvun merkittävimpien myrskyjen vaikutukset Suomen jakeluverkkoyhtiöihin (ET, 2014a, OTK, 2010, Verho et al., 2010).

Myrsky	Vakiokorvaus [M€]	Korjauskustannus [M€]	Sähkökatkoja koke- neet [t]
Pyry, Janika (2001)	-	10	800
Asta, Veera, Sylvi, Lahja (2010)	10	22	481
Tapani, Hannu (2011)	30	31	570
Reima, Eino, Oskari, Seija (2013)	20	24	400

Samaan suursäätilaan kuuluneet myrskyt ovat esitettynä taulukossa 5.1 riveittäin. Taulukosta nähdään myrskyjen suuri taloudellinen rasite verkkoyhtiöille. Etenkin pieniä verkkoyhtiöitä suurhäiriöiden aiheuttamat kustannukset koettelevat rankimmin. LTY:n tutkimus-

raportissa on esimerkiksi laskettu kesän 2010 suurhäiriöiden aiheuttamien vakikorvausten olleen liki 30 % Parikkalan valon vuotuisesta liikevaihdosta (Partanen et al., 2012). Vakiorakennusten ja korjauskustannusten lisäksi liiketoimintaan vaikuttavat välillisesti oikaistua tulosta kasvattavat keskeytyskustannukset (Verho et al., 2010).

Vastaavia esimerkkejä suurhäiriöiden vakavista vaikutuksista jakeluverkon ja yhteiskunnan toiminnalle löytyy suuremmassa mittakaavassa Ruotsista vuosilta 2005 ja 2007. Myrskyt Gudrun ja Pär vaikuttivat molemmat Etelä-Ruotsin alueella aiheuttaen laajoja jakeluverkko- ja metsävaurioita, joiden lisäksi vaikutukset ylettyivät myös useisiin muihin yhteiskunnallisiin toimiin. Vuoden 2005 Gudrun-myrskyn aiheuttamien sähkökatkojen arvioidaan koetelleen noin 730 tuhatta asiakasta, pisimpien sähkökatkojen ollessa 45 päivän mittaisia. Verkonhaltijoille Gudrun aiheutti 240 miljoonan euron viankorjauskustannukset. Myrskyn vaurioiden laajuutta kuvastaa hyvin vertailu taulukossa 5.1 esitettyihin myrskyihin Suomessa (Strandén et al., 2011, Energi, 2007 Energi, 2008). Myös Ruotsissa otettiin vuoden 2006 alussa käyttöön vakikorvausmenettely, Gudrun-myrskyn seurauksena (Strandén et al., 2011). Sähköverkkoa jouduttiin eri yhtiöiden kohdalla rakentamaan kokonaan uudestaan tuhansia kilometrejä ja valtaviin ilmajohtoverkkojen vaurioiden seurauksena kaapelit jätettiin paikoittain väliaikaisesti maanpäällisenä asennuksena teiden varsille ja metsiin, jotta sähkönjakelu saatiin palautettua nopeasti mahdollisimman laajalle alueelle. Osa väliaikaisista asennuksista oli käytössä vielä vuosi Gudrun-myrskyn jälkeen (Energi, 2007).

5.2 Kaapelointi suurhäiriössä

Suurhäiriössä resurssit kohdistetaan laajalti viankorjaukseen, jotta mahdollistetaan mahdollisimman nopea elpyminen häiriötilanteesta. Uusien toimintatapojen sulauttaminen olemassa oleviin prosesseihin vaatii aina perehdytystä, ennen kuin niihin voidaan täysmääräisesti siirtyä. Kaapeloinnin hyödyntäminen ilmajohtoverkon viankorjauksessa edellyttää oman henkilöstön ja muiden prosessiin osallistuvien osapuolten perehdytystä kohteista, joihin kaapelointi on sovellettavissa. Luvussa 6 on esitelty valintaperusteet soveltuville kohteille, mutta näiden tunnistaminen verkostomassasta sellaisenaan on haastavaa, eikä siihen ole suurhäiriön aikana aikaa, selvästi kriteerit täyttäviä kohteita lukuun ottamatta.

Kaapelointiratkaisun kannattavuuteen vaikuttaviksi tekijöiksi voidaan luetella vaurioituneen verkonosan teho, vikataajuus, verkonosan vauriot ja vaurioituneen verkonosan pituus. Näistä vaadittavista tiedoista verkonosan vauriot ja vaurioituneen verkonosan pituus saadaan nopeasti vianpaikannuksen yhteydessä asentajilta. Verkonosan teho ja vikataajuus ovat kuitenkin etukäteen kartoitettavissa, ja hyödynnettävissä, olevaa tietoa. Näitä tietoja hyväksikäyttäen on mahdollista kartoittaa kriteerien pohjalta soveltuvia johto-osia jo etukäteen, jolloin suurhäiriön aikaiselta selvitystyöltä vältytään. Kriteerit täyttävät johto-osat tulisi erottaa vian sattuessa visualisoituna käytöntukijärjestelmässä, josta sekä viankorjauksesta vastaavilla henkilöillä että käytönvalvojilla on sama näkymä. Nykyisin käytöntukijärjestelmä ei mahdollista vastaavaa toimintoa automaattisesti ja tämän laajuinen selvitystyö manuaalisesti, esimerkiksi Elenia Oy:n kokoisessa verkossa, vaatisi valtavia resursseja. Käytöntukijärjestelmää tulisi päivittää siten, että erotinvälikohtaisia tehoja pystyttäisiin tarkastelemaan laajoilta alueilta automaattisesti ja tehojen puolesta kriteerit täyttävät johto-osuudet olisivat vian sattuessa visualisoituna käytöntukijärjestelmän näkymään. Vikataajuuksia pystytään tarkastelemaan nykyisellään vikapaikkatietojen perusteella, mutta myös näiden tarkastelu tulisi automatisoida käytöntukijärjestelmään, kuten yllä on esitetty erotinvälitehojen kohdalla. Käytöntukijärjestelmän taustakarttojen avulla voidaan kuitenkin tehdä karkeaa arviointia alueen vikataajuuksista. Käytössä olevat CLC-aineistojen taustakartat (Corine Land Cover) koostuvat satelliittikuvista, joista on estimoitu karttoihin muun muassa puuston pituus ja kokonaislatvuspeitteisyys (CLC, 2012).

Käytännössä perehdytysmateriaaliksi laadittiin diplomityön ohella menettelyohje Elenialle, joka kuvaa uudenlaisen viankorjausprosessin läpiviennin ja henkilövastuut. Suurhäiriön aikana Elenian henkilöstö on suurhäiriöorganisaation myötä siirtynyt tekemään etukäteen määriteltyjä tehtäviä. Käytännössä katsoen suurhäiriön aikana ovat tällöin käytettävissä kaikki normaalin verkonhallintaprosessin mukaiset henkilöstöresurssit. Kaapelointiprosessin suorittamiseen irrotetaan väliaikaisesti vaadittavat resurssit, kuitenkin huomioiden, ettei suurhäiriöorganisaation muuta toimintaa vaaranneta.

Kaapeloinnin käyttö viankorjauksessa on perusteltua suurhäiriön aikana myös sen viankorjaukseen soveltuvan luonteensa vuoksi. Standardi SFS-6000-8-814 mahdollistaa jännitteis-

ten kaapeleiden maanpäällisen asennuksen suurhäiriöiden aikana, jolloin vikapaikka voidaan ohittaa myöhemmin maahan asennettavalla kaapelilla ja sähköt asiakkaille saadaan palautettua nopeasti (Urakoitsija, 2015). Pj-kaapeleiden asennuksissa nojataan SFS-6000-8-841 vaatimukseen, mutta kj-kaapeleille ei ole standardeissa erikseen määritelty menettelyä tilapäisten kaapeleiden tapauksessa. Kj-kaapeleiden käytöstä tilapäisesti maanpäällisenä voi kysyä kantaa standardin laatineelta komitealta (Nurmi, 2015). Käytännössä suurhäiriön aikaisessa asentamisessa aikaa kuluu tällöin ainoastaan pylväspäätteiden rakentamiseen, kaapelin purkamiseen kelalta sekä standardien SFS-6000, SFS-6001 ja SFS-6002 mukaisista turvallisuustoimenpiteistä huolehtimiseen. Koska kaivutyöt voidaan suorittaa myöhemmin, pystytään viankorjausresurssit siirtämään nopeasti muiden vikojen paikantamiseen ja korjaamiseen. Samalla vähennetään riskiä kaivun aiheuttamille muille vahingoille, sillä kaivu voidaan siirtää valoisalle ja kiireettömämmälle ajankohdalle. Avojohtorakenteiden yhteydessä vastaavanlainen menettely ei luonnollisesti ole mahdollista, jolloin vakavien ilmajohtoverkon vaurioiden seurauksena ilmajohtoverkko jouduttaisiin rakentamaan kokonaan uudestaan, jotta sähköt asiakkaille saataisiin palautettua. Tällöin tärkeitä viankorjausresursseja sitoutuu yhden vian selvittämiseen pitkiksikin ajoiksi.

Tilapäisiä kaapeleita käytettäessä tulee kuitenkin kiinnittää erityistä huomiota jälkikorjaustarpeen dokumentoinnista huolehtimiseen. Suurhäiriön aikana vikapaikkoja maastossa on lukuisia, ja viankorjausresurssien käyttö ulottuu myös määriteltyjen urakointialueiden ulkopuolelle. Tällöin voidaan kohdata tilanne, jossa urakointialueen ulkopuolinen viankorjausresurssi suorittaa viankorjauksen tilapäistä kaapelia käyttäen ja jälkikorjausvastuu, eli kaapelin asentaminen maahan, jää alueurakoitsijalle. Mikäli tieto ei välity eri toimijoiden välillä, on vaarana, että kaapeleiden asentaminen maahan viivästyy tarpeettomasti tai pahimmassa tapauksessa jää epähuomiossa tekemättä. Tällaisissa tilanteissa muodostuu tärkeäksi korostaa tiedonvaihdon välttämättömyyttä ja sopia etukäteen yhteinen toimintamalli, jonka mukaan tilapäisen kaapelin käyttökohteet dokumentoidaan selvästi ja niiden jälkikorjaus suoritetaan tehokkaasti ja nopeasti.

6 KAAPELOITAVIEN KOHTEIDEN VALINTA

Tässä luvussa esitetään perustelut kaapeloitavien kohteiden valinnalle. Kaapelointiratkaisun kannattavuutta määriteltäessä on vertailtu kaapeliratkaisun elinkaarikustannuksia verkon korjaamiseen uudelleen ilmajohtona. Taloudellisen tarkastelun lisäksi, kun harkitaan ilmajohtoverkon viankorjausprosessissa siirtymistä dynaamisesti viankorjaukseen kaapeloinnilla, on erityisen tärkeää tunnistaa nopeasti tilanteet, joissa prosessin toteuttaminen on myös maasto-olosuhteet huomioiden järkevä toteuttaa. Myrskyvauriot sattuvat suurella todennäköisyydellä suurhäiriöiden aikana, jolloin resurssien käyttö kohdistetaan suurelta osin sähköjen palautukseen asiakkaille, eikä ylimääräiselle selvitystyölle ole sijaa. Luvuissa 6.1–6.4 on tutkittu reunaehtoja viankorjaukselle kaapeloinnilla maasto-olosuhteiden ja vaurioiden laajuuden näkökulmasta sekä vertailtu ilmajohto- ja maakaapeliratkaisujen elinkaarikustannuksia viankorjauksessa. Luvussa 6.5 vertaillaan elinkaarikustannuksia vaurioituneen pylväsmuuntamon korvaukselle pylväsmuuntamolla tai puistomuuntamolla.

6.1 Maasto-olosuhteet

Kaapeloitavia kohteita valittaessa huomioidaan vikapaikan soveltuvuus kaapelointiratkaisun toteuttamiselle. Kaivukustannukset muodostavat merkittävän osan kaapeliratkaisun elinkaarikustannuksista, minkä takia pyritään valikoimaan kohteet, joissa kaivukustannukset pysyvät kohtuullisella tasolla. Esimerkiksi tiheässä metsämaastossa tai tiheään asutussa taajamassa suoritettu kaivu on väistämättä aikaavievää ja sitä kautta kallista. Kuvassa 6.1 kj-kaapelille suoritettavaa kaivua vaikeahkossa metsämaastossa.



Kuva 6.1. Kj-kaapelin kaivu metsässä (Intra, 2015).

Reitin teon yhteydessä tarvittaessa tehtävä puunkaato hidastaa poikkeuksetta kaapelin kaivua ja tällöin myös reitin sopiminen maanomistajan kanssa on usein haastavampaa, etenkin, jos metsä on tukkipuulla (Urakoitsija, 2015). Viankorjausluonteisen kaapeloinnin yhteydessä voidaan kuitenkin hyödyntää olemassa olevia johtokatuja tai siirtää reitti mahdollisuuksien mukaan teiden varsiin.

Taajamissa maasto-olosuhteet ovat kaivun osalta aina haastavat. Asukaskeskittymissä on yleisesti kaivettuna maahan paljon muuta infrastruktuuria, kuten esimerkiksi vesi-, kaasu- ja viemäriputkia ja tele- ja sähkökaapeleita, joiden sijainnit tulee selvittää ennen kaivun aloittamista. Viankorjauksen yhteydessä suoritettava maanalaisen infrastruktuurin kartoitus vie aikaa ja kaivun suorittaminen hidastuu, kun joudutaan varomaan maassa olevien rakenteiden vaurioittamista. Taajamissa myös vilkas liikenne, samoin kuin asfaltointi, hankaloit-

tavat kaapeloinnin suorittamista (Urakoitsija, 2015).

Teitä ylittäviä ilmajohtoja uusittaessa kaapelilla, joudutaan teiden risteämät suorittamaan alittamalla. Tien auki kaivamiseen vaaditaan aina tienpitöviranomaisen eli ELY-keskuksen lupa. Mikäli lupaa kaivamiselle ei saada tai kyseessä on nopealla aikataululla suoritettava kaapelointi, suoritetaan alitus yleensä tunkkaamalla tai suuntaporaamalla. Teiden risteämät haja-asutusalueella suoritetaan käytännössä lähes aina käyttämällä edellä mainittuja menetelmiä. Vastaavat erikoisratkaisut nostavat aina kaivun osuutta kaapelointiratkaisun elinkaarikustannuksissa (Kaarlela, 2002).

Kaivukustannusten minimoinnin, ja maakaapeloinnilla suoritettavan viankorjauksen, näkökulmasta otollisimmiksi kohteiksi muodostuvat koneiden siirtymisen ja käytön kannalta esteettömät maasto-olosuhteet. Etenkin teiden varsissa ja pelloilla kaivu on nopeaa ja kustannustehokasta. Kehittynyt auraustekniikka on myös osaltaan laskenut kaivukustannusten määrää ja sitä käytetään nykyisin pj-kaapeloinnin lisäksi myös kj-kaapeleiden asentamisessa. Halvat kaivukustannukset tekevät kaapeloinnin kilpailukykyiseksi vaihtoehdoksi myös alueilla, joilla siirrettävät tehot ovat pieniä ja kaapeliratkaisusta saatava keskeytyskustannussäästö ei ole suuri. Auraustekniikan käytössä on kuitenkin huomioitava maaperän soveltuvuus etukäteen, sillä esimerkiksi kivisessä tai kallioisessa maastossa auraus on vaikeaa tai mahdotonta. Kaapelireitille suoritetaan esiauraus, jolla varmistetaan reitin esteettömyys ja esimerkiksi suuret kivet voidaan tällöin poistaa ennen kaapelin auraamista maahan (Reka, 2011). Kuvassa 6.2 on esimerkki kj-kaapelin asennuksesta kaapelinaurauskoneella tien varteen.



Kuva 6.2. Kj-kaapelin asennus kaapelinauraukoneella tien varteen (Intra, 2015).

6.2 Maanomistajuus

Kun ilmajohtoverkkoa siirrytään korjaamaan vian yhteydessä maakaapelilla, vaaditaan aina uusi maankäyttösopimus, vaikka kaapelireitillä olisi olemassa oleva sopimus ilmajohtolle. Ilmajohtoverkolle laadittu sopimus on voimassa siihen saakka, kunnes sen mukaiset ilmajohtoverkon rakenteet on purettu (Elenia, 2015). Luvussa 4.1 on esitelty eri maanomistajustyyppisiä ja niiden aiheuttamia haasteita viankorjauksena suoritettujen kaapeloinnin kannalta. Eritoten hankaluuksia maankäyttösopimusten hankintaan aiheuttavat maanomistajuuden kuuluminen kuolinpesille tai osuuskunnille sekä muinaismuistoalueet. Näiden tapausten kohdalla lupakäsittely on haastava hoitaa nopeasti eikä niiden kohdalla kaapelointiprosessia lähdetä toteuttamaan.

Kiinteistöjen maanomistajustiedot saadaan helposti näkyviin maanmittauslaitoksen sähköisellä kiinteistörekisterikartalla, joka mahdollistaa omistajatietojen tarkastelun kaapeli-

reitille viivarajauksella (Elenia, 2015). Kaapelointiratkaisun toteuttamiselle sopiviksi kohteiksi, maanomistajuuden kannalta, voidaan katsoa yksityisten maanomistajien omistamat kiinteistöt. Tällaisilla alueilla maankäyttösopimusten hankinnan voidaan olettaa toteutuvan riittävän hyvällä todennäköisyydellä viankorjausprosessin vaatiman aikataulun puitteissa, kun maanomistajuus rajoittuu korjattavilla verkkopituuksilla korkeintaan muutamaan maanomistajaan. Myös ely-teiden varsilla sijaitsevat ilmajohto-osuudet voidaan kaapeloida myrskyvaurioiden korjaamiseksi, kun täytetään ely-keskuksen ohjeet vaurioituneen ilmajohtojohdon korvaavan maakaapelin asentamisesta (ELY, 2015b). Ennen viankorjausprosessin viemistä pidemmälle on aina huomioitava, että maankäyttösopimukset ovat solmittuna, sillä sopimusten saamista ei voi pitää itsestäänselvyytenä eikä muihin prosessin toimenpiteisiin voida muuten ryhtyä.

6.3 Verkon vauriot

Ilmajohtoverkon vaurioitumisaste vaikuttaa suuresti luvun 6.4. elinkaarikustannusvertailun tuloksiin. Helposti korjattavissa ilmajohtoverkon vaurioissa kaapelointiratkaisu muodostuu nopeasti kalliimmaksi vaihtoehdoksi. Myrskyvaurioiden yhteydessä ilmajohtoverkko on kuitenkin usein tuhoutunut lähes täysin, jolloin se on rakennettava käytännössä katsoen uudestaan. Kuvassa 6.3 on esimerkki kohteesta, jossa kj-linja on tuhoutunut lähes täysin myrskyn seurauksena.



Kuva 6.3. Myrskyn seurauksena tuhoutunut 20 kV avojohtolinja (Intra, 2015).

Kuvan 6.3 kaltaisissa kohteissa, joissa linjalle kaatuneet puut ovat aiheuttaneet pylväiden katkeamisen, joudutaan verkkoa suurilta osin korjaamaan uutta vastaavaksi, jolloin kustannukset kasvavat nopeasti. Samoin muiden ilmajohtoverkon erikoisrakenteiden, kuten orsi- en ja harusten vaurioituminen lisää aina korjauskustannuksia ja viankorjauksen kestoa (Urakoitsija, 2015). Tämän tason vaurioiden yhteydessä kaapelointiratkaisu muodostuu elinkaarikustannuksiltaan paikoittain halvemmaksi vaihtoehdoksi, kuten seuraavissa alilu- vuissa esitetään.

Myös myrskyvaurioiden tai salamän aiheuttaman ylijännitteen takia rikkoutunut pylväsmuuntaja voidaan pahasti vaurioituessaan korvata puistomuuntamalla. Elenia Oy:n sen kumppaneille teettämässä kyselyssä, todettiin pylväsmuuntamon korvaamisen puisto-

muuntamalla olevan usein helpompaa ja nopeampaa kuin sen korjaaminen uudelleen pylväsmuuntamoksi (Urakoitsijakysely, 2015).

6.4 Elinkaarikustannusten vertailu

Tässä aliluvussa tarkastellaan elinkaarikustannuksia viankorjaukselle ilmajohto- ja kaapeliratkaisuin. Koska uuden verkon rakentaminen suoritetaan viankorjauksen yhteydessä nopealla aikataululla, kasvavat elinkaarikustannukset normaalia verkon rakennusta suuremmiksi. Kustannusten nousuun vaikuttavat muun muassa työvoiman hälytykset ja varavoiman tarpeesta syntyvät lisäkustannukset. Viankorjaus voi sijoittua myös normaalien työaikojen ulkopuolelle, jolloin työvoiman käytöstä aiheutuva kustannus kasvaa. Tässä vertailussa elinkaarikustannukset on laskettu käyttäen seuraavaa yhtälöä:

$$K_{\text{elinkaari}} = K_{\text{inv}} + K_{\text{työ}} + K_{\text{häv}} + K_{\text{kesk}}, \quad (6.1)$$

missä

$K_{\text{elinkaari}}$	= elinkaarikustannukset
K_{inv}	= investointikustannukset
$K_{\text{työ}}$	= työn kustannukset
$K_{\text{häv}}$	= häviökustannukset
K_{kesk}	= keskeytyskustannukset

Tarkasteluissa oletetaan alkutilanteeksi, että verkon vaurioiden laajuuden vuoksi verkko täytyy rakentaa kustannusmielessä uutena, korjataan se joko uudelleen ilmajohtoverkoksi tai päädytään maakaapeloimaan (luku 6.3). Laskelmissa kuorman oletetaan sijoittuvan johdon loppupäähän.

Elinkaarikustannusten laskentaa varten luodaan Excel-pohjainen laskentamalli, joka mahdollistaa helpon parametrien säätelyn halutunlaisen tilanteen tarkastelemiseksi. Laskentamalli koostuu kolmesta laskentataulukosta: alkuarvot, tilanteen määrittely ja tulokset. Kaapelointiratkaisun kannattavuuden kannalta eniten vaikuttavina muuttujina ovat verkon te-

ho, korvattavan verkon pituus sekä vikataajuus (Haakana et al., 2009). Elinkaarikustannuksia tarkastellaan näiden funktioina. Työn laskelmissa on käytetty energiaviraston ilmoittamia yksikköhintoja (Liite 1) sekä sähköalan urakoitsijoilta saatuja hintoja työ- ja varavoi- makustannuksille (Urakoitsija, 2015). Edellä mainitut urakoitsijoilta saadut hintatiedot sisällytetään yhtälössä 6.1 työstä aiheutuviin kustannuksiin $K_{\text{työ}}$ eikä niitä eritellä tarkem- min urakoitsijoiden pyynnöstä. Taulukossa 6.1 on esitetty laskennassa käytetyt vikataajuu- det.

Taulukko 6.1. Laskennassa käytetyt vikataajuudet johtimille ja muuntamoille.

kpl/100 km,a kpl/100 mp,a	Pysyvät viat PJK AJK		
Avojohto			
<i>metsä</i>	15	70	25
<i>tienvarsi</i>	9	35	12
<i>pelto</i>	5	15	5
Maakaapeli	1	-	-
Muuntamo			
<i>pylväsmuuntamo</i>	1,03	-	-
<i>puistomuuntamo</i>	0,323	-	-

6.4.1 Pienjännitekaapelointi

Ilmajohto- ja kaapeliratkaisun elinkaarikustannusten tarkastelussa päädyttiin valitsemaan pj-verkon osalta tarkasteltavaksi tehoalueeksi 5–60 kVA sekä pituudeltaan 50–600 metrin mittaiset osuudet. Tehoalueen määrittely pohjautuu laskennasta saatujen tulosten lisäksi verkkotiedoista saatuihin keskimääräisiin muuntopiirien tehoihin haja-asutusalueella. Tar- kasteltava korjattavan verkon pituus on valittu sellaiseksi, että se on muun muassa korjauk- seen kuluneen ajan puitteissa järkevää toteuttaa. Määrittelyn pohjana toimivat keskustelut eri urakoitsijoiden ja Elenia Oy:n henkilöstön kanssa (Elenia, 2015, Urakoitsija, 2015).

Elinkaarikustannukset ovat diskontatut nykyarvoon taulukon 6.2 mukaisia parametreja käyttäen. Elinkaarikustannukset laskettiin pitoaikojen osalta 40 vuoden lisäksi myös 20 vuoden pitoajalla, jotta voidaan tarkastella myös lyhyemmän aikavälin elinkaarikustannuk-

sia tapausten kannalta, joissa verkon topologia voi muuttua ennen maakaapelin teknisen pitoajan päättymistä.

Taulukko 6.2. Käytetyt laskentaparametrit elinkaarikustannusten määrittämiseksi pienjänniteverkon viankorjauksessa.

Tarkastelussa käytetyt parametrit	
Teho [kVA]	5-60
Korjattavan verkon pituus [m]	50–600
Kuorman kasvu [%]	2
Korko [%]	5
Kaapelityyppi	AXMK 70 mm ²
Ilmajohtotyyppi	AMKA 70 mm ²
Kaivu	Helppo
Häviöiden hinta [€/MWh]	35
Työt [€]	
<i>Varavoiman kustannus</i>	-
<i>Koneiden ja materiaalien kuljetus</i>	-
<i>Työvoima</i>	-
<i>Työmaan perustaminen</i>	-
<i>Pylvään poisto</i>	60
Polttoaineen hinta [€/l]	1
Verkon rakentamisen kesto [h]	-
Polttoaineenkulutus [l/h]	30
Varavoiman kytkentäaika [h]	4
Korjausaika ilmajohto [h]	3
Korjausaika maakaapeli [h]	4

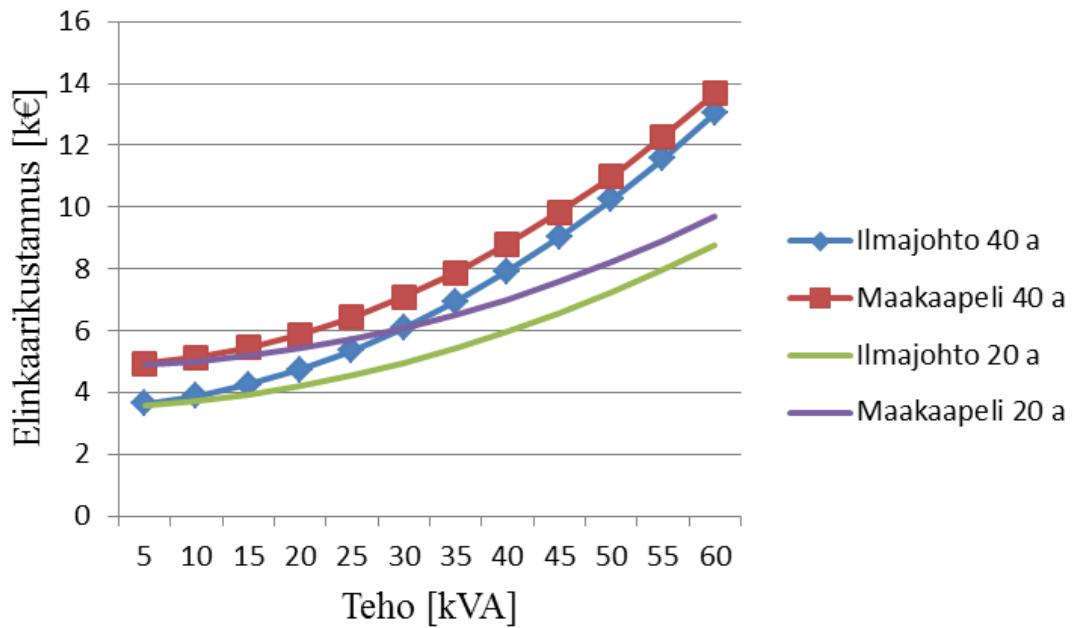
Taulukossa 6.3 esitetään kustannuskomponenttien jakautuminen pj-verkon ilmajohto- ja kaapelointiratkaisuilla.

Taulukko 6.3. Pj-johdon elinkaarikustannusten osatekijät viankorjauksessa metsäalueella 40 a pitoajalla.

	Kaapeli 10 kVA			Ilmajohto 10 kVA		
	50 m	300 m	600 m	50 m	300 m	600 m
Johdin	293 €	1 758 €	3 516 €	487 €	2922	5 844 €
Kaivu	253 €	1 518 €	3 036 €	0 €	0 €	0 €
Kaapelipäätteet	200 €	200 €	200 €	0 €	0 €	0 €
Työt	3 114 €	5 708 €	8 380 €	2 112 €	4225 €	6 760 €
<i>Työmaan perustaminen</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Koneiden käyttö</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Työvoiman käyttö</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Varavoima</i>	-	-	-	-	-	-
Keskeytyskustannukset	5 €	32 €	63 €	67 €	404 €	809 €
Häviökustannukset	121 €	727 €	1 453 €	121 €	727 €	1 453 €
Yhteensä	3 986 €	9 942 €	16 648 €	2 787 €	8 278 €	14 866 €

Taulukossa 6.3 on oletettu uuden verkon rakennukseen kuluneen ajan olevan yhtä pitkä ratkaisujen välillä. Poikkeavien olosuhteiden johdosta verkkoa arvioitiin olevan mahdollista rakentaa 8-tunnin työpäivän aikana 300 m, perustuen urakoitsijahaastatteluihin (Urakoitsija, 2015). Suuremmat työkustannukset kaapeliratkaisussa selittyvät uuden verkon suunnitteluun, maastosuunnitteluun ja maankäyttölupien hankintaan kuluneella ajalla. Ilmajohdoverkoksi korjattaessa voidaan verkko rakentaa entistä vastaavaksi, eikä maankäyttölupia olemassa olevalle johtokadulle viankorjaukseen tarvita. Taulukosta 6.3 nähdään myös häviöiden suuri merkitys pj-verkon elinkaarikustannuksissa sekä keskeytyskustannusten verrattain pieni merkitys alhaisten tehojen takia.

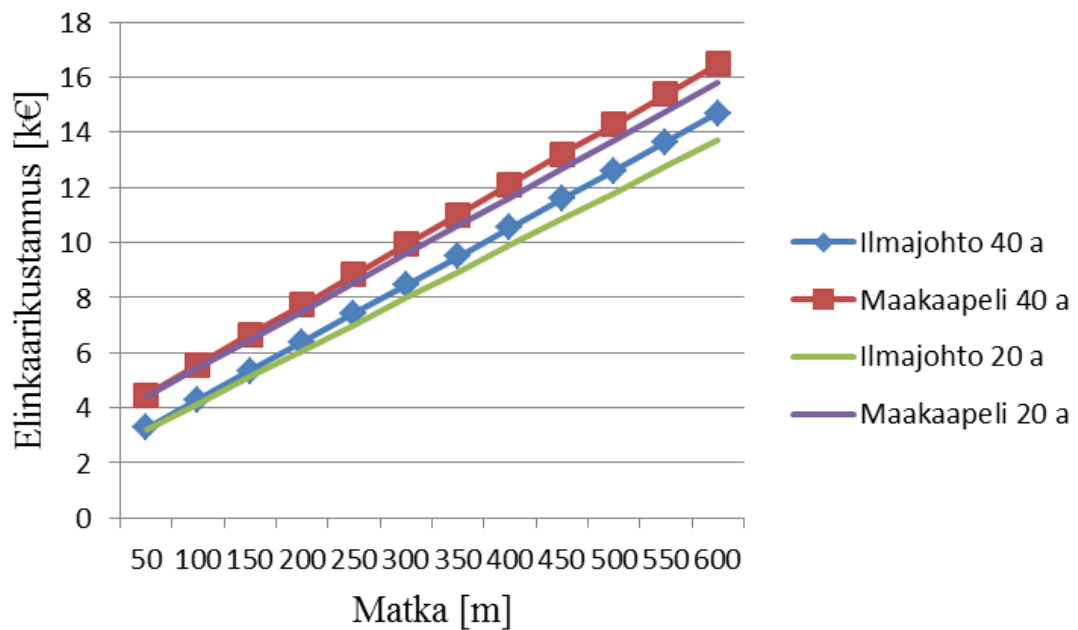
Kuvassa 6.4 on esitetty ilmajohto- ja kaapeliratkaisujen elinkaarikustannukset tehon funktiona metsässä sijaitsevalle verkolle. Korjattavan verkon pituutena on tehon funktiona esitettyissä kaavioissa käytetty 100 metriä.



Kuva 6.4. Ilmajohdanto- ja kaapeliratkaisun elinkaarikustannukset tehon funktiona puolella, kun johdanto-osuus sijaitsee metsässä. Korjattavan verkonosuuden pituus 100 metriä, pitoajoilla 40 ja 20 a.

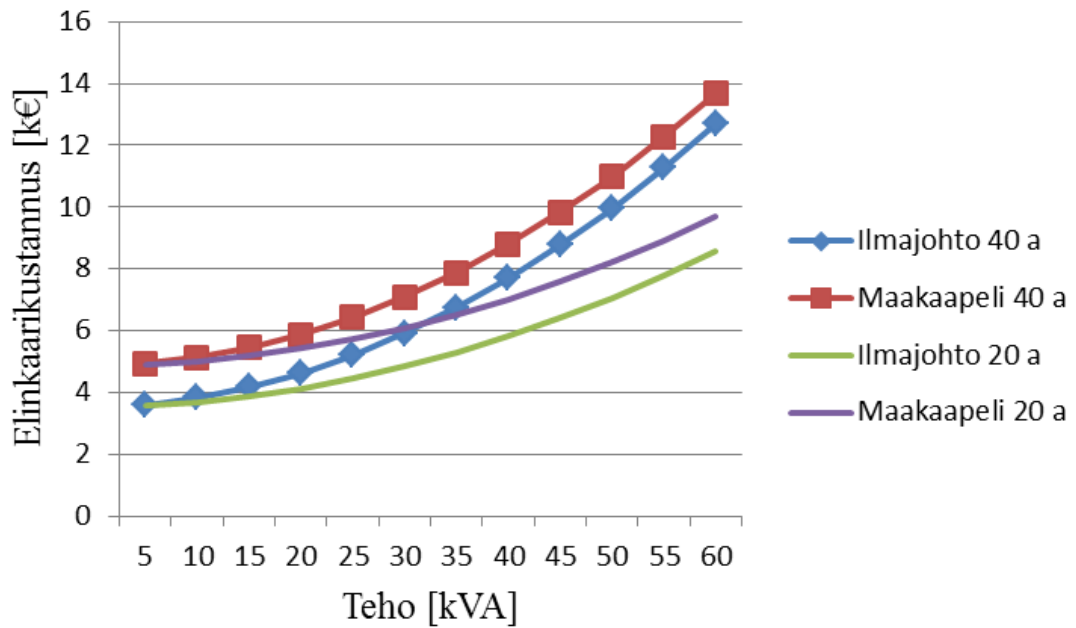
Kuvan 6.4 käyrästä nähdään häviöiden vaikutus elinkaarikustannuksiin. Kuvaajan eksponentiaalinen muoto aiheutuu häviöihin vaikuttavasta virran toisesta potenssista. Jakeluverkon häviöistä 40 % syntyykin pienjänniteverkon puolella (Honkapuro et al., 2015). Kun siirretyt tehot ovat pieniä, ei kaapeloinnilla saatu hyöty vikataajuuksien pienenemisestä kaapelin ja ilmajohdon välillä ole kovin suuri, vaikka keskeytyskustannukset ovat ilmajohdatoratkaisussa noin 15-kertaiset. Kuvassa 6.4 kaapeliratkaisu tarkastelualueen alussa on noin 39 %:a ja lopussa 5,3 %:a kalliimpi vaihtoehto.

Investointi-, työ- ja häviökustannusten ollessa merkittävämmässä roolissa elinkaarikustannusrakenteessa, ei lyhyemmän pitoajan vaikutus ratkaisujen kannattavuuteen ole kovin suuri. Pitoajan vaikutus on kuitenkin nähtävissä kuvassa 6.4, kun vertaillaan eri pitoajoilla piirrettyjen käyrien välisiä erotuksia. Kun keskeytyskustannussäästöä ei saada koko pitoajalta, laskee se kaapeliratkaisun kannattavuutta. Elinkaarikustannukset matkan funktiona esitetään kuvassa 6.5.



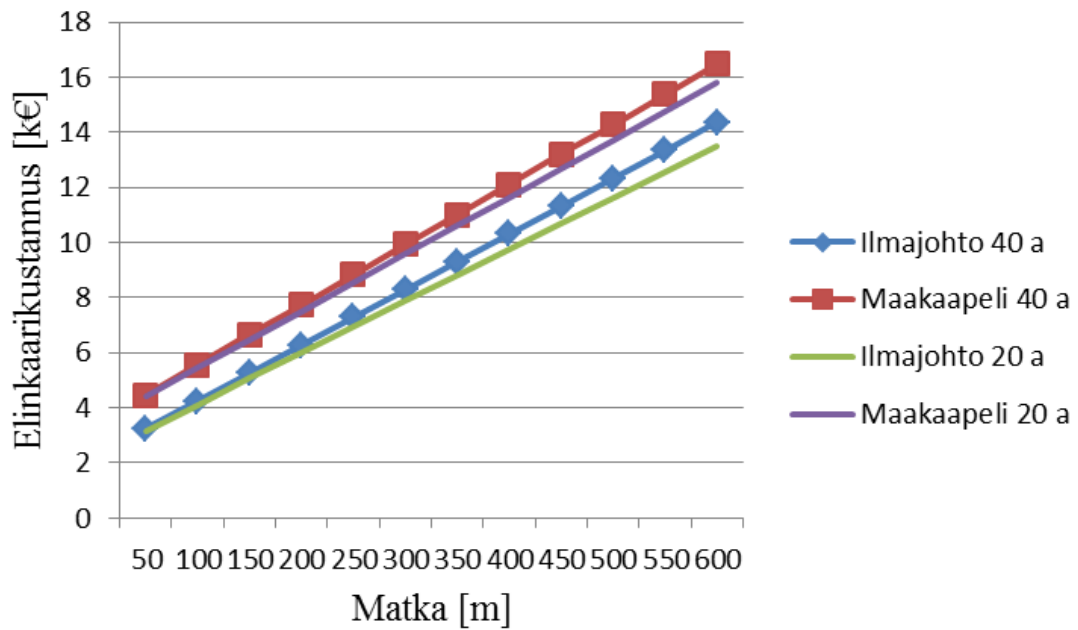
Kuva 6.5. Ilmajohto- ja kaapeliratkaisun elinkaarikustannukset matkan funktiona puolella, kun johto-osuus sijaitsee metsässä. Korjattavan verkonosuuden teho 10 kVA, pitoajoilla 40 ja 20 a.

Kun tarkastellaan elinkaarikustannuksia 10 kVA:n teholla matkan funktiona, niin kuvasta 6.5 havaitaan, etteivät käyrät leikkaa toisiaan. Laskennan perusteella nähdään, että käytetyllä vikataajuudella ja teholla keskeytyskustannussäästö kaapelointiratkaisulla ei riitä kattamaan investointi- ja työkustannusten kasvua matkan funktiona. Tällöin 10 kVA teholla laskettuna kaapelointiratkaisun kannattavuus laskee, kun korjattavan verkon pituus kasvaa. Tilanne kuitenkin muuttuu päinvastaiseksi riittävän suurilla, yli 40 kVA:n, tehoilla. Kuvissa 6.6 ja 6.7 tarkastellaan tilannetta tien varressa sijaitsevilla verkon osilla.



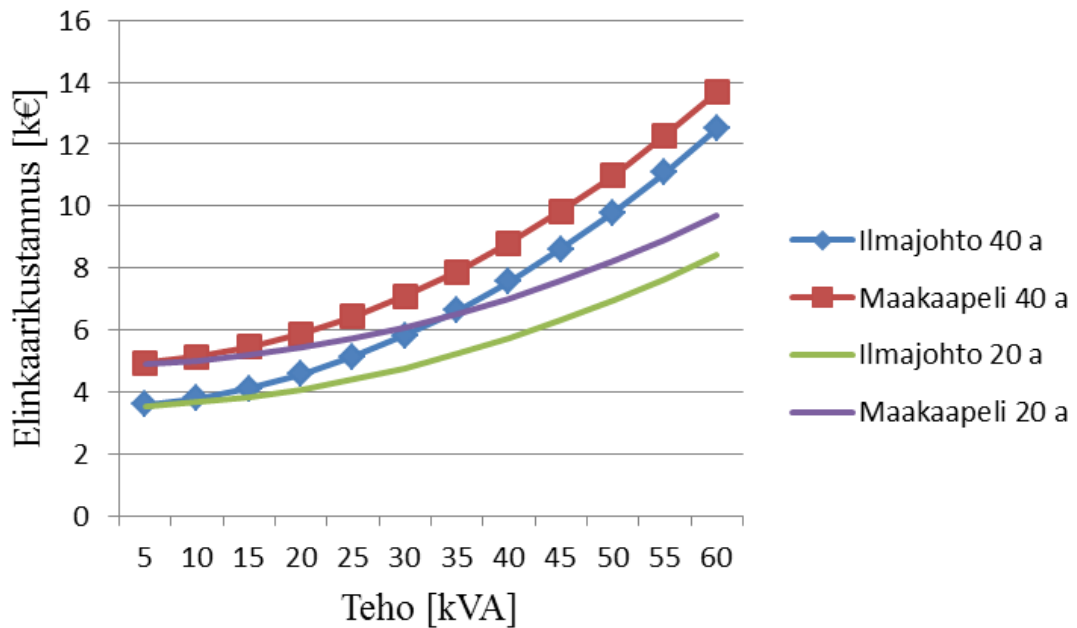
Kuva 6.6. Ilmajohto- ja kaapeliratkaisun elinkaarikustannukset tehon funktiona puolella, kun johto-osuus sijaitsee tien varressa. Korjattavan verkonosuuden pituus 100 metriä, pitoajoilla 40 ja 20 a.

Kuvassa 6.6 tarkastellaan tien varressa sijaitsevaa verkkoa. Kaapelointiratkaisun kannattavuus kärsii ilmajohtoon alentuneen vikataajuuden takia, kun vertailukohtana on metsässä sijaitseva verkko. Ero on kuitenkin tarkasteltavilla tehoilla hyvin pieni, koska keskeytyskustannusten osuus elinkaarikustannuksista on sangen pieni. Tarkastelualueen alussa elinkaarikustannukset ovat kaapeliratkaisulla 39 %:a ja lopussa 8 %:a suuremmat ilmajohtoratkaisuun verrattuna. Keskeytyskustannusten kautta saavutettavaan kannattavuusrajaan, 100 metrin korjattavalla osuudella, vaadittaisiin yli 300 kVA:n teho. Tien varressa sijaitsevan verkon tapauksessa on kuitenkin hyvä huomioida, että kaapelin kaivu voidaan mahdollisesti suorittaa käyttäen halvempia tekniikoita, kuten esimerkiksi aurausta. Tällöin kaivun osuus kaapeliratkaisun elinkaarikustannuksissa laskee, parantaen kaapeliratkaisun kannattavuutta. Kuvassa 6.7 on esitetty ilmajohto- ja kaapeliratkaisujen elinkaarikustannukset matkan funktiona.



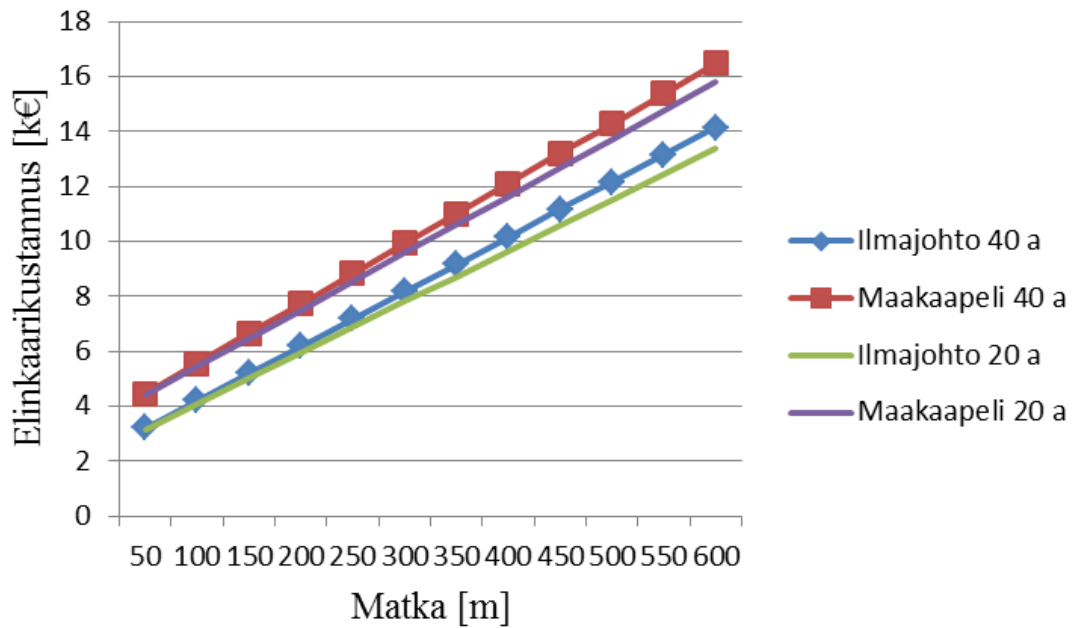
Kuva 6.7. Ilmajohto- ja kaapeliratkaisun elinkaarikustannukset matkan funktiona puolella, kun johto-osuus sijaitsee tien varressa. Korjattavan verkonosuuden teho 10 kVA, pitoajoilla 40 ja 20 a.

Matkan funktiona, tarkasteltavalla 10 kVA:n teholla, käyristä kaapelointiratkaisun tangentin kulmakerroin kasvaa ilmajohtoratkaisua nopeammin. Kaapeliratkaisu muodostuu yhden pylväsvälin matkalla noin 41 %:a ja tarkasteluvälin lopussa 15 %:a kalliimmaksi kuin ilmajohtoratkaisu. 20 vuoden pitoajalla tarkasteluvälin lopussa kaapeliratkaisu on 17 %:a kalliimpi vaihtoehto, johtuen koko pitoajalta saatavan keskeytyskustannussäästön puuttumisesta. Kuten kuvan 6.6 yhteydessä mainitaan, voidaan kaapeliratkaisun kustannuksia mahdollisesti karsia käyttämällä esimerkiksi auruusta. Peltoalueella sijaitsevien kohteiden elinkaarikustannukset esitetään kuvissa 6.8 ja 6.9.



Kuva 6.8. Ilmajohto- ja kaapeliratkaisun elinkaarikustannukset tehon funktiona pjo- puolella, kun verkko sijaitsee pellolla. Korjattavan verkonosuuden pituus 100 metriä, pito- ajoilla 40 ja 20 a.

Pelto- maastossa keskeytyskustannussäästö kaapelointiratkaisulla on alhaisesta vikataajuudesta johtuen, tarkasteltavista alueista, pienin. Taulukon 6.2 parametreilla kaapelointiratkaisu muodostuu tarkastelualueella ilmajohtoratkaisua kalliimmaksi. Kuvassa 6.8 tarkasteltavalla tehoalueella, kaapeliratkaisun elinkaarikustannukset ovat alussa 39 %:a ja lopussa 10 % suuremmat. Peltoalueen maaperä soveltuu kuitenkin usein auraustekniikan käyttöön, jolloin kaapeliratkaisun kustannukset alenevat merkittävästi. Tämä onkin usein edellytyksenä sille, että kaapelointiratkaisun käyttö on peltoalueilla kannattavaa. Helppossa pelto- maastossa aurauskustannuksessa voidaan päästä alle 1 €/m, jolloin kaapelointiratkaisun kustannukset kuvan 6.3 tapauksessa laskisivat noin 9 % (Kaarlela, 2002). Muuten kannattavuusrajaa ei kyetä saavuttamaan käytetyillä parametreilla ilman, että luvussa 3.1 esitetyt kaapeleiden tekniset reunaehdot ylittyvät. Kuvassa 6.9 on peltoalueen elinkaarikustannusten kehittyminen matkan funktiona.



Kuva 6.9. Ilmajohto- ja kaapeliratkaisun elinkaarikustannukset matkan funktiona pjo-puolella, kun verkko sijaitsee pellolla. Korjattavan verkonosuuden teho 10 kVA, pitoajoilla 40 ja 20 a.

Kuvasta 6.9 havaitaan, että pitoajan merkitys on varsin pieni tarkasteltaessa ratkaisujen kannattavuutta. Peltoalueella ilmajohtojen vikataajuus on lähes samalla tasolla maakaapelin kanssa, jolloin keskeytyskustannussäästö pitoajan aikana ei muodostu suureksi. Yhden pylväsvälin korvauksella kaapeliratkaisu on 39 % ilmajohtoratkaisua kalliimpi. Kaapelointiratkaisun työ- ja investointikustannusten ollessa keskeytyskustannussäästöjä suuremmat, on kaapeliratkaisu tarkastelujakson lopulla 15 %:a kalliimpi menettely. Muutamaa pylväsväliä pidemmällä matkoilla auraustekniikan käytöllä voidaan kaapelointiratkaisulla kuitenkin saavuttaa ero elinkaarikustannuksissa. Mikäli käytettäisiin aurauksen kustannuksena 1 €/m, niin kannattavuusraja taulukon 6.2 muilla parametreilla olisi 400 metrissä.

6.4.2 Keskijännitekaapelointi

Ilmajohto- ja kaapeliratkaisun elinkaarikustannusten tarkastelussa päädyttiin valitsemaan kj-verkon osalta tarkasteltavaksi tehoalueeksi 50–600 kVA sekä pituudeltaan 50–600 metrin mittaiset osuudet. Tehoalueen määrittely pohjautuu laskennasta saatujen tulosten lisäksi verkkotiedoista saatuihin keskimääräisiin muuntopiirien tehoihin haja-asutusalueella. Tar-

kasteltava korjattavan verkon pituus on valittu sellaiseksi, että se on muun muassa korjaukseen kuluneen ajan puitteissa järkevää toteuttaa. Määrittelyn pohjana toimivat keskustelut eri urakoitsijoiden ja Elenia Oy:n henkilöstön kanssa (Elenia, 2015, Urakoitsija, 2015).

Elinkaarikustannukset ovat diskontatut nykyarvoon taulukon 6.4 mukaisia parametreja käyttäen. Elinkaarikustannukset laskettiin pitoaikojen osalta 40 vuoden lisäksi myös 20 vuoden pitoajalla, jotta voidaan tarkastella myös lyhyemmän aikavälin elinkaarikustannuksia tapausten kannalta, joissa verkon topologia voi muuttua ennen maakaapelin teknisen pitoajan päättymistä, kuten luvussa 4.3 mainitaan.

Taulukko 6.4. Käytetyt laskentaparametrit elinkaarikustannusten määrittämiseksi keski-jänniteverkon viankorjauksessa.

Tarkastelussa käytetyt parametrit	
Teho [kVA]	50–600
Korjattavan verkon pituus [m]	50–600
Kuorman kasvu [%]	2
Korko [%]	5
Kaapelityyppi	AXMK 70 mm ²
Ilmajohtotyyppi	AMKA 70 mm ²
Kaivu	Helppo
Häviöiden hinta [€/MWh]	35
Työt [€]	
<i>Varavoiman kustannus</i>	-
<i>Koneiden ja materiaalien kuljetus</i>	-
<i>Työvoima</i>	-
<i>Työmaan perustaminen</i>	-
Pylvään poisto	60
Pylväspäätte kaapelille [€/kpl]	2370
Polttoaineen hinta [€/l]	1
Verkon rakentamisen kesto [h]	-
Polttoaineenkulutus [l/h]	50
Varavoiman kytkentäaika [h]	4
Kauko-ohjattavien erottimien toiminta-aika [h]	0,1
Käsinohjattavien erottimien toiminta-aika [h]	1
Korjausaika ilmajohto [h]	3
Korjausaika maakaapeli [h]	4

Taulukossa 6.5 on esitetty kustannuskomponenttien jakautuminen kj-verkon ilmajohto- ja

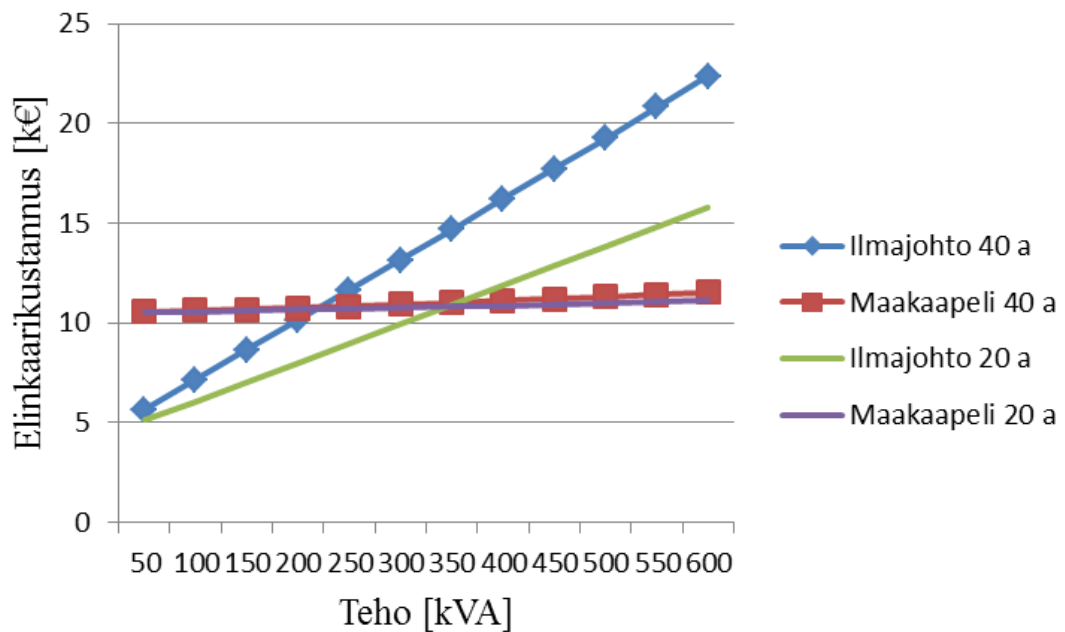
kaapelointiratkaisuilla.

Taulukko 6.5. Kj-johdon elinkaarikustannusten osatekijät viankorjauksessa metsäalueella 40 a pitoajalla.

	Kaapeli 100 kVA			Ilmajohto 100 kVA		
	50 m	300 m	600 m	50 m	300 m	600 m
Johdin	613 €	3 678 €	7 356 €	615 €	3 692 €	7 383 €
Kaivu	253 €	1 518 €	3 036 €	0 €	0 €	0 €
Kaapelipäätteet	4 400 €	4 400 €	4 400 €	0 €	0 €	0 €
Työt	3 279 €	5 798 €	8 820 €	2 238 €	4 475 €	7 160 €
<i>Työmaan perustaminen</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Koneiden käyttö</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Työvoiman käyttö</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Varavoima</i>	-	-	-	-	-	-
Keskeytyskustannukset	91 €	547 €	1 094 €	1 482 €	8 895 €	17 789 €
Häviökustannukset	5 €	29 €	59 €	6 €	35 €	70 €
Yhteensä	8 641 €	15 970 €	24 765 €	4 341 €	17 097 €	32 402 €

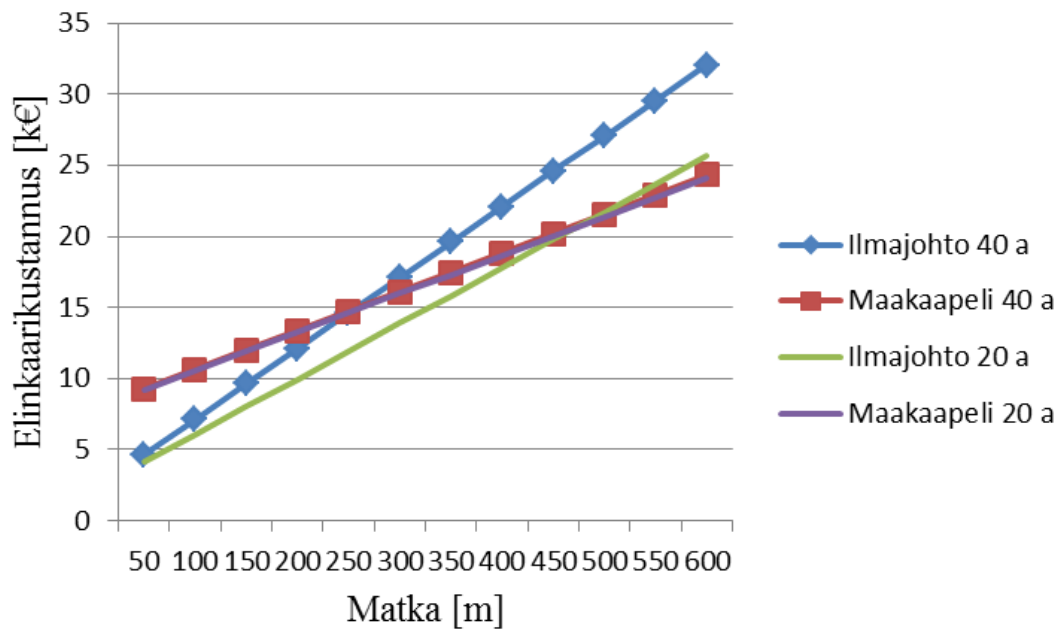
Taulukossa 6.5 oletetaan uuden verkon rakennukseen kuluneen ajan olevan yhtä pitkä ratkaisujen välillä. Poikkeavien olosuhteiden johdosta, verkkoa arvioitiin olevan mahdollista rakentaa 8-tunnin työpäivän aikana 300 m, perustuen urakoitsijahaastatteluihin (Urakoitsija, 2015). Suuremmat työkustannukset kaapeliratkaisussa selittyvät uuden verkon suunnitteluun, maastosuunnitteluun ja maankäyttölupien hankintaan kuluneella ajalla. Ilmajohto-verkoksi korjattaessa voidaan verkko rakentaa entistä vastaavaksi, eikä maankäyttölupia olemassa olevalle johtokadulle viankorjaukseen tarvita. Kj-verkossa suureksi kaapeliratkaisun kustannuskomponentiksi muodostuvat kaapelipäätteet. Esimerkiksi 50 metrin mittaisella ja 100 kVA:n osuudella 51 % elinkaarikustannuksista koostuu kaapelipäätteistä. Taulukosta 6.5 nähdään myös, että häviöiden merkitys kj-verkossa on varsin pieni, kun taas keskeytyskustannukset muodostavan ilmajohtoilla merkittävän osan koko elinkaarikustannuksista.

Kuvissa 6.10 ja 6.11 tarkastellaan viankorjausratkaisujen elinkaarikustannuksia tehon ja matkan funktiona verkossa, joka sijaitsee metsäalueella.



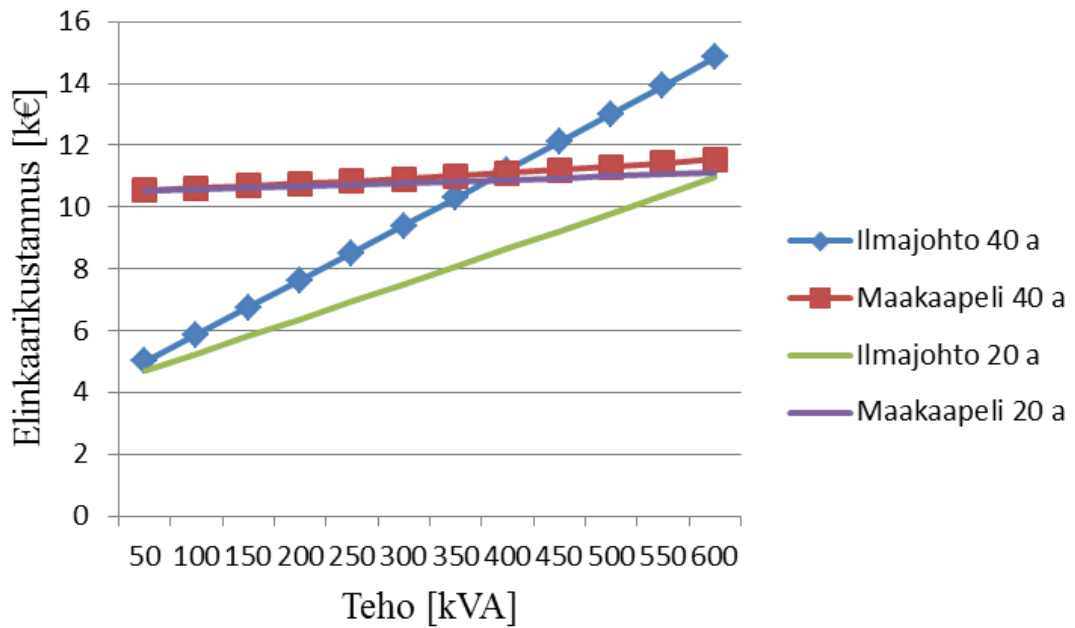
Kuva 6.10. Ilmajohto- ja kaapeliratkaisun elinkaarikustannukset tehon funktiona kj-verkossa, kun verkko sijaitsee metsässä. Korjattavan verkonosuuden pituus 100 metriä, pitoajoilla 40 ja 20 a.

Keskeytykustannusten merkitys kasvaa siirryttäessä pienjännitepuolelta keskijännitepuolelle. Siirrettävän tehon kasvu lisää nopeasti kaapelointiratkaisun kannattavuutta. Kuvan 6.10 elinkaarikustannuksia tarkasteltaessa nähdään, että vian vaikutusalueen kuorman ollessa noin 250 kVA, muodostuu kaapelointiratkaisu ilmajohtoverkon korjaamista kannattavamaksi. Pitoaikojen merkitys suuremmilla tehoilla on huomattava. Kuvassa 6.10 käyrien leikkauspisteet siirtyvät kuvaajassa, 20 vuoden pitoajalla oikealle, jolloin kannattavuusrajaksi muodostuu noin 375 kVA. Topologian muuttuminen, esimerkiksi tulevaisuuden kaapelointihankkeiden aiheuttamana, onkin pyrittävä arvioimaan tehtäessä päätöstä kaapelointiratkaisun toteuttamisesta, sillä huomattavasti kaapelin teknistä pitoaikaa lyhyemmiksi jäävät investoinnit voivat jäädä tappiollisiksi, kaapelointiratkaisun korkeampien investointi- ja työkustannusten takia. Kuvassa 6.11 esitetään elinkaarikustannukset matkan funktiona.



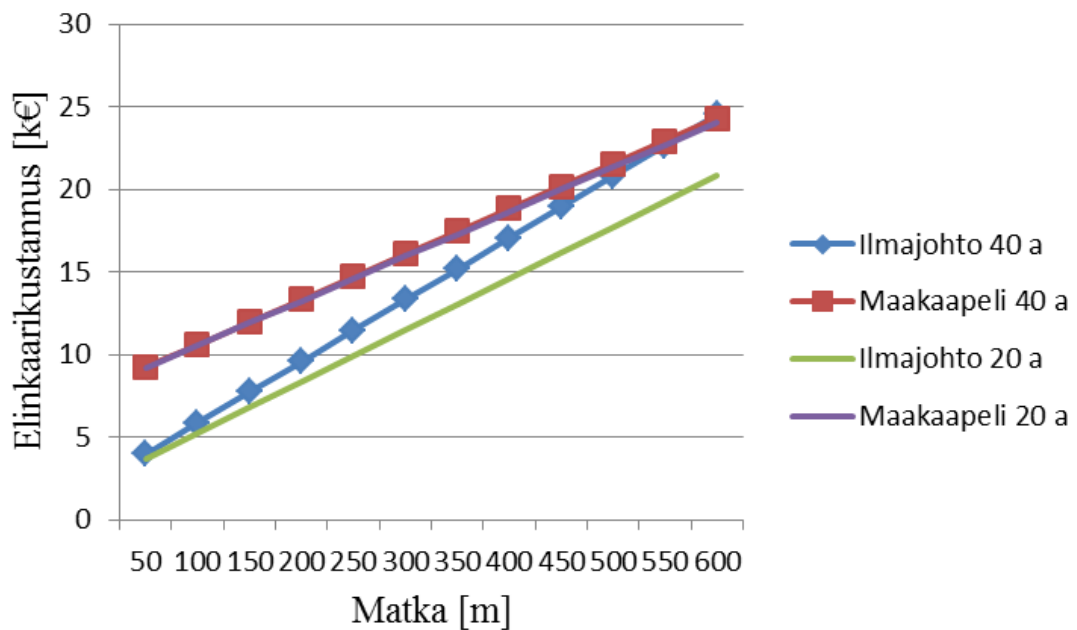
Kuva 6.11. Ilmajohto- ja kaapeliratkaisun elinkaarikustannukset matkan funktiona kj-verkossa, kun verkko sijaitsee metsässä. Korjattavan verkonosuuden teho 100 kVA, pitoajoilla 40 ja 20 a.

Kuvassa 6.11, metsäalueella sijaitsevalla verkolla, keskeytyskustannuksien kautta saatava säästö luo kaapelointiratkaisun kannattavaksi yli 250 metrin matkoilla, kun tarkasteltavan verkon osuuden teho on 100 kVA ja pitoaika 40 vuotta. 20 vuoden pitoajalla kaapelointiratkaisun kannattavuusraja on 475 metrissä. Kj-puolella suureksi kustannuseräksi muodostuvat kaapelipäätteet. Yhden pylväspäätteen hinta on EV:n yksikköhintataulukossa 2200 €, jolloin etenkin lyhyillä matkoilla pylväspäätteet muodostavat liki puolet kaapeliratkaisun elinkaarikustannuksista. Kuvien 6.12 ja 6.13 käyrillä kuvataan elinkaarikustannuksia tilanteessa, jossa johto-osuus sijaitsee tien varressa.



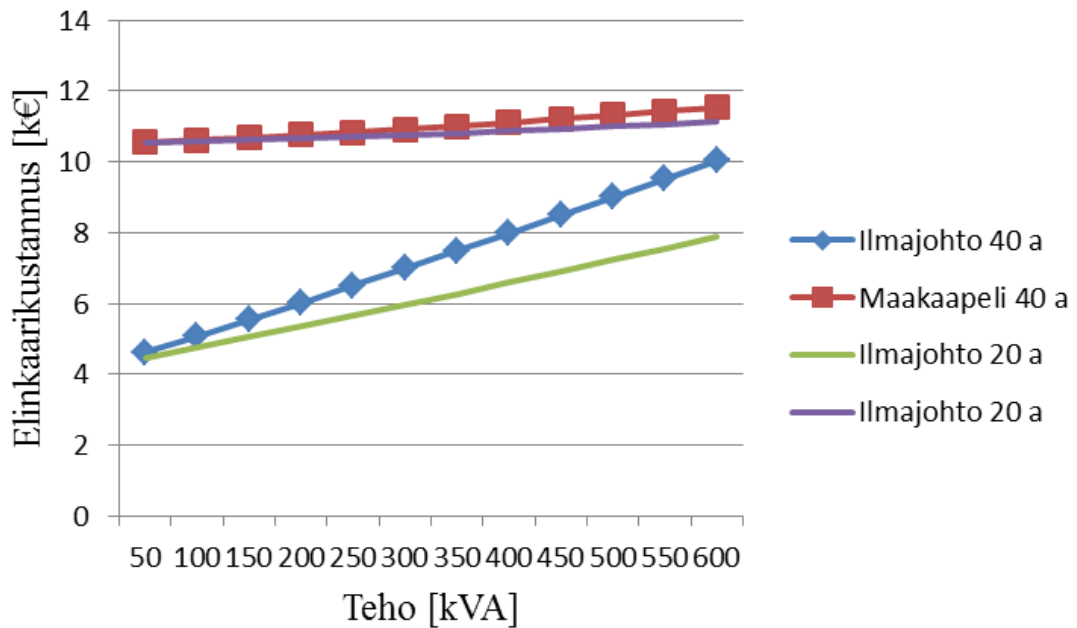
Kuva 6.12. Ilmajohto- ja kaapeliratkaisun elinkaarikustannukset tehon funktiona kj-verkossa, kun verkko sijaitsee tien varressa. Korjattavan verkonosuuden pituus 100 metriä, pitoajoilla 40 ja 20 a.

Tien varteen rakennetun ilmajohdon vikataajuus on 60 % pienempi kuin vastaavan metsässä. Pienentyneen vikataajuuden takia, keskeytyskustannuksista saatavat säästöt vähenevät samassa suhteessa, kuten yhtälöstä 2.10 nähdään. Tämä näkyy kuvan 6.12 kuvaajassa käyrien leikkauspisteiden siirtymänä origosta pois päin positiivisella x-akselilla. 40 vuoden pitoajalla kannattavia kohteita kaapelointiratkaisulle ovat yli 375 kVA:n näennäistehoiset kohteet, kun tarkasteltavan verkon pituus on 100 metriä. Jos verkkoa joudutaan uusimaan ennen rakennetun verkon teknisen pitoajan päättymistä, tässä tarkastelussa 20 vuoden jälkeen, siirtyy kaapeloinnin kannattavuusraja 600 kVA:iin. Edellä nähtävien kannattavuusrajojen tehoiset johto-osuudet sijoittuvat haja-asutusalueella yleensä sähköasemien johtolähtöjen alkupäihin. Kaapeliratkaisun kannattavuus riippuu myös paljon vian vaikutusalueesta ennen vikapaikan lopullista erottamista. Mikäli suuria tehoja on sähköttä ennen vikapaikan rajaamista käsinohjattavin erottimin, kasvavat keskeytyskustannukset nopeasti suuriksi. Kuvassa 6.13 elinkaarikustannukset on esitetty matkan funktiona.



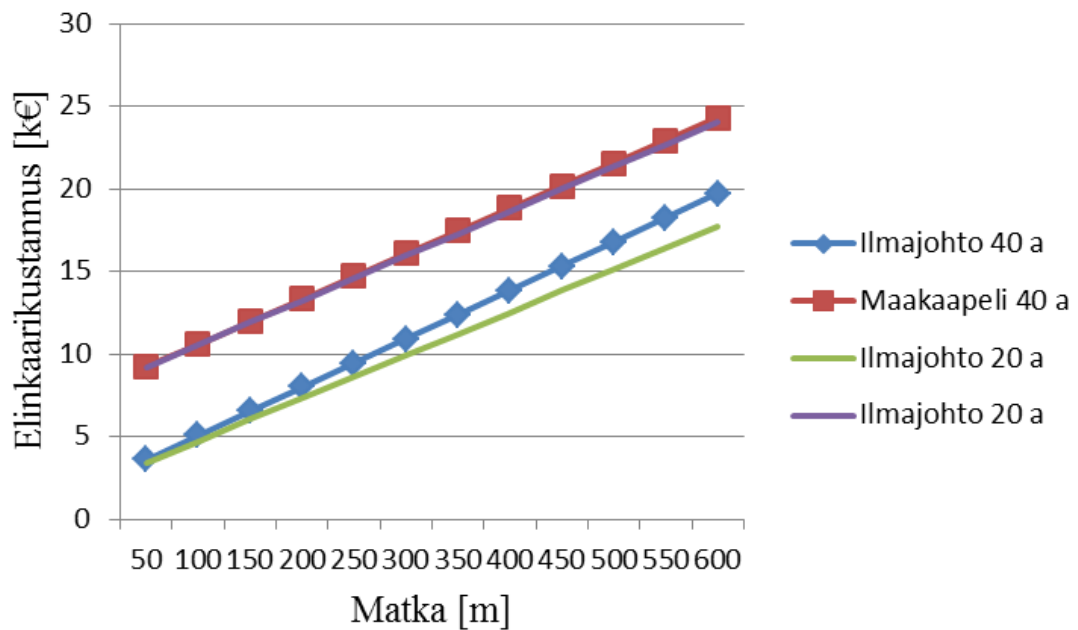
Kuva 6.13. Ilmajohto- ja kaapeliratkaisun elinkaarikustannukset matkan funktiona kj-verkossa, kun verkko sijaitsee tien varressa. Korjattavan verkonosuuden teho on 100 kVA, pitoajoilla 40 ja 20 a.

Kuten kuvan 6.12 yhteydessä mainitaan, on keskeytyskustannusten kautta saatava säästö tien varressa pienentynyt alentuneen vikataajuuden takia. Kuvassa 6.13 käytetyllä 100 kVA:n teholla kannattavuusraja kaapelointiratkaisulle saavutetaan vasta yli 550 metrin pituisilla johto-osuuksilla, kun oletetaan kaapelin olevan käytössä koko teknisen pitoaikansa. Lyhyemmillä pitoajoilla vaaditaan kannattavuusrajan saavuttamiseksi huomattavasti pidempiä tai suuritehoisempia johto-osuuksia uusittavaksi. Kuvan 6.13 tarkastelussa uusittavan verkon pituudeksi 20 vuoden pitoajalla, kannattavuuden näkökulmasta, tarvittaisiin yli 1500 metrin mittaisia johto-osuuksia. On kuitenkin harvinaista, että näin pitkiä osuuksia ilmajohtoverkkoa vaurioituu kohdassa 6.3 esitettävien kriteerien laajuudessa. Jotta kaapelointiratkaisu muodostuisi kannattavaksi, lyhyille matkoille vaaditaan selvästi, kuvan 6.10 tarkastelussa käytettyä, suurempi teho, jolloin keskeytyskustannussäästöt kattavat kaapeloinnin suuremmat kustannukset. Kuvissa 6.14 ja 6.15 tarkastellaan tilanteita, joissa johto-osuudet sijoittuvat peltoalueille.



Kuva 6.14. Ilmajohto- ja kaapeliratkaisun elinkaarikustannukset tehon funktiona kj-verkossa, kun verkko sijaitsee peltoalueella. Korjattavan verkonosuuden pituus 100 metriä, pitoajoilla 40 ja 20 a.

Peltoalueen ilmajohto-osat voidaan luokitella lähes säävarmoiksi, sillä ne välttävät useimmiten myrskyn ja lumikuormien aiheuttamilta vioilta. Kaapeliratkaisun kannattavuus peltoalueilla vaatii kuitenkin, että siirrettävät tehot johto-osuuksilla ovat suuria, kuten esimerkiksi johdotolähtöjen alkupäillä tai useita muuntopiirejä syöttävillä runkojohdoilla. Kuvassa 6.14 40 vuoden pitoaikojen käyrien leikkauspiste asetuu laskennan perusteella tarkastelualan ulkopuolelle, tasolle 800 kVA. 20 vuoden pitoajalla vastaava kannattavuusraja on 1,4 MW. Kuvassa 6.15 tilannetta on tarkasteltu matkan funktiona.



Kuva 6.15. Ilmajohto- ja kaapeliratkaisun elinkaarikustannukset matkan funktiona kj-verkossa, kun verkko sijaitsee peltoalueella. Korjattavan verkonosuuden teho 100 kVA, pitoajoilla 40 ja 20 a.

Kuvan 6.14 yhteydessä todetaan, että kaapelointiratkaisun kannattavuus peltoalueella suuresti riippuvainen johdolla siirretyn tehon suuruudesta. Kuvassa 6.15 nähdään, että tarkasteltavalla 100 kVA:n teholla kaapeli- ja ilmajohtoratkaisun käyrät lähestyvät toisiaan hitaasti. Laskennan perusteella kannattavuuden saavuttamiseksi vaadittaisiin 5 kilometrin mittainen johto-osuus korjattavaksi. Toisella kuvassa 6.15 tarkasteltavalla pitoajalla käyrät erkanevat toisistaan, mikä merkitsee sitä, että kaapelointiratkaisun investointi- ja työkustannukset ovat matkan funktiona suuremmat kuin saatava keskeytyskustannussäästö. 20 vuoden pitoajalla keskeytyskustannussäästö kaapelointiratkaisulla muodostuu työ- ja investointikustannusten erotusta suuremmaksi vasta teholla 150 kVA. Peltoalueella kaivuolosuhteet ovat kuitenkin usein helpot, jolloin kustannukset kaivun osalta ovat todellisuudessa yksikköhinnoissa ilmoitettua alhaisemmat ja kaapelointiratkaisun kannattavuus parane (Kaarlela, 2002).

6.4.3 Muuntamokorvaus

Pylväsmuuntamoita vaurioituu jakeluverkossa myrskyjen yhteydessä sekä salamoiden aiheuttamien ylijännitteiden takia. Vauriot ovat monesti niin vakavia, että muuntamon ja muuntajakoneen korjaaminen muodostuu taloudellisesti kannattamattomaksi. Käytännössä on siis järkevämpi ratkaisu korvata rikkoutunut pylväsmuuntamo joko uudella vastaavalla tai puistomuuntamolla. Elenia Oy:n teettämän urakoitsijakyselyn perusteella vaurioituneen pylväsmuuntamon korvaaminen puistomuuntamolla koettiin nopeammaksi ja helpommaksi kuin pylväsmuuntamon korjaaminen tai vaihto uuteen (Urakoitsijakysely, 2015). Taulukossa 6.6 on elinkaarikustannusten laskennassa käytetyt parametrit.

Taulukko 6.6. Pylväs- ja puistomuuntamoiden elinkaarikustannusten laskentaparametrit.

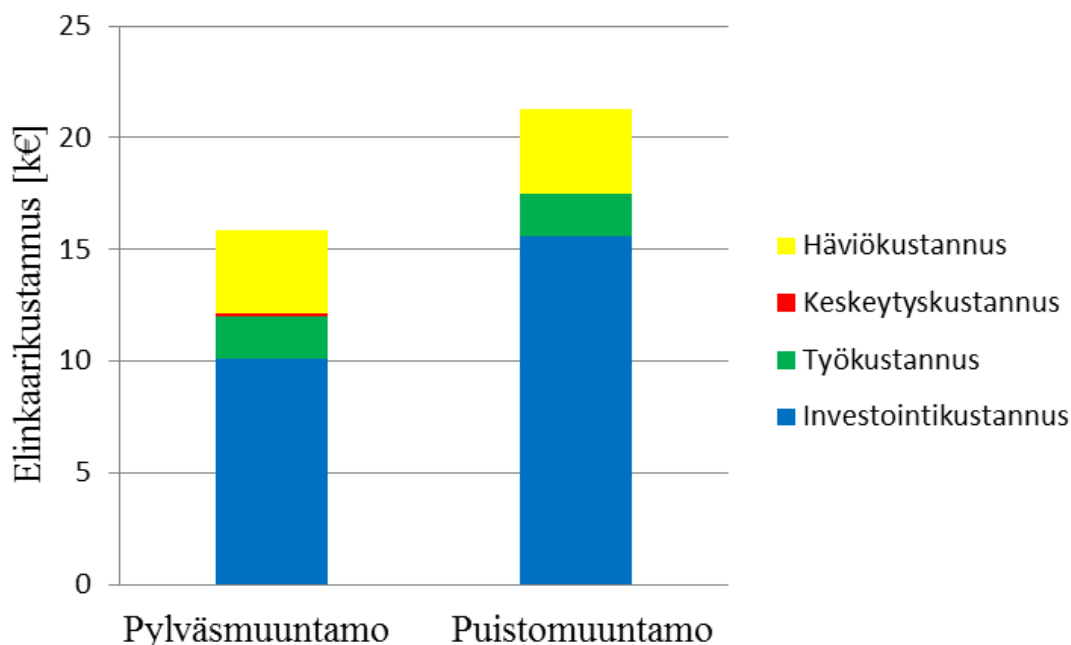
Tarkastelussa käytetyt parametrit	
Teho [kVA]	30
Pitoaika [a]	40
Kuorman kasvu [%]	2
Korko [%]	5
Häviöiden hinta [€/MWh]	35
Kuormitushäviö [kW]	0,885
Tyhjäkäyntihäviö [kW]	0,14
Pylväsmuuntamo	2-pylvämuuntamo
Puistomuuntamo	Kevyt puistomuuntamo
Muuntaja	50 kVA
Työt [€]	-
<i>Varavoiman kustannus</i>	-
<i>Koneiden ja materiaalien kuljetus</i>	-
<i>Työvoima</i>	-
<i>Työmaan perustaminen</i>	-
<i>Vaurioituneen verkon poisto</i>	60
Polttoaineen hinta [€/l]	1
Muuntamonvaihdon kesto [h]	6
Polttoaineenkulutus [l/h]	30
Varavoiman kytkentäaika [h]	4
Korjausaika [h]	3

Taulukossa 6.7 on esitetty vaurioituneen pylväsmuuntamon korvaamisen elinkaarikustannusten osatekijät pylväs- ja puistomuuntamoratkaistuilla.

Taulukko 6.7. Pylväs- ja puistomuuntamon elinkaarikustannusten osatekijät pylväsmuuntamon korvauksessa.

	Pylväsmuuntamo 50 kVA	Puistomuuntamo 50 kVA
Muuntamo	6 400 €	8 600 €
Muuntaja	3 700 €	3 700 €
Päätteet	0 €	3 300 €
Työt	1 880 €	1 880 €
Keskeytyskustannukset	108 €	34 €
Häviökustannukset	3 753 €	3 753 €
Yhteensä	15 841 €	21 267 €

Pylväsmuuntamon korvaustapauksessa on taulukon 6.7 perusteella selvästi havaittavissa, että puistomuuntamalla korvaaminen muodostuu elinkaarikustannuksiltaan huomattavasti kalliimmaksi, ollen kustannuksiltaan 35 % korkeampi vaihtoehto. Elinkaaren aikana syntyvä keskeytyskustannussäästö jää puistomuuntamalla myös hyvin pieneksi, jolloin muut kustannuskomponentit, kuten päätteet ja kalliimpi muuntamo, ovat merkittävämmässä roolissa kokonaiskustannuksissa. Kuvassa 6.16 on esitetty elinkaarikustannukset vaurioituneen pylväsmuuntajan korvaukselle joko uudella vastaavalla tai puistomuuntamalla.



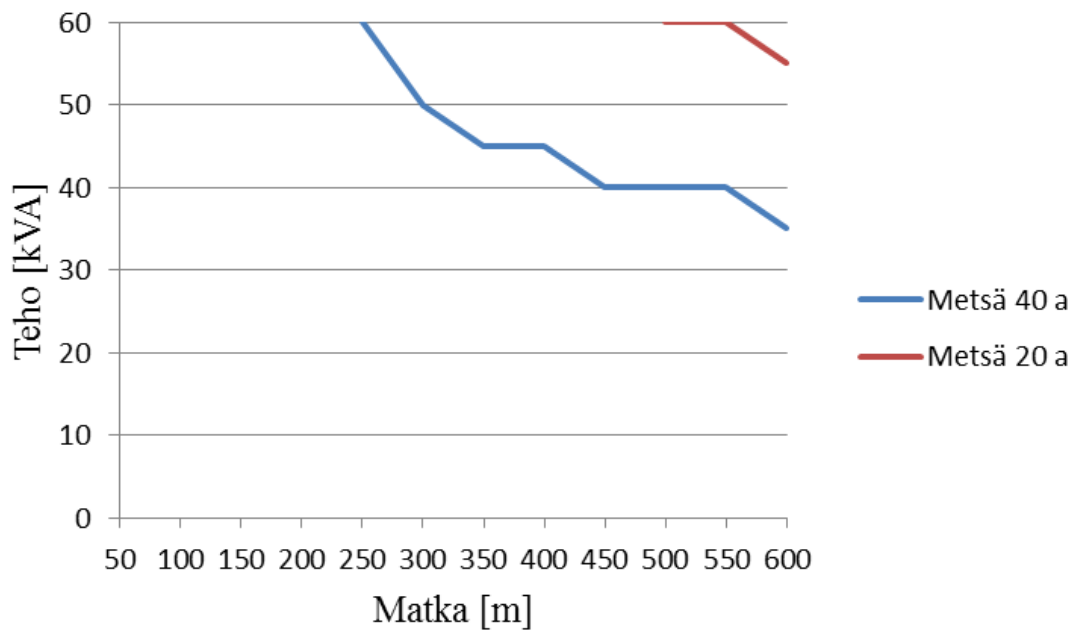
Kuva 6.16. Pylväs- ja puistomuuntamon elinkaarikustannukset.

Kuvasta 6.16 nähdään puistomuuntamon elinkaarikustannusten olevan huomattavasti pyl-

väsmuuntamoa suuremmat. Eron syy selittyy puistomuuntamokopin korkealla hinnalla sekä puistomuuntamolle vaadittavilla kaapelipäätteillä. Puistomuuntamokopin kustannus on 1,8 k€:a 2-pylväsmuuntamoa suurempi ja sen liittämiseksi ilmajohtoverkkoon vaaditaan muuntamon kj-kojeistoon liitettävälle kaapelille kojeistopääte sekä ilmajohtoon liittymiseen kaapelipääte, joiden yksikköhinnat ovat yhteensä 3,3 k€:a. Mikäli kj-ilmajohto viehdään muuntamon kj-kiskon kautta, uuden erotusvälin aikaansaamiseksi, niin päätteiden kustannus kaksinkertaistuu. Tällä tavoin voidaan saavuttaa suuriakin keskeytyskustannussäästöjä, mikäli kyseisen verkonosan erotusalueella on useita muuntamoita ja tehot ovat suuria. Käytännössä näin kuitenkin toimitaan harvoin (Elenia, 2015).

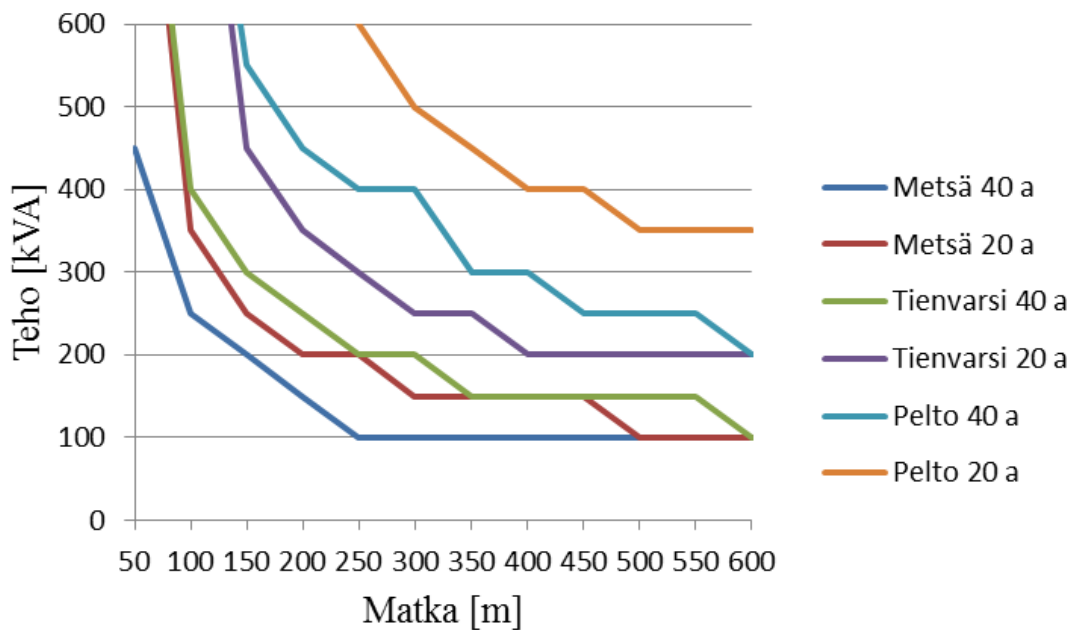
6.4.4 Kannattavuusrajat

Pj- ja kj-verkolle luotiin elinkaarikustannusten näkökulmasta kannattavuusrajakäyrät, joiden avulla voidaan määritellä tehon ja matkan suhteen alueet, joilla ilmajohtoverkon viankorjaus maakaapelilla on kannattavaa. Käyrät määriteltiin eri maasto-olosuhteille sekä kahdella eri pitoajalla tilanteiden tarkasteluksi, joissa kaapeli tullaan mahdollisesti siirtämään ennen sen teknisen pitoajan päättymistä. Parametreina laskennassa käytettiin taulukoiden 6.1 ja 6.2 arvoja. Kuvassa 6.17 on esitetty kannattavuusrajakäyrät pj-verkon tapauksille.



Kuva 6.17. Kaapelointiratkaisun kannattavuusrajat pj-verkossa, pitoajoilla 40 ja 20 vuotta.

Kuvasta 6.17 havaitaan, että soveltuvien kohteiden määrä on varsin vähäinen. Pj-verkon tarkastelusta rajautuu kokonaan pois kaapelointiratkaisun soveltaminen tienvarsilla ja pelloilla, sillä näissä tapauksissa ilmajohtoratkaisun elinkaarikustannukset ovat tarkastelualueella alhaisemmat. Metsäisissä olosuhteissa kaapeloinnin myötä saatu keskeytyskustannussäästö tekee kaapelointiratkaisun paikoittain kannattavammaksi. Laskennan osoittamat johto-osuudet ovat kuitenkin melko pitkiä ja suuritehoisia pj-lähdöiksi ja vastaavia ei verkossa juurikaan esiinny. On hyvä huomioida, että laskenta perustuu EV:n yksikköhintoihin, jolloin todellinen kustannusrakenne voi eri verkkoyhtiöiden kohdalla muuttua, esimerkiksi aurausta käytettäessä, suotuisammaksi kaapelointiratkaisun kannalta. Kuvassa 6.18 tarkastellaan kannattavuusrajakäyriä kj-verkossa.



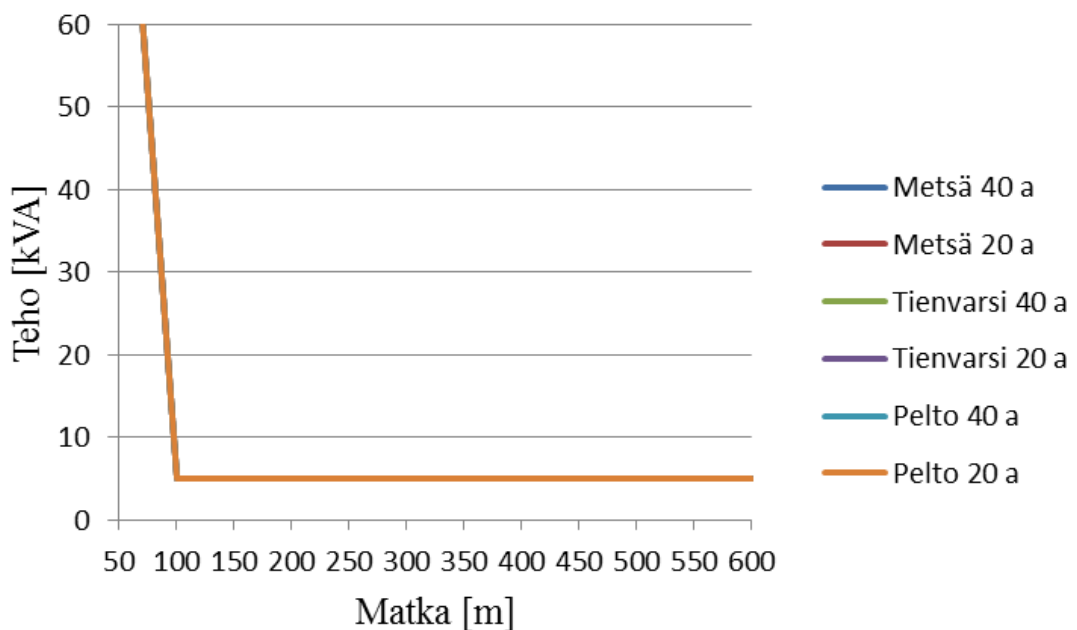
Kuva 6.18. Kaapelointiratkaisun kannattavuusrajat kj-verkossa eri maasto-olosuhteissa, pitoajoilla 40 ja 20 vuotta.

Kj-verkossa kaapelointiratkaisulle soveltuvien kohteiden määrä on huomattavasti pj-verkkoa suurempi. Kasvaneet tehot saavat kaapeloinnin myötä aikaan suuremmat keskeytyskustannussäästöt ja näin ollen kaapelointiratkaisun kannattavuus paranee. Kuvasta 6.18 nähdään, että muutamien satojen metrien mittaiset johto-osuudet tulevat metsämaastossa kannattavaksi korjata kaapeloimalla jo alle 150 kVA:n siirrettävillä tehoilla. Haja-asutusalueen pitkillä runko- ja haarajohdoilla siirrettävät tehot ovat harvoin näin suuria, jolloin kannattavuusrajakäyrällä sijaitsevat kohteet sijoittuvat esimerkiksi pienten kuntien taajamien ja asukaskeskittymien läheisyyteen.

6.4.5 Elinkaarikustannusten kehitys

Kj-verkossa kaapelointi on vielä nykyään selvästi ilmajohtojen rakentamista kalliimpaa. Kaapeloinnin yleistyessä sen hintatason voidaan kuitenkin olettaa laskevan uusien kustannustehokkaiden menetelmien myötä. Lappeenrannan teknillisen yliopiston ja Tampereen teknillisen yliopiston laatimassa tutkimusraportissa arvioidaan kaapeloinnin ja ilmajohtorakentamisen kustannuseron supistuvan huomattavasti vuoteen 2020 mennessä, johtuen suurilta osin muuntamorakenteiden ja auraustekniikan kehittymisestä (Verho et al., 2010).

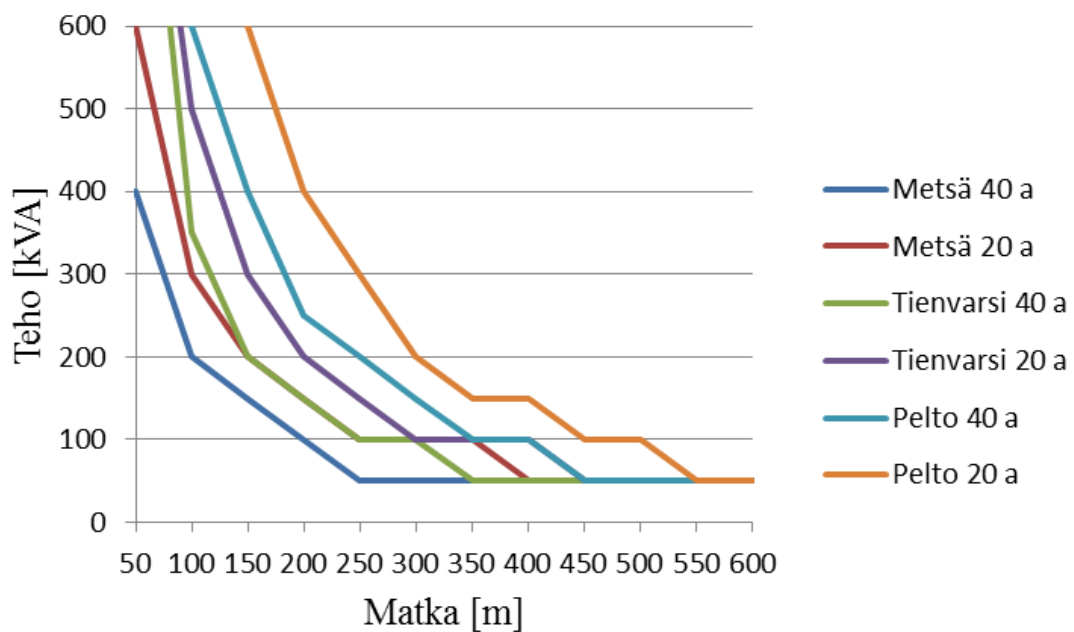
Kaapeloinnin lisääntyessä entisestään, vuodeksi 2029 asetettujen toimitusvarmuuskriteerien saavuttamiseksi, täytyy hintakehityksen arvioinnissa huomioida myös uusien pylväsratkaisujen myötä suhteellisesti kallistuneet kustannukset avojohtorakentamisessa, tiukentuneet turvallisuustoimenpiteet ja ilmajohtorakentamisen supistuvat markkinat. Huomioiden kaikki nämä seikat voidaan pitää realistisena tilannetta, jossa kaapeloinnin ja ilmajohtorakentamisen investointikustannukset ovat tulevaisuudessa samansuuruisia (Verho et al., 2010). Tutkimuksessa on esitetty avojohdoille mekaanisten rajoitusten muuttumisesta mitoituksessa, käyttöiästä ja suurhäiriöriskistä johtuvaa, suuruudeltaan 7500 €/km, lisäkustannusta listahintoihin. Perusteena kustannuslisälle käytettiin puupylväiden pitoaikaoletuksen puolittamista kyllästeainerajoitusten vuoksi sekä suurhäiriöiden perusteella arvioitua suurhäiriöriskilisää (Verho et al., 2010). Käyttämällä näitä tutkimuksessa esitettyjä lisähintakomponentteja ja aurauksen hintana 2500 €/km, saadaan laskettua kuvien 6.19 ja 6.20 mukaiset arvioidut kannattavuusrajat kaapelointiratkaisulle vuodeksi 2020.



Kuva 6.19. Arvio kaapelointiratkaisun kannattavuusrajoista pj-verkossa vuonna 2020, hintakehitys huomioituna.

Pj-ilmajohtojen korjaus kaapeloimalla osoittautuu kuvan 6.19 mukaan yhtä pylväsväliä pidemmillä osuuksilla teoriassa aina kannattavaksi ratkaisuksi. Kuvan 6.19 käyrät asettuvat

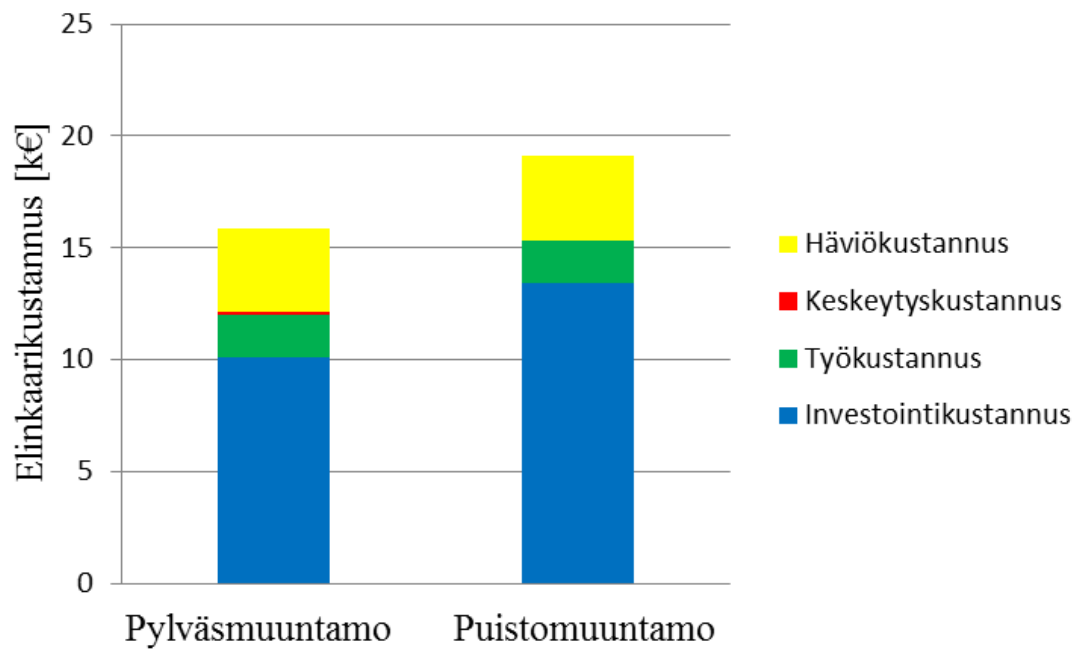
päällekkäin, sillä laskenta on suoritettu 5 kVA:n ja 50 metrin portain. Käyttämällä pienempiä portaita laskennassa, näkyisi eri maasto-olosuhteiden ero käyrien poikkeavuutena alueella 2,5–10 kVA ja 75–100 m. Nykytilanteessa ilmajohto- ja kaapeliratkaisu ovat pj-verkossa, EV:n ykskkihintoja käyttäen, elinkaarikustannuksiltaan liki yhtä suuret. Tämä tarkoittaa, että arvon hintakehityksestä toteutuessa loisi se viankorjauksen kaapeloinnilla käytännössä aina elinkaarikustannuksia tarkasteltaessa kannattavaksi. Pj-kaapelin auraus on huomattavasti kaivua halvempaa ja hintaero ratkaisujen välillä muuttuu paikoittain kaapelointiratkaisun eduksi ilman muiden lisähintakomponenttien huomioimistakin, kun ausrakustannukset laskevat riittävän alhaisiksi. Kuvassa 6.20 on esitetty arvio kaapelointiratkaisun kannattavuusrajoilla kj-verkossa vuonna 2020, kun huomioidaan hintakehityksen arvio.



Kuva 6.20. Arvio kaapelointiratkaisun kannattavuusrajoista kj-verkossa vuonna 2020, hintakehitys huomioituna.

Hintakehityksen toteutuminen mahdollistaa kannattavuuden nimissä myös haja-asutusalueiden pienitehoisempien ilmajohtolähtöjen viankorjauksen kaapeloimalla. Kj-kaapeleiden auraus on yleistynyt käytäntö aina maasto-olosuhteiden sen salliessa. Aurausta käyttämällä päästään selvästi alhaisempiin kustannuksiin kaapelin asennuksessa, jolloin

hintaero ilmajohtoratkaisuun nähden supistuu. Kun huomioidaan myös muut lisähintakomponentit, niin ero nykytilanteeseen EV:n yksikköhinnoilla laskettuna on merkittävän suuri, kuten vertailemalla kuvia 6.18 ja 6.20 havaitaan. Kuvassa 6.21 esitetään muuntamokorvauksen elinkaarikustannukset hintakehitys huomioiden.



Kuva 6.21. Muuntamokorvauksen elinkaarikustannukset pylväs- ja puistomuuntamoilla.

Vaikka puistomuuntamorakenteiden hintataso laskisi vastaavalle tasolle kuin pylväsmuuntamoilla, ei se siltikään muodostu elinkaarikustannustarkastelussa kannattavaksi. Liitettäessä puistomuuntamo osaksi ilmajohtoverkkoa vaadittavat kaapeli- ja kojeistopäätteet tekevät pylväsmuuntamoratkaisusta edullisemmän. Tilannetta ei kuitenkaan voida tarkastella pelkästään kustannusten valossa, sillä laajempien kaapelointihankkeiden yhteydessä pylväsmuuntamot tullaan joka tapauksessa korvaamaan puistomuuntamoilla.

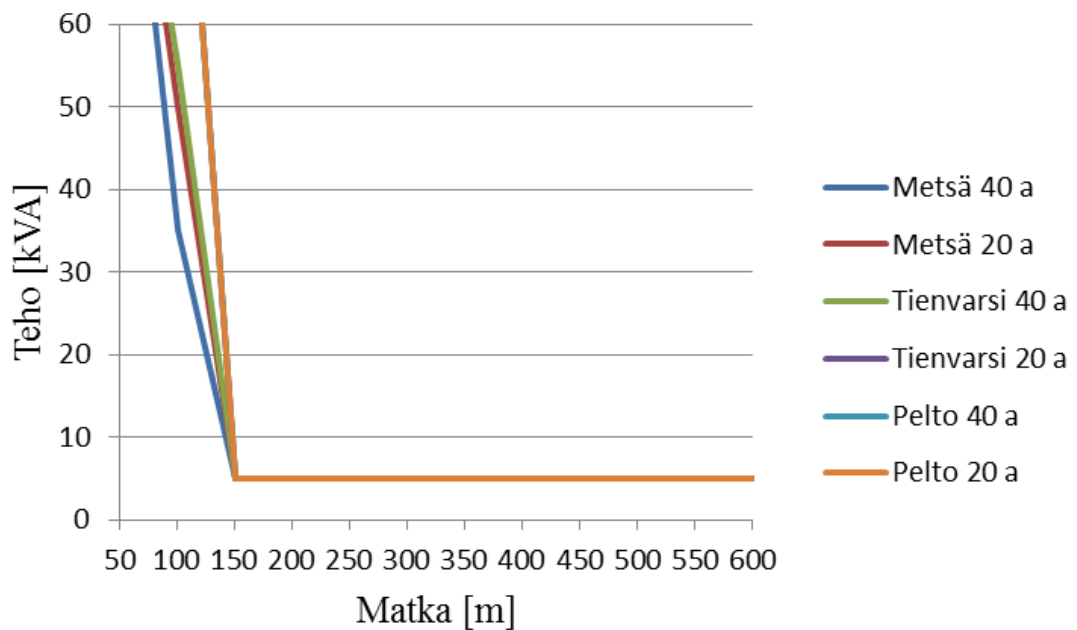
6.5 Kannustimien vaikutus regulaatiomallissa

Luvuissa 2.2.2.1–2.2.2.5 esitettiin valvontamallin mahdollistamat kannustinvaikutukset verkkoliiketoiminnassa. Toimitusvarmuuskannustimen nojalla voidaan alaskirjata ilmajohtoverkolla jäljellä oleva NKA, ennen pitoaikansa päättymistä korvattavilta osilta. Lukujen

6.3 ja 6.4 tarkasteluissa ei ole kuitenkaan huomioitu tämän vaikutusta, sillä määritelmä EV:n julkaisemissa 2. suuntaviivoissa valvontamenetelmäksi 2016–2019 antaa ymmärtää, etteivät lyhyiden johto-osuuksien korvaukset kuulu toimitusvarmuuskannustimen piiriin:

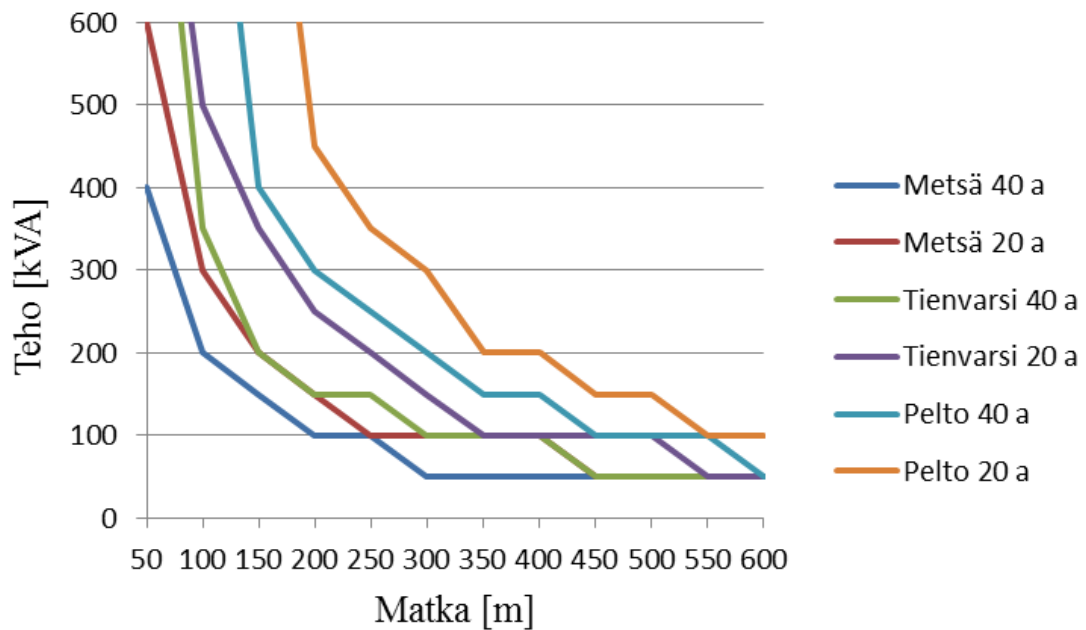
”Kannustimeen ei myöskään hyväksytä yksittäisten komponenttien, kuten yksittäisten lyhyiden johto-osuuksien alaskirjauksia. Kannustimen käyttö on tarkoitettu vain toimitusvarmuuskriteerien saavuttamiseksi tehtäviin laajoihin investointiprojekteihin, jossa pidempiä johtolinjoja joudutaan purkamaan ennenaikaisesti.”

Alaskirjauksia voidaan kuitenkin hyväksyä perustelluin syin. Verkkoyhtiöillä voi olla esimerkiksi alustavia kaapelointihankkeita ja –suunnitelmia, joilla korvataan pitoajallista ilmajohtoa, ja jotka täyttävät toimitusvarmuuskannustimen hyödyntämisen ehdot. Vian satuessa näille verkonosille, voisi nähdä perusteltuna alaskirjata ilmajohtoon jäljellä olevan NKA:n toimitusvarmuuskannustimen mukaisesti, kun viankorjaus suoritetaan maakaapeloinnalla. Kannustimen vaikutus kaapelointiratkaisun kannattavuuteen on merkittävä. Kuvassa 6.22 on esitetty kannattavuusrajat pj-verkossa tilanteissa, joissa toimitusvarmuuskannustinta voidaan hyödyntää ja jäljellä olevan nykykäyttöarvon alaskirjaus ajatellaan saatavan yhtiölle suoraan kassavirtana. Laskennassa korvattavalle ilmajohtoverkolla asetettiin jäljellä olevaksi pitoajaksi puolet sen teknisestä pitoajasta.



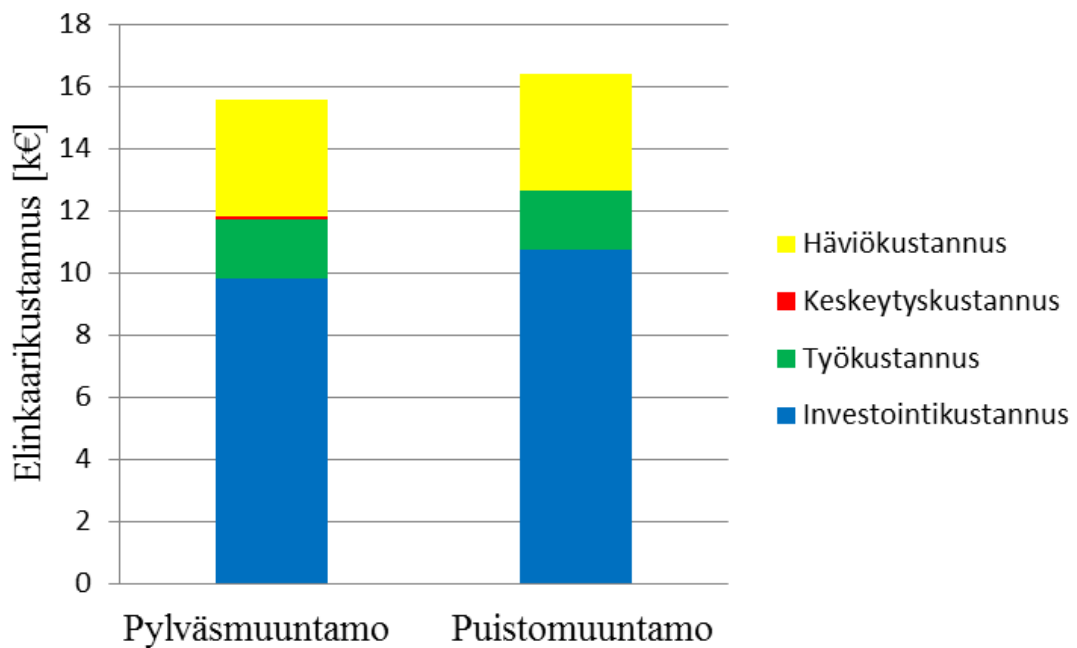
Kuva 6.22. Kaapelointiratkaisun kannattavuusrajat pj-verkossa, kun toimitusvarmuuskannustin on otettu huomioon ja korvattavalla verkolla on puolet pitoajasta jäljellä.

Toimitusvarmuuskannustin huomioituna kaapelointiratkaisu on pj-verkossa käytännössä katsoen aina kannattava ratkaisu, kun korjattavan verkon pituus ylittää kaksi pylsäväliä. Ilmajohto- ja kaapelointiratkaisun elinkaarikustannukset ovat ilman toimitusvarmuuskannustinta lähes samansuuruiset, kuten luvussa 6.4.1 lasketaan, jolloin kannustimen vaikutus muuttaa tilannetta merkittävästi. Tällöin, jos viankorjaus kaapeloinnilla voidaan nähdä perusteltuna toimitusvarmuuskannustimen näkökulmasta, sen käyttö viankorjauksessa olisi elinkaarikustannuksiltaan huomattavasti edullisempi vaihtoehto. Kuvassa 6.23 esitetään kannattavuusrajat kj-verkolle toimitusvarmuuskannustin huomioituna.



Kuva 6.23. Kaapelointiratkaisun kannattavuusrajat kj-verkossa, kun toimitusvarmuuskannustin on otettu huomioon ja korvattavalla verkolla on puolet pitoajasta jäljellä.

Kaapelointiratkaisun käyttökohteet laajenevat toimitusvarmuuskannustimen hyödyntämisen myötä myös haja-asutusalueen pienitehoisille johto-osuuksille. Kuten kuva 6.23 osoittaa, myös vikataajuudeltaan alhaisemmat kohteet ovat kannattavuusrajojen valossa kannattava korjata kaapeloimalla yhä useammassa tapauksessa. Ilman toimitusvarmuuskannustimen hyödyntämisen mahdollisuutta kannattavuusrajakäyrät asettuvat niin korkealle, että verkossa sijaitsevien, raja-arvot täyttävien, kohteiden määrä laskee huomattavasti. Kuvassa 6.24 esitetään muuntamokorvauksen elinkaarikustannukset hintakehitys huomioiden.



Kuva 6.24. Muuntamokorvauksien elinkaarikustannukset pylväs- ja puistomuuntamolle, kun muuntamon jäljellä oleva pitoaika on 20 a.

Kuvasta 6.24 nähdään, että muuntamokorvaus puistomuuntamolla ei muodostu elinkaarikustannustarkastelussa kannattavaksi vaihtoehdoksi, vaikka jäljellä oleva NKA voidaan alaskirjata toimitusvarmuuskannustimen nojalla. Puistomuuntamoiden korkea hinta ja tarvittavat päätteet tekevät investointikustannuksista merkittävästi pylväsmuuntamoratkaisua suuremmat. Suurempia kokonaisuuksia kaapeloidessa viankorjauksen yhteydessä on kuitenkin perusteltua ja välttämätöntä korvata myös pylväsmuuntamot puistomuuntamoilla.

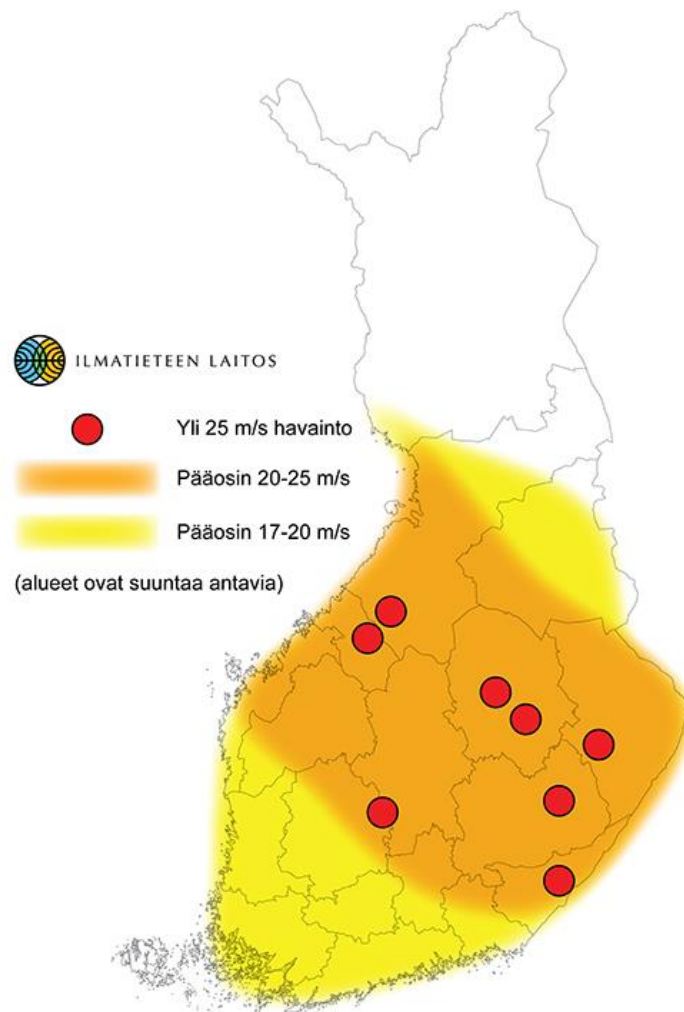
Mikäli toimitusvarmuuskannustinta ei voida huomioida, silloin kun rakennustapa ilmajohtoverkon viankorjauksen yhteydessä muutetaan kaapeloinniksi, niin valvontamallin näkökulmasta vaikutus kohdistuu kasvaneiden JHA:n ja NKA:n myötä saataviin tasapoistoihin ja kohtuulliseen tuottoon. JHA:n ja NKA:n kasvu voidaan olettaa olevan kaapelointi- ja ilmajohtoinvestointien yksikköhintojen erotuksen suuruinen. Oletuksen perusteena on, että ilmajohtoverkon vauriot ovat vakavuudeltaan sellaiset, että regulaatiomallin näkökulmasta ilmajohto lukeutuisi korjaamisen myötä uudeksi verkoksi, jolla NKA on yhtä suuri kuin JHA.

Toimitusvarmuutta parantavan ratkaisun seurauksena keskeytyskustannukset pienenevät, jolloin toteutuneesta tuloksesta vähennettävän laatubonuksen määrää kasvaa luvussa 2.2.2.2 esitetyn laatukannustimen mukaisesti. Tämä kuitenkin vain, jos toteutuneiden keskeytyskustannusten ja vertailutason erotus ei jo ylitä raja-arvoiksi määriteltyä 15 %:a yhtiön kohtuullisesta tuotosta.

Regulaatiomalli tarjoaa verkkoyhtiöille myös, luvussa 2.2.2.1 esitetyn investointikannustimen mukaisesti, mahdollisuuden kerryttää tasapoistoja verkonosilta, jotka ovat edelleen täysmääräisessä käytössä, mutta ylittäneet verkonhaltijan niille määritellyn pitoajan. Näin ollen investointikannustin mahdollistaa verkonhaltijalle tasapoistojen kautta rahoituksen tehdä esimerkiksi korvausinvestointeja verkonosille, joilla on pitoaikaa jäljellä tai ilmajohdoverkon viankorjauksen yhteydessä suoritettavalle kaapeloinnille.

7 CASE VALIO-MYRSKY 2.10.2015

Valion päivänä 2.10.2015 Suomeen saapuneen myrskyn puuskatuulet yltyivät paikoin erittäin voimakkaiksi. Tuulennopeudeltaan suurimmat puuskatuulet koettiin Pohjanmaan, Etelä- ja Pohjois-Pohjanmaan, Keski-Suomen ja Itä-Suomen alueilla, joissa puuskauiput yltyivät liki 30 metriin sekunnissa (FMI, 2015). Kuvassa 7.1 on esitetty ilmatieteenlaitoksen havaitsemat puuskatuulet Valio-myrskyn aikana.



Kuva 7.1. Valio-myrskyn aikana havaitut puuskatuulet (FMI, 2015).

Suomen metsäkeskuksen arvion mukaan puustovahingot Valio-myrskyssä asettuvat välille 0,5–1,5 miljoonaa kuutiometriä ja ovat arvoltaan 20–50 miljoonaa euroa (FMI, 2015). Puustovahinkojen laajuuteen myrskyssä vaikuttivat suuresti myös se, että puut olivat vielä

lehdessä, eikä maa roudassa. Kesän 2010 rajuilmoihin verrattuna puustovahingot jäivät kuitenkin pieniksi, jolloin puustoa vahingoittui 8,1 miljoonan kuutiometrin verran. Puiden kaatuessa sähkölinjojen päälle koettiin sähkökatkoja laajalti usean sähköverkkoyhtiön alueella, joista esimerkiksi Elenian verkkoalueella sähköttömiä asiakkaita oli pahimmillaan noin 65 000.

Paikoittain ilmajohtoverkon vauriot olivat niin totaalisia, että verkkoa rakennettiin käytännössä katsoen uudelleen. Tarkastelua varten kartoitettiin yksi tällainen vikatilanne, jolle suoritettiin ilmajohto- ja kaapeliratkaisun osalta elinkaarikustannustarkastelu. Laskennassa käytetyt parametrit on esitetty taulukossa 7.1.

Taulukko 7.1. Valio-myrskyn vikatapauksessa käytetyt laskennan parametrit.

Tarkastelussa käytetyt parametrit	
Pj-lähdön teho [kVA]	5
Korjattavan verkon pituus [m]	300
Kuorman kasvu [%]	1
Korko [%]	5
Kaapelityyppi	AXMK 50 mm ²
Ilmajohtotyyppi	AMKA 50 mm ²
Kaivu	Helppo
Häviöiden hinta [€/MWh]	35
Työt [€]	
<i>Koneiden ja materiaalien kuljetus</i>	-
<i>Työvoima</i>	-
<i>Työmaan perustaminen</i>	-
<i>Pylvään poisto</i>	60
Verkon rakentamisen kesto [h]	8
Korjausaika ilmajohto [h]	3
Korjausaika maakaapeli [h]	4

7.1 Pj-verkon vikatapaus Äänekoskella

Valio-myrskyn vaikutusalueelle jääneen Keski-Suomen kohdalla puustovahingot olivat merkittäviä, ja osa myrskyn seurauksena kaatuneista puista vaurioitti alueen ilmajohtolinjoja. Tarkasteluun valitulla vikapaikalla pj-ilmajohtoverkko oli tuhoutunut noin 300 metrin matkalta ja se päädyttiin korjaamaan entistä vastaavaksi. Vika koski pienitehoista pj-lähtöä

Äänekoskella, jolla korjausaika venyi huomattavan pitkäksi maasto-olosuhteiden ollessa hyvin hankalat ilmajohtoverkon rakentamiselle sekä suurhäiriön aikana kj-vikojen korjaamisen ollessa priorisoituna. Kuvassa 7.2 on esitetty vika-alueen pj-verkko.



Kuva 7.2. Valio-myrskyssä vioittunut pj-ilmajohtolähtö Äänekoskella.

Laskennassa tehon oletettiin jakautuvan tasaisesti kaikille yhdeksälle liittymälle, sillä se vastasi todellista tilannetta riittäväällä tarkkuudella. Taulukossa 7.2 on esitetty ilmajohto- ja

kaapeliratkaisun elinkaarikustannukset laskettuina Äänekosken vikatapaukselle.

Taulukko 7.2. Ilmajohto- ja kaapeliratkaisun elinkaarikustannukset Äänekosken vikatapa-
uksessa.

	Kaapeli 5 kVA	Ilmajohto 5 kVA
Johdin	1 500 €	2 595 €
Kaivu	1 605 €	0 €
Kaapelipäätteet	200 €	0 €
Työt	4 100 €	9 426 €
Keskeytyskustannus vika	1 931 €	3 581 €
Keskeytyskustannus elinkaari	13 €	172 €
Häviökustannus	298 €	399 €
Vakiokorvaus	1 073 €	1 073 €
Yhteensä	10720 €	17246 €

Taulukosta 7.2 nähdään, että vian aiheuttamat keskeytyskustannukset nousivat pj-lähdön tehoon nähden korkeiksi. Valio-myrskyn aiheuttama häiriötilanne oli Elenian verkkoalueella hyvin vakava, ja sähköjen palauttamiseksi suurille asiakasmäärille priorisoitiin kj-verkon vikojen korjaamista, mikä kasvatti keskeytysaikoja pj-verkon vioissa. Pitkä keskeytys sähkönjakelussa oikeutti asiakkaat myös vakiokorvauksiin.

Korjaustöiden suorittamisen aikana ei käytetty varavoimaa, mikä aiheutti myös osaltaan keskeytyskustannusten kasvun. Kaapelointiratkaisun laskennassa oletettiin, että vikapaikka ohitetaan tilapäisellä kaapelilla vian paikannuksen yhteydessä, jolloin keskeytyskustannukset jäävät huomattavasti pienemmiksi kuin tarkastelussa ilman varavoimaa korjatulla ilmajohtoverkolla.

Taulukon 7.2 perusteella voidaan todeta, että kaapelointiratkaisun soveltaminen tilanteessa olisi ollut erittäin kannattavaa. Taloudellisesta näkökulmasta kaapelointiratkaisu olisi tullut elinkaarikustannuksiltaan 38 % edullisemmaksi kuin verkon korjaaminen ilmajohtoksi. Käyttämällä asianmukaisesti suojattua tilapäistä kaapelia olisivat viankorjausresurssit voitu myös ohjata tehokkaasti muiden Valio-myrskyn aiheuttamien vikojen selvittämiseen ja suorittaa tarvittavat jälkityöt huolellisesti kaikkien asiakkaiden sähköjen ollessa jo palautettuna.

Vikatapaukseen liittyvän selvityksen yhteydessä ilmeni, että kaapeloinnin ja väliaikaisten ratkaisujen hyödyntäminen viankorjauksessa nousevat vikatilanteiden yhteydessä esille, mutta puuttuvien toimintamallien ja vieraan menettelytavan takia päädytään usein korjaamaan ilmajohtoverkko entiseksi (Urakoitsija, 2015). Tämä tukee työn aikana aikaisemmin ilmi tulleita pohdintoja henkilöstön kattavan perehdyttämisen tarpeesta, jotta uusi toimintamenettely viankorjauksessa saadaan tehokkaasti käyttöön.

8 JOHTOPÄÄTÖKSET

Maakaapeloinnilla on merkittävä rooli lähitulevaisuudessa toimitusvarmuuskriteerien saavuttamisessa. Diplomityössä on tutkittu maakaapeloinnin soveltuvuutta ilmajohtoverkon viankorjaukseen. Tässä luvussa esitetään johtopäätökset työssä tehtyjen havaintojen ja tulosten perusteella.

Maakaapelointihankkeiden toteuttaminen on pitkä prosessi, joka ei sellaisenaan sovellu nopean viankorjauksen yhteyteen. Olemassa olevan prosessin pohjalle on kuitenkin hyvä rakentaa tiivistetty malli viankorjausta varten. Suurimmat muutokset kohdistuivat normaalin prosessin aikaavievimpien osuuksien yksinkertaistamiseen. Käytännössä maankäyttö-sopimusten laatimiseen ja suunnitteluprosessiin käytettävä aika pyritään minimoimaan, jotta pysytään viankorjauksen aikaraamien sisällä. Yhtenä oleellisena osana prosessia nähtiin varavoiman hyödyntäminen sähköjen palautuksessa viankorjauksen ajaksi. Sujuva, vikatilanteiden aikainen, yhteydenpito prosessiin osallistuvien osapuolten välillä on myös avainasemassa viankorjauksen onnistuneelle suorittamiselle maakaapeloinnilla.

Oleellisena osana prosessia on varavoiman käyttö. Vikatilanteiden yhteydessä kaapelointi ilman sähköjen palautusta tuottaisi asiakkaille pitkän katkon sähkönjakelussa, jolloin varavoiman käytöllä voidaan vähentää merkittävästi keskeytyksestä aiheutuneita keskeytyskustannuksia ja vakiokorvauksia. Varavoiman käyttö mahdollistaa myös töiden siirtämisen suotuisaan ajankohtaan vian sattuessa esimerkiksi yöllä. Varavoimavaihtoehdon valinta on usein tilannekohtaista, johtuen eri varavoimavaihtoehtojen soveltuvuudesta erilaisiin kohteisiin eikä valintaan voida esittää yksiselitteistä sääntöä kaikille tapauksille.

Maankäyttö-sopimusten kohdalla tilanteet, joissa viankorjausprosessia lähdetään toteuttamaan, rajattiin sellaisiksi, että lupien hankinta on realistista suorittaa. Käytännössä tämä tarkoittaa, että kaapeloitavat ilmajohtoverkon osuudet sijoittuvat yksityisten maanomistajien kohdalla korkeintaan muutamien maanomistajien maille. Tällöin voidaan kokemusten perusteella pitää riittävän todennäköisenä maanomistajien suostumusta maankäyttölupiin. Ely-keskuksen mahdollistaessa uuden ohjeen myötä maakaapeloinnin teiden varteen myrskyvaurioiden korjaamiseksi, ilman normaalia hakumenettelyä, niin tällaiset kohteet vali-

koituvat myös kaapeloitavien kohteiden piiriin.

Ennen kaapeloinnin hyödyntämistä ilmajohtoverkon viankorjauksessa, tulee pohtia mahdollisia tulevia muutoksia alueen verkkotopologiassa. Runko- ja haarajohdot voivat lähivuosina siirtyä esimerkiksi säävarmahankkeiden myötä toisaalle, jolloin on vaarana päätyä epäedulliseen ratkaisuun, jollei viankorjauksessa käytetyn kaapelin pitoaikaa kyetä hyödyntämään riittävän pitkään. Ideaalitulanteessa korjattavana on ilmajohto-osuus, joka tul-tai-siin kaapeloimaan jatkossa käytännössä samaan paikkaan. Usein näin ei kuitenkaan ole, vaan johto-osuudet ja muuntamot pyritään siirtämään pois metsistä. Alueen suunnittelijalla on kuitenkin vahva näkemys tavoiteverkosta ja kokenut suunnittelija pystyy laatimaan suunnitelman uudelle verkolle nopeasti. Suunnittelun osalta päädyttiin myös ratkaisuun, jossa lyhyitä viankorjauksena kaapeloituja kohteita voidaan ylimitoittaa maltillisesti. Elenia Oy:n materiaalivolyyymeilla hintaerot jäävät peräkkäisillä poikki-pinnoilla ja muuntamovaihtoehtoilla niin pieniksi, että mahdolliset alimitoittamisen aiheuttamat riskit on tällä tavoin suositeltavaa välttää.

Ilmajohtoverkon vauriot toimivat yhtenä tekijänä, joka määrittelee kaapeloinnin kannattavuuden ilmajohtoverkon viankorjauksessa. Lievät vauriot ilmajohtoverkossa ovat lähes poikkeuksetta halvempi korjata entistä vastaaviksi. Usein myrskyvauriot kuitenkin muodostuvat paikoittain niin laajoiksi, että verkko on käytännössä rakennettava uudestaan. Vaurioiden laajuuden raja-arvot määriteltiin urakoitsijoiden näkemyksiin ja taloudelliseen tarkasteluun perustuen. Rakentamisen kannalta kalliita ja aikaavieviä ovat kaikki tapaukset, joissa ilmajohtoverkon pylväävät ovat katkenneet. Samoin tilanteet, joissa ilmajohtoverkon muut erikoisrakenteet, kuten harukset ja orret, ovat täysin vaurioituneet, todettiin sellaisiksi, että kaapelointia harkitaan. Pylväsmuuntamoiden kohdalla vakavat vauriot ovat haastava korjata, jolloin muiden kriteerien täytyessä niiden puistomuuntamalla korvaaminen on kannattavaa.

Maasto-olosuhteiden valinnassa pyritään suosimaan auraustekniikan käytön mahdollistavia kohteita. Vaikeakavuiset kohteet, joissa maasto on kivikkoista tai kallioista, ovat kaapeloinnin kannalta ongelmallisia. Helpolla kaivulla ja aurauksella pystytään kaapeloinnin

elinkaarikustannuksia supistamaan merkittävästi, jolloin tällaiset kohteet valikoituvat maasto-olosuhteiden puolesta kannattaviksi kaapeloitaviksi. Maasto-olosuhteiden soveltuvuuden määrittelyn yhteydessä täytyy myös huomioida mahdolliset teiden alitusten tuomat haasteet.

EV:n yksikköhinnoilla tehdyn tarkastelun perusteella käyttökohteet jäävät taloudellisesta näkökulmasta varsin vähäisiksi. Tuloksia tarkasteltaessa on syytä huomioida, että kannattavuus riippuu huomattavasti käytetystä kaivun kustannuksesta sekä muiden EV:n yksikköhintojen käytöstä. Laskentaparametrit tuleekin asetella verkkoyhtiökohtaisesti, jotta saavutetaan kunkin verkkoyhtiön kohdalla todenmukaiset tulokset.

Kannattavuuslaskelmat suoritettiin myös toimitusvarmuuskannustin huomioiden. Kun vaurioituneella ilmajohtoverkolla oletettiin olevan puolet sille määritellystä pitoajasta jäljellä, osoittivat tulokset, että kaapelointi muodostuu alaskirjausten myötä lähes aina elinkaarikustannuksia tarkasteltaessa kannattavaksi vaihtoehdoksi. Myös kj-verkon pienitehoiset haja-asutusalueen johto-osuudet muodostuivat toimitusvarmuuskannustimen hyödyntämisen myötä kannattaviksi kaapeloida. Laskennassa oletettiin, että viankorjauksessa kaapeloitua ilmajohtoverkkoa ei tulla siirtämään vähintään 20 vuoteen.

Maakaapeloinnin hintakehitystä arvioidaan alan akateemisissa tutkimuksissa. Laskennassa tarkasteltiin lisäksi kannattavuustilannetta vuodeksi 2020 arvioidulla hintatasolla. Maakaapeloinnin yleistyminen ja ilmajohtoverkkorakentamisen markkinoiden supistuminen tuovat näiden vaihtoehtojen hintaeroa jatkuvasti lähemmäs toisiaan. Vuodeksi 2020 arvioidun hintakehityksen toteutuessa kaapeloinnin käyttö ilmajohtoverkon viankorjauksessa muodostuu pj- ja kj-verkkojen osalta käytännössä aina elinkaarikustannusten valossa kannattavaksi, kun käytetään edelleen oletuksena, ettei kaapeloitua ilmajohtoverkkoa tulla siirtämään vähintään 20 vuoteen.

Maakaapelointiratkaisujen käytön laajempi yleistyminen osaksi ilmajohtoverkkojen viankorjausta edellyttää ennen kaikkea henkilöstön perehdytystä uuteen toimintamalliin. EV:n arvoilla laskettuna suuri vaikutus on myös hintakehityksen toteutumisella sekä mahdoli-

suudella hyödyntää toimitusvarmuuskannustinta ilmajohtoverkon vikojen kaapeloinnissa. Tärkeää on myös kehittää käytöntukijärjestelmää havaitsemaan raja-arvojen puitteissa olevat kohteet automaattisesti ja reaaliaikaisesti, jotta käsin tehtävältä tarkastelulta vältytään kiireellisten häiriötilanteiden yhteydessä. Alueellista kartoitusta, jossa määritellään kaivun, vikataajuuksien ja kuorman osalta soveltuvat kohteet, on mahdollista tehdä etukäteen perustuen verkkotietojärjestelmien sisältämiin tietoihin ja olemassa oleviin maastopohjakarttoihin.

Uuden viankorjausprosessin sulauttaminen osaksi nykyistä käytäntöä vaatii käytännön kokemuksiä, joiden saamiseksi osana diplomityötä järjestettiin pilottiprojekteja. Myös riittävän perehdyttämisen järjestäminen uudessa viankorjausprosessissa mukana oleville osapuolille on tärkeää, jotta soveltuvat kohteet havaitaan ja toimintamallin mukainen menettely osataan käynnistää.

9 YHTEENVETO

Tässä diplomityössä tutkittiin ilmajohtoverkon viankorjauksen soveltuvuutta maakaapeloinnilla tehtäväksi. Tutkimus toteutettiin tarkastelemalla tilannetta taloudellisuuden ja käytännön toteutuksen näkökulmista. Taloudellinen tarkastelu suoritettiin vertailemalla ilmajohto- ja kaapeliratkaisujen elinkaarikustannuksia, mikä osoitti, että käyttämällä EV:n yksikköhintoja, soveltuvien kohteiden määrä elinkaarikustannusten valossa on varsin vähäinen. Taloudellisuutta tutkittiin myös erikseen tapauksissa, joissa kaapeloinnin hintakehitys ja toimitusvarmuuskannustin huomioidaan. Näissä tapauksissa kaapelointi osoittautui lähes kaikissa tapauksissa kannattavammaksi vaihtoehdoksi. Tuloksista havaittiin myös, että kannattavuus riippuu huomattavasti käytetyn kaivukustannuksen suuruudesta ja muiden EV:n yksikköhintojen suhteesta verkkoyhtiön omiin hintoihin.

Käytännön tarkastelussa tutkittiin maankäyttölupien, ilmajohtoverkon vaurioiden laajuuden ja maasto-olosuhteiden vaikutusta toteutettavuuteen. Maankäyttölupien kohdalla soveltuvat kohteet rajoittuvat lupien saannista johtuen alueisiin, joilla maanomistajuus kuuluu korkeintaan muutamille yksityisille maanomistajille. Ely-keskuksen lievennykset maankäyttölupien hankinnassa mahdollistavat jatkossa kaapeloinnin huomattavasti laajemman hyödyntämisen ilmajohtoverkon viankorjauksen yhteydessä. Verkon vaurioiden osalta, kaapelointiratkaisun näkökulmasta kannattavia ovat tilanteet, joissa korjaustyö pitkittyy ja muodostuu kalliiksi verkon erikoisrakenteiden, kuten harusten, orsien ja pylväiden, vaurioitua. Maasto-olosuhteiltaan soveltuvat kohteet määräytyvät kaivu- ja aurausolosuhteiden perusteella, sillä kaapelien asentamisen kannalta helpot maasto-olosuhteet tuovat kaapelointiratkaisun kustannuksia merkittävästi alaspäin.

Kaapeloinnin yleistyminen osaksi ilmajohtoverkon viankorjausta edellyttää verkkoyhtiöiltä tehokasta investoimista, kaapeloinnin hintakehityksen toteutumista, auraustekniikan hyödyntämistä sekä uuden viankorjaustoimintamallin tehokasta sulauttamista osaksi normaalia toimintaa.

LÄHTEET

- (CLC, 2012) Paikkatietohakemisto. Corine Land Cover -aineisto, 2012. Saatavissa:
<http://www.paikkatietohakemisto.fi/geonetwork/srv/fi/metadata.show?uuid=7ce02052-edd7-468d-aa7c-28f7d2f12077>. [Viitattu 3.9.2015]
- (ELY, 2015a) Elinkeino- liikenne- ja ympäristökeskus, 2015. Kaapelit, johdot ja putket tiealueella. Saatavissa: <https://www.ely-keskus.fi/web/ely/kaapelit-johdot-ja-putket-tiealueella#.VemJW3uhN2w>. [Viitattu 5.6.2015]
- (ELY, 2015b) Elinkeino- liikenne- ja ympäristökeskus, 2015. Sähkö- ja telejohdot ja maantiet -ohje. Saatavissa: https://www.ely-keskus.fi/documents/10191/45096/Uuden_ohjeen_kooste_18082015.pdf/44dd299f-6f90-40ff-86d9-645c0f638461
- (Energi, 2007) Energimyndigheten. Storm Gudrun – What can be learnt from the natural disaster of 2005? Swedish Energy Agency. Sweden, 2007.
- (Energi, 2008) Energimyndigheten. Storm Pär – Lessons for a more secure energy supply after the second severe storm in the 21st century. Swedish Energy Agency. Sweden, 2008.
- (ET, 2008) Energiateollisuus, 2008. Suositussopimus tele- ja sähköjohdoista. Saatavissa:
http://energia.fi/sites/default/files/suositussopimus_sahko-ja_telejohdot_25012008liitteinen.pdf. [Viitattu 21.9.2015]

- (ET, 2014a) Energiateollisuus, 2014. Saatavissa: <http://energia.fi/ajankohtaista/lehdist-tiedotteet/loppuvuoden-2013-myrskyt-l-hes-joulumyrskyjen-2011-luokkaa> [Viitattu 10.9.2015]
- (ET, 2014b) Energiateollisuus, 2015. Keskeytystilasto 2014. Saatavissa: http://energia.fi/sites/default/files/keskeytystilasto_2014.pdf. [Viitattu 4.7.2015]
- (ET, 2015) Energiateollisuus, 2015. Lainsäädäntö ja viranomaisvalvonta. Saatavissa: <http://energia.fi/sahkomarkkinat/sahkoverkko/lainsaadanto-ja-viranomaisvalvonta>. [Viitattu 4.7.2015]
- (EV, 2015) Energiavirasto, 2015. 2. Suuntaviivat valvontamenetelmiksi neljännellä 1.1.2016 – 31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020 – 31.12.2023 valvontajaksolla. Saatavissa: <https://www.energiavirasto.fi/suuntaviivat-valvontamenetelmiksi-2016-20231>. [Viitattu 4.9.2015]
- (Fingen, 2014) Fingen varavoimalaitteet. Fingen 2014. Saatavissa: <http://www.fingen.fi/varavoimalaitteet/>. [Viitattu 24.8.2015]
- (FMI, 2015) Ilmatieteenlaitos, 2015. Tiedotearkisto, Valio-myrsky. Saatavissa: http://ilmatieteenlaitos.fi/tiedotearkisto/-/journal_content/56/30106/106723657. [Viitattu 12.10.2015]
- (Haakana, 2008) Haakana, J. Jakelukeskeytyksettömät menetelmät sähköverkon töissä. Diplomityö 2008. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. 16 s.

- (Haakana et al., 2009) Haakana, J., Kaipia, T., Lassila, J., Partanen J., Underground cabling strategies in a rural area electricity distribution network, *CIREC 20th international Conference on Electricity Distribution, 2009*.
- (Haakana et al., 2014a) Haakana, J., Kaipia, T., Lassila, J., Partanen J., Reserve power arrangements in rural area underground cable networks. *IEEE Innovative Smart Grid Technologies, 2014*.
- (Haakana et al., 2014b) Haakana, J., Kaipia, T., Lassila, J., Partanen J., Influence of supply security requirements on underground cabling rates in Finland. *IEEE Transactions On Power Delivery, 2014*.
- (Honkapuro et al., 2015) Honkapuro. S., Partanen, J., Haakana, J., Annala, S., Lassila, J., Selvitys sähkö- ja kaasuinfrastruktuurin energiatehokkuuden parantamismahdollisuuksista. Tutkimusraportti, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2015.
- (Intra, 2015) Elenia Intranet, sisäiset materiaalit. 2015. Ei saatavilla.
- (Jenu, 2015) Jenu, A. Vahdon keskustan sähkönjakeluverkon saneeraus suunnitelma. Diplomityö 2015. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. 40–41 s.
- (Järventausta et al., 2005) Järventausta, P., Mäkinen, A., Kivikko, K., Partanen, J., Lassila, J., Viljainen, S., Sähköverkon kehittämisvelvoitteen arviointi käyttövarmuuden näkökulmasta. Energiaviraston julkaisuja 2005. Tampereen teknillinen yliopisto, Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

- (Kaarlela, 2002) Kaarlela, M. Kaapeloinnin kannattavuus Fortumin keskijänniteverkoissa. Diplomityö 2002. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. 85 s.
- (Kärkkäinen, 2012) Kärkkäinen, J. Jakelukeskeytyksettömät menetelmät sähköverkon töissä. Diplomityö 2012. Aalto-yliopisto. 29 s.
- (Lord, 2007) Lord, W., Ahnlund, L., Johansson, I., Mobile substations. *19th international conference of electric distribution*. 2007. Saatavissa:
http://www.cired.net/publications/cired2007/pdfs/CIRED2007_0506_paper.pdf [Viitattu 1.6.2015]
- (Lakervi, 2008) Lakervi, E., Partanen, J. Sähkönjakelutekniikka. 2008. 2. uudistettu painos. Helsinki, Otatieto.
- (Liikennevirasto, 2015) Liikennevirasto, 2015. Tieliikennekartat. Saatavissa:
<http://portal.liikennevirasto.fi/sivu/www/f/liikenneverkko/tiet/tienumerokartat#.VemIt3uhN2w>. [Viitattu 6.4.2015]
- (Loukkalahti, 2013) Loukkalahti, M. Helsingin Energia, Helen Sähköverkko Oy. Vierailijaluento Lappeenrannassa, 2013. Materiaalit ei saatavilla.
- (Museovirasto, 2015) Museovirasto, 2015. Muinaisjäännökset ja maankäyttö. Saatavissa:
http://www.nba.fi/fi/kulttuuriymparisto/arkeologinen_perinto/arkeologisen_kulttuuriperinnon_suojelu/maankaytto. [Viitattu. 20.5.2015]

- (OTK, 2010) Onnettomuustutkintakeskus, 2010. Heinä-elokuun 2010 rajuilmat. Tutkintaselostus. Saatavissa: http://turvallisuustutkinta.fi/material/attachments/otkes/tutkintaselostus-fi/muutonnettomuudet/2010/s22010y_tutkintaselostus/s22010y_tutkintaselostus.pdf. [Viitattu 20.8.2015]
- (Partanen, 2013a) Opintojakso BL20A0700 Sähköverkkotekniikan peruskurssi, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Teknistaloudellinen tiedekunta, Sähkötekniikan koulutusohjelma, lukuvuosi 2012-2013, <https://noppa.lut.fi/noppa/opintojakso/bl20a0700/etusivu>.
- (Partanen, 2013b) Opintojakso BL20A0400 Sähkömarkkinat, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Teknistaloudellinen tiedekunta, Sähkötekniikan koulutusohjelma, lukuvuosi 2012-2013, <https://noppa.lut.fi/noppa/opintojakso/bl20a0400/etusivu>.
- (Partanen, 2014a) Opintojakso BL20A0600 Sähkönsiirtotekniikka, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Teknistaloudellinen tiedekunta, Sähkötekniikan koulutusohjelma, lukuvuosi 2013-2014, <https://noppa.lut.fi/noppa/opintojakso/bl20a0600/etusivu>.
- (Partanen, 2014b) Opintojakso BL20A0500 Sähkönjakelutekniikka, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Teknistaloudellinen tiedekunta, Sähkötekniikan koulutusohjelma, lukuvuosi 2013-2014, <https://noppa.lut.fi/noppa/opintojakso/bl20a0500/etusivu>.

- (Partanen et al., 2006) Partanen, J., Lassila, J., Kaipia, T., Matikainen, M., Järventausta, P., Verho, P., Mäkinen, A., Kivikko, K., Pylvänäinen, J., Nurmi, V-P. Sähkönjakeluverkkoon soveltuvat toimitusvarmuuskriteerit ja niiden raja-arvot sekä sähkönjakelun toimitusvarmuudelle asetettavien toiminnallisten tavoitteiden kustannusvaikutukset. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Tampereen teknillinen yliopisto. Tilaustutkimusraportti, 2006.
- (Partanen et al., 2007) Partanen, J., Honkapuro, S., Tahvanainen, k., Viljainen, S., Verho, P., Järventausta, P., Mäkinen, A.. Keskeytystunnuslukujen referenssitason määrittäminen. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Tampereen teknillinen yliopisto. Raportti, 2007.
- (Partanen et al., 2010) Partanen, J., Honkapuro, S., Lassila, J., Kaipia, T., Verho, P., Matikainen, M., Järventausta, P., Strandén, J., Mäkinen, A.. Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Tampereen teknillinen yliopisto. Tilaustutkimusraportti, 2010.
- (Partanen et al., 2012) Partanen, J., Lassila, J., Kaipia, T., Haakana, J. Sähkönjakelun toimitusvarmuuden parantamiseen sekä sähkökatkojen lieventämiseen tähtäävien toimenpiteiden vaikutusten arviointi. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Tutkimusraportti, 2012.
- (Prysmian, 2015) Prysmian Group, 2015. Voimakaapelit. Saatavissa: http://fi.prysmiangroup.com/en/business_markets/markets/pd/products/voimakaapelit-10-ja-20-kV/. [Viitattu 4.9.2015]

- (Pylkkänen, 2014) Pylkkänen, K. Tilannekuvan hallinta sähköjakeluverkon häiriötilanteissa. Diplomityö 2014. Tampereen teknillinen yliopisto. 22 s.
- (Reka, 2011) Reka kaapeli, 2011. Voimakaapelin asentaminen auraamalla, Työskentelyohje. Saatavilla: http://www.reka.fi/files/1452_Tyskentelyohje1-24kVAoraus.pdf. [Viitattu 26.7.2015]
- (SFS, 2010) SFS-EN 50160, 2010, Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkönnä jänniteominaisuudet. Ei saatavilla.
- (SFS, 2012) SFS 6000, 2012. Pienjännitesähköasennukset. Ei saatavilla.
- (SFS, 2015a) SFS 6001, 2015. Suurjännitesähköasennukset. Ei saatavilla.
- (SFS, 2015b) SFS 6002, 2015. Sähkötyöturvallisuus. Ei saatavilla.
- (SML, 2013) Sähkömarkkinalaki, 2013. Saatavissa: <http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588#Pidp4039936>. [Viitattu 1.9.2015]
- (Strandén et al., 2011) Strandén, J., Verho, P., Krohns, H., Sarasma, J. *Major Disturbances – Development Of Preparedness In Finland During The Last Decade. CIRED 21th international Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, 2011.*

- (TEM, 2012) TEM:n ehdotus toimenpiteistä sähkönjakelun varmuuden parantamiseksi sekä sähkökatkojen vaikutuksen lievittämiseksi. 2012. Saatavissa:
http://www.tem.fi/files/32354/Muistio_TEMin_ehdotuksiksi_toimitusvarmuudesta_16032012_final_clean.pdf. [Viitattu. 1.9.2015]
- (Verho et al., 2010) Verho, P., Strandén, J., Nurmi, V-P., Mäkinen, A., Järventausta, P., Hagqvist, O., Partanen, J., Lassila, J., Kaipia, T., Honkapuro, S., Nykyisen valvontamallin arviointi – suurhäiriöriski. Tampereen teknillinen yliopisto, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2010. Energiamarkkinaviraston tilaama tutkimusprojekti.
- (Verho et al., 2012) Verho, P., Sarasma, J., Strandén, J., Krohns-Välimäki, H., Hälvä, V., Hagqvist, O. Sähköhuollon suurhäiriöiden riskianalyysi ja hallintamenetelmien kehittäminen. Tampereen teknillinen yliopisto, VTT. Tutkimushanke, 2012.

Haastattelut ja keskustelut

Elenia Oy, (Elenia, 2015)

Ahonen, Joni. 2015. Projekti-insinööri, Elenia Oy. Tampere.

Carrillo, Heidi. 2015. Prosessiasiantuntija, Elenia Oy. Tampere.

Hakala, Tomi. 2015. Suunnitteluinsinööri, Elenia Oy. Tampere.

Hälvä, Vesa. 2015. Suunnitteluinsinööri, Elenia Oy. Tampere.

Ihonen, Turo. 2015. Käyttöpäällikkö, Elenia Oy. Tampere.

Janhonen, Tapio. 2015. Käytönsuunnittelija, Elenia Oy. Tampere.

Kalliorinne, Turkka. 2015. Hankinta-asiantuntija, Elenia Oy. Tampere

Keränen, Tommi. 2015. Rakennuttaja, Elenia Oy. Tampere.

Kupila, Tuomas. 2015. Käyttöinsinööri, Elenia Oy. Tampere.

Laapotti, Arttu. 2015. Diplomityöntekijä, Elenia Oy. Tampere.

Lehtonen, Jukka. 2015. Rakennuttaja, Elenia Oy. Tampere.

Lähdeaho, Tommi. 2015. Suunnittelupäällikkö, Elenia Oy. Tampere.

Myllymaa, Eveliina. 2015. Paikkatietoasiantuntija, Elenia Oy. Tampere.

Pohjosenperä, Esa. 2015. Käytönvalvoja, Elenia Oy. Tampere

Rajala, Jenni. 2015. Dokumentoiija, Elenia Oy. Tampere.

Salomäki, Harri. 2015. Hankekehityspäällikkö, Elenia Oy. Tampere.

Sihvonen, Selina. 2015. Käytönsuunnittelija, Elenia Oy. Tampere.

Tomula, Jukka. 2015. Käytönvalvoja, Elenia Oy. Tampere

Vehmasvaara, Sami. 2015. Järjestelmäinsinööri, Elenia Oy. Tampere.

Vierola, Anne. 2015. Sopimuskäsittelijä, Elenia Oy. Tampere.

Vuorinen, Henna-Riikka. 2015. Maankäyttöasiantuntija, Elenia Oy. Tampere.

Urakoitsijat, (Urakoitsija, 2015)

Halmila, Juha. 2015. Toimitusjohtaja, Voiman Oy. Puhelinkeskustelu.

Kolhi, Robert. 2015. Työnjohtaja, Eltel Networks Oy. Tampere.

Krook, Arsi. 2015. Rakentamisen työnjohto, Voiman Oy. Puhelinkeskustelu.

Liimatainen, Petri. 2015. Suunnittelija, Relacom Finland. Puhelinkeskustelu.

Norri, Pekka. 2015. Yksikön päällikkö, Vertek Oy. Tampere.

Seppä, Aleks. 2015. Projektipäällikkö, Eltel Networks Oy. Tampere.

Turpeinen, Pentti. 2015. Rakentamisen työnjohto, Voiman Oy. Puhelinkeskustelu.

Muut

(Nurmi, 2015) Nurmi, Tapani. 2015. Tekninen johtaja, SESKO RY. Sähköpostikeskustelu.

(Urakoitsijakysely, 2015) Urakoitsijakysely maakaapeliverkon viankorjauksesta ja viankorjauksesta maakaapeloinnilla. 2015. Otanta 51. Kohderyhmä: Yrityksen johto, Työnjohto, Toimihenkilö, Asentaja.

LIITE I. Energiavirasto yksikköhinnat

JAKELUVERKON ILMAJOHTOVERKKO			
0,4 kV ILMAJOHDOT			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikköhinta, euroa	Pitoaikaväli, vuotta
AMKA 16 -25 mm ²	km	16 600	35 - 45
AMKA 35 - 50 mm ²	km	17 300	35 - 45
AMKA 70 mm ²	km	19 600	35 - 45
AMKA 95 mm ²	km	21 400	35 - 45
AMKA 120 mm ²	km	23 200	35 - 45
20 kV ILMAJOHDOT			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikköhinta, euroa	Pitoaikaväli, vuotta
Sparrow tai pienempi	km	21 700	40 - 50
Raven	km	25 000	40 - 50
Pigeon	km	29 000	40 - 50
Al 132 mm ² tai suurempi	km	30 700	40 - 50
Päällystetty avojohto 35 - 70 mm ²	km	31 200	40 - 50
Päällystetty avojohto 95 - 120 mm ²	km	35 000	40 - 50
Päällystetty avojohto yli 120 mm ²	km	36 300	40 - 50
Yleiskaapeli 70 mm ² tai pienempi	km	45 700	40 - 50
Yleiskaapeli 95 mm ² tai suurempi	km	51 900	40 - 50
20 / 0,4 kV ILMAJOHTOVERKON JAKELUMUUNTAMOT			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikköhinta, euroa	Pitoaikaväli, vuotta
1-pylväsmuuntamo	kpl	5 000	35 - 45
2-pylväsmuuntamo	kpl	6 400	35 - 45
4-pylväsmuuntamo	kpl	7 700	35 - 45

(jatkuu)

LIITE I. (jatkoa)

JAKELUVERKON MAAKAPELIVERKKO			
0,4 kV MAAKAAPELIT			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikköhinta, euroa	Pitoaikaväli, vuotta
Maakaapeli 25 mm ² tai alle	km	8 500	35 - 50
Maakaapeli 35 mm ²	km	9 100	35 - 50
Maakaapeli 50 mm ²	km	10 000	35 - 50
Maakaapeli 70 mm ²	km	10 900	35 - 50
Maakaapeli 95 mm ²	km	12 000	35 - 50
Maakaapeli 120 mm ²	km	14 200	35 - 50
Maakaapeli 150 mm ²	km	16 500	35 - 50
Maakaapeli 185 mm ²	km	18 100	35 - 50
Maakaapeli 240 mm ²	km	20 200	35 - 50
Maakaapeli 300 mm ²	km	25 400	35 - 50
Vesistökaapeli 35 mm ² tai alle	km	12 400	35 - 50
Vesistökaapeli 50 - 70 mm ²	km	13 600	35 - 50
Vesistökaapeli 95 - 120 mm ²	km	22 500	35 - 50
Vesistökaapeli 150 mm ² tai yli	km	28 300	35 - 50
0,4 kV MAAKAPELIVERKON JAKOKAAPIT JA HAARÖITUSKAAPIT			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikköhinta, euroa	Pitoaikaväli, vuotta
0,4 kV talovarokekotelo	kpl	320	30 - 45
0,4 kV haarõituskaappi	kpl	670	30 - 45
0,4 kV kaapelijakokaappi: enintään 400 A	kpl	1 400	30 - 45
0,4 kV kaapelijakokaappi: vähintään 630 A	kpl	1780	30 - 45
0,4 kV jonovarokekytkin: enintään 160 A	kpl	300	30 - 45
0,4 kV jonovarokekytkin: 250 - 400 A	kpl	440	30 - 45
0,4 kV jonovarokekytkin: 630 A	kpl	670	30 - 45

(jatkuu)

LIITE I. (jatkoa)

20 kV MAAKAAPELIT			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikköhinta, euroa	Pitoaikaväli, vuotta
Maakaapeli 70 mm ² tai alle	km	24 200	40 - 50
Maakaapeli 95 mm ²	km	28 200	40 - 50
Maakaapeli 120 mm ²	km	29 500	40 - 50
Maakaapeli 150 mm ²	km	30 900	40 - 50
Maakaapeli 185 mm ²	km	36 000	40 - 50
Maakaapeli 240 mm ²	km	38 900	40 - 50
Maakaapeli 300 mm ²	km	44 300	40 - 50
Maakaapeli 400 mm ²	km	52 600	40 - 50
Maakaapeli 500 mm ²	km	60 900	40 - 50
Maakaapeli 630 mm ²	km	71 700	40 - 50
Maakaapeli 800 mm ²	km	85 800	40 - 50
Vesistökaapeli 70 mm ² tai pienempi: vakiorakenne	km	26 600	40 - 50
Vesistökaapeli 70 mm ² tai pienempi: armeerattu rakenne	km	58 400	40 - 50
Vesistökaapeli 95 - 120 mm ² : vakiorakenne	km	30 900	40 - 50
Vesistökaapeli 95 - 120 mm ² : armeerattu rakenne	km	67 900	40 - 50
Vesistökaapeli 150 - 240 mm ² : vakiorakenne	km	45 900	40 - 50
Vesistökaapeli 150 - 240 mm ² : armeerattu rakenne	km	73 300	40 - 50

(jatkuu)

LIITE I. (jatkoa)

20 kV MAAKAAPELITARVIKKEET			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikköhinta, euroa	Pitoaikaväli, vuotta
Kojeistopääte	kpl	1 100	35 - 45
Pylväspääte	kpl	2 200	35 - 45
Jatkos	kpl	1 700	35 - 45
20 kV haaroituskaappi	kpl	3 400	35 - 45

20 / 0,4 kV MAAKAAPELIVERKON JAKELUMUUNTAMOT			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikköhinta, euroa	Pitoaikaväli, vuotta
Puistomuuntamo: kevyt	kpl	8 600	40 - 50
Puistomuuntamo: ulkoa hoidettava, PJ-keskuksen nimellisvirta max 630 A	kpl	22 800	40 - 50
Puistomuuntamo: ulkoa hoidettava, PJ-keskuksen nimellisvirta yli 630 A	kpl	28 600	40 - 50
Puistomuuntamo: sisältä hoidettava	kpl	43 700	40 - 50
Kiinteistömuuntamo	kpl	58 100	40 - 50
Kaksoismuuntamo	kpl	82 700	40 - 50

0,4 JA 20 kV MAAKAAPELIEN YMPÄRISTÖOLOSUHDELUOKAT			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikköhinta, euroa	
Maakaapelioja - helppo olosuhde	km	10 700	
Maakaapelioja - tavallinen olosuhde	km	24 100	
Maakaapelioja - vaikea olosuhde	km	76 900	
Maakaapelioja - erittäin vaikea olosuhde	km	150 700	

(jatkuu)

LIITE I. (jatkoa)

JAKELUVERKON MUUNTAJAT			
20 / 0,4 kV MUUNTAJAT			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikköhinta, euroa	Pitoaikaväli, vuotta
Muuntaja 16 kVA	kpl	3 400	35 - 45
Muuntaja 30 kVA	kpl	3 600	35 - 45
Muuntaja 50 kVA	kpl	3 700	35 - 45
Muuntaja 100 kVA	kpl	4 400	35 - 45
Muuntaja 200 kVA	kpl	6 100	35 - 45
Muuntaja 315 kVA	kpl	7 800	35 - 45
Muuntaja 400 kVA	kpl	8 700	35 - 45
Muuntaja 500 kVA	kpl	9 600	35 - 45
Muuntaja 630 kVA	kpl	11 500	35 - 45
Muuntaja 800 kVA	kpl	13 200	35 - 45
Muuntaja 1000 kVA	kpl	15 900	35 - 45
Muuntaja 1250 kVA	kpl	20 400	35 - 45
Muuntaja 1600 kVA	kpl	21 700	35 - 45