

TIIVISTELMÄ

Tekijä: Antti Laatikainen
Nimi: Elinkaarikustannusten ja toimitusvarmuuden analysointi
sähkönjakelun saneerausmenetelmille
Osasto: Energia- ja ympäristötekniikka
Vuosi: 2005
Paikka: Joensuu

Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

83 sivua, 41 kuvaa, 33 taulukkoa, 5 liitettä.

Tarkastajat: Professori Jarmo Partanen
Diplomi-insinööri Jukka Ahonen

Hakusanat: Sähkönjakeluverkon saneeraaminen, sähkönjakelu, toimitusvarmuus.

Tässä työssä tutkitaan haja-asutusalueiden sähkönjakeluverkkojen kehittämistä. Kehityskohteiksi on valittu viisi tekniikkaa, 1000 V-järjestelmä, keskijännitejohtojen siirtäminen teiden varsille, PAS -johtojen käyttö, maakaapelointi sekä pylväskatkaisijan käyttö. Teoreettisen tarkastelun tavoitteena on määrittää reunaehdot tarkasteltavien tekniikoiden kannattavuudelle.

Aiemmin keskijänniteverkko on rakennettu lähes poikkeuksetta avojohtona. Viime vuosien myrskyt sekä lumikuormat ovat häirinneet sähkönjakelua ja nostaneet painetta jakeluvarmuuden kasvattamiseksi. Tutkimuksessa haja-asutusalueiden sähkönjakeluverkon kehittämiseen etsitään teknillisesti sekä taloudellisesti kannattavia ratkaisumalleja. Kehittämisen tavoitteena on parantaa kuluttajien sähkön laatua ja toimitusvarmuutta.

Tutkimuksessa käsitellään tarkasteltavia tekniikoita esimerkkikohteiden avulla, jotka on valittu Itä-Suomelle tyypillisiltä jakelualueilta. Kohteissa taloudellista kannattavuutta tutkitaan vertaamalla perinteistä saneeraamista tarkastelussa oleviin korvaaviin menetelmiin. Korvaavilla ratkaisuilla toimitusvarmuus paranee, mutta kannattavuus riippuu siirrettävästä tehosta, asiakasryhmien jakaumasta sekä saavutettavasta vikataajuuden muutoksesta.

ABSTRACT

Author: Antti Laatikainen
Title: Life cycle costs and reliability analysis for alternative redevelopment methods of distribution networks
Department: Department of Energy and Environment Technology
Year: 2005
Place: Joensuu

Master's thesis. Lappeenranta University of Technology.

83 pages, 41 figures, 33 tables, 5 appendices.

Supervisors: Professor Jarmo Partanen
M.Sc. (Tech.) Jukka Ahonen

Keywords: Alternative redevelopment methods of electricity networks, electricity distribution, reliability of distribution

This paper presents approaches to developing in distribution networks in rural areas. It examines cases using five techniques, which are 1 000 V system, replacement of medium voltage over head lines to roadsides, use of covered conductors, use of underground cables and use of pole reclosers. The purpose of this theoretical examination is to find out economic break-even points for each methods.

Traditionally distribution networks have been built using over head line technology. During past 10 years there have been a lot of problems with powerful storms and heavy snow loads. Traditional technology is not sufficient to meet the requirements of modern electricity distribution. In order to enhance distribution networks, an approach which is technically and economically above the break-even point has to be found. The main idea for this research is to improve the quality of electricity and increase the reliability of electricity distribution.

In this research alternative redevelopment methods of electricity networks are analysed using examples chosen from typical topologies of Eastern Finland's network. The research shows that alternative methods enhance the

reliability but profitability is dependent on transferred mean power, end users consumption and the change in frequency of faults.

ALKUSANAT

Diplomityö on tehty Pohjois-Karjalan Sähkö Oy:lle. Työ alkoi talvella 2005 ja se valmistui elokuun lopulla. Työ on osa Kymppivoima yhtiöiden Sähköjakelu 2030 –projektia, josta analysointiosuus sisältyi Pohjois-Karjalan Sähkölle. Työn tavoitteena on ollut määrittää kannattavuuden rajat keski-jänniteverkon korvaaville saneerausmenetelmille. Teoreettisen tutkimuksen lisäksi työn ohella on kehittynyt suunnitteluohjelma. Ohjelman on tarkoitus olla tukena suunnittelijoille laadittaessa yleissuunnitelmia verkoston kehittämiselle.

Haluan kiittää Pohjois-Karjalan Sähköä haastavasta aiheesta. Työni tarkastajina toimivat professori Jarmo Partanen Lappeenrannan teknillisestä yliopistosta sekä diplomi-insinööri Jukka Ahonen Pohjois-Karjalan Sähköltä. Heille tahdon osoittaa lämpimät kiitokset neuvoista ja opastamisesta työni eri vaiheissa. Suuret kiitokset ansaitsee myös diplomi-insinööri Jukka Lassila LTY:lta, hän on kärsivällisesti avustanut työni saattamista painokelpoiseksi. Lisäksi tahdon kiittää myös Timo Räsästä, hän oli suureksi avuksi työni alkuun saattamisessa. Kiitokset myös muille työtovereilleni, jotka ovat jakaneet neuvojaan ja opastaneet minut sähköjakelun saloihin.

Yli 17 vuotta kestänyt opiskeluni on kohta päättymäisillään. Taipaleelle on mahtunut monenlaisia vaiheita ja tahdon kiittää perhettäni sekä läheisiäni matkana varrella saadusta tuesta ja kannustuksesta! Ilman heitä monet ongelmat olisivat jääneet voittamatta ja esteet ylittämättä.

SISÄLLYSLUETTELO

1	Johdanto	1
1.1	Työn tavoite.....	2
1.2	Verkoston saneeraaminen.....	3
2	Kustannuslajit	5
2.1	Investointikustannukset	5
2.2	Häviökustannukset.....	5
2.2.1	Johdon häviökustannusten laskenta	6
2.2.2	Muuntajien häviökustannusten laskenta	7
2.3	Ylläpitokustannukset	9
2.4	Keskeytyskustannukset.....	11
2.5	Maankäyttökustannukset	14
2.6	Kannattavan saneerauksen reunaehdot.....	15
3	1000 V-järjestelmä	16
3.1	1000 V-tutkimuksen kohdealue	16
3.2	1000 V käytettävyys kohdealueella	17
3.3	1000 V-järjestelmän elinkaarikustannukset.....	19
3.4	1000 V-järjestelmän kannattavuusanalyysi	22
3.5	1000 V-järjestelmän johtopäätökset	24
4	Keskijänniteverkon korvaavat saneerausmenetelmät	26
4.1	Johdon siirtäminen tien varteen	26
4.1.1	Johdon tien varteen siirtämisestä aiheutuvat elinkaarikustannukset	28
4.1.2	Johdon tien varteen siirtämisen kannattavuusanalyysi.....	30
4.1.3	Kohde 1, Ahmovaara - Kuhnusta.....	32
4.1.4	Kohde 2, Heinävesi - Vihtari	35
4.1.5	Johdon tien varteen siirtämisen johtopäätökset.....	39

4.2	Päällystetyt avojohdot.....	40
4.2.1	Päällystettyjen avojohtojen elinkaarikustannukset.....	40
4.2.2	Päällystettyjen avojohtojen kannattavuusanalyysi	42
4.2.3	Kohde 3, Honkavaara - Kiihtelysvaara	43
4.2.4	Kohde 4, Puhos voimalaitos - Heinonniemi	47
4.2.5	Päällystettyjen avojohtojen johtopäätökset.....	50
4.3	Maakaapelointi	50
4.3.1	Maakaapeloinnin elinkaarikustannukset.....	51
4.3.2	Maakaapeloinnin kannattavuusanalyysi.....	53
4.3.3	Kohde 5, Tohmajärvi - Valkeavaara	54
4.3.4	Kohde 6, Juuka - Nunnanlahti	57
4.3.5	Maakaapeloinnin johtopäätökset.....	61
4.4	Pylväskatkaisijat	62
4.4.1	Pylväskatkaisijan elinkaarikustannukset.....	63
4.4.2	Pylväskatkaisijan kannattavuusanalyysi	64
4.4.3	Kohde 7, Saava - Nurmijärvi	68
4.4.4	Kohde 8, Nurmes - Louhikoski.....	71
4.4.5	Pylväskatkaisijan johtopäätökset	74
5	Herkkyysanalyysi	75
5.1	Pitoaika	75
5.2	Häiriöiden arvostus	77
5.3	Vuotuinen tehonkasvu	78
6	Yhteenveto	80
	Lähdeluettelo.....	82

LIITTEET:

- Liite I** Laskennassa käytetyt Sener:in kustannukset ja niihin sisältyvät tuotteet
- Liite II** Laskentaparametrit, KAH -arvot
- Liite III** Esimerkkilasku KAH -kustannusten laskennasta
- Liite IV** Pylväskatkaisijan käytettävyys -yhtälön johtaminen
- Liite V** Tilastokeskuksen ennuste Itä-Suomen väkiluvun muutoksesta

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

ABB	Asea-Brown-Boweri
AHM	Ahmovaara
AJK	aikajälleenkytkentä
Axxxx	kauko-ohjattava erotin nro. xxxx
Exxxx	käsi­käyttöinen erotin nro. xxxx
HEI	Heinävesi
HKV	Honkavaara
JKA	Juuka
KA 2	verkostokomponenttien kustannusluettelo
KAH	keskeytyksestä aiheutunut haitta
KJ	keskijännite
mp	muuntopiiri
MTK	Maa- ja metsätaloustuottajien keskusliitto ry
NUR	Nurmes
Oy	osakeyhtiö
PUH	Puhos
PJ	pien­jännite
PJK	pikajälleenkytkentä
PKS	Pohjois-Karjalan Sähkö Oy
R4	Ryhmä neljä, Kymppivoima Yhtiöt
RJ	verkostosuositus, ilmajohtojen johtoalueet
ry	rekisteröity yhdistys
SA	keskijänniteverkon sähköinen mitoittaminen
SAA	Saava
Sener	Sähköenergialiitto
TOH	Tohmajärvi
<i>f</i>	vikataajuus
<i>H</i>	hintaa
<i>l</i>	verkostopituus
<i>K</i>	kustannus

P	pätöteho
p	prosentuaalinen laskentakorko
R	resistanssi
r	vuosittainen prosentuaalinen tehonkasvu
t	käyttöaika
t'	tehonkasvuaika
U	jännite
y	asiakasryhmä

SYMBOLIT

$\cos \varphi$	kuormituksen tehokerroin
ε	nykyarvotekijän geometrisen sarjan kerroin
κ	nykyarvotekijä

ALAVIITTEET

0	tyhjäkäynti, jatkuvaa tehonkasvua vastaava
0_n	nimellinen tyhjäkäynti
00	ensimmäisen vuoden tyhjäkäyntiä vastaava
1	alkuosaa vastaava
2	loppuosaa vastaava
2_n	loppuosan asiakasryhmiä vastaava
a	alkuosa
E	energiaa vastaava
h_0	ensimmäisen vuoden häviö
h	huipunkäyttöä vastaava
hm	muuntajan häviötä vastaava
j	johtoa vastaava
inv	investointi
K	keskeytys
K_{kok}	keskeytysten kokonaismäärää vastaava
k	kuormitus, keskimääräinen

k0	ensimmäisen vuoden kuormitusta vastaava
k _{ajk}	ajk:n esiintymistiheys
kn	nimellistä kuormitusta vastaava
kok	kokonais
k _{pjk}	pjk:n esiintymistiheys
max	maksimi
n	nimellinen, kaikkia kuluttajaryhmiä vastaava
P	pätötehoa vastaava
pk	pylväskatkaisija
vika	vikaa vastaava
yp	ylläpitoa vastaava
yp _a	ensimmäisen vuoden ylläpitoa vastaava
x _{KAH}	eri kuluttajaryhmien KAH
x _{pjk}	eri kuluttajaryhmien pjk:n arvo
x _{ajk}	eri kuluttajaryhmien ajk:n arvo

JOHDINTYYYPIT

AHX-W	alumiinijohtiminen maakaapeli
AMKA	pienjänniteriippukierrekaapeli
BLL	muovipinnoitettu avojohto
Fersemal	keskijänniteavojohto
PAS	muovipinnoitettu avojohto
Pigeon	keskijänniteavojohto
Raven	keskijänniteavojohto
SAX	muovipinnoitettu avojohto
Sparrow	keskijänniteavojohto
Swan	keskijänniteavojohto

1 Johdanto

Itä-Suomen sähköistys alkoi suuremmassa mittakaavassa 1940 -luvun lopulla, pienempiä kaupunkilaitoksia oli jo tätäkin ennen. Aluksi sähköistämistarve perustui suurten teollisuuslaitosten tarpeisiin. 1950-luvulla myös maaseutua alettiin sähköistämään, parhaimpina vuosina rakennettiin yli 1500 sähköliittymää. Vilkasta verkoston rakennusta kesti aina 1970 -luvun puoliväliin saakka ja tähän mennessä suurin osa Itä-Suomesta oli sähköistetty.

Vielä tälläkin hetkellä yli 50 % Pohjois-Karjalan Sähkö Oy:n (jatkossa PKS) sähköverkostosta on rakennettu tuona ajankohtana. Lähes kaikkia johtoja on vahvistettu aikojen saatossa, mutta topologia ja usein myös pylväät ovat säilyneet ennallaan. Lähivuosina tullaan siihen tilanteeseen, että 60 – 70 -luvuilla rakennetut linjat ovat saneerauksen tarpeessa. Tämä onkin ensimmäinen kerta kun verkostoon kohdistuu näin suuri saneeraustarve.

Tähän asti saneeraus on koskenut enemminkin yksittäisiä kohteita, jotka on lähes poikkeuksetta saneerattu entiselleen. Suuremman saneerauksen kyseessä ollessa voidaan, ja täytyy verkostostrategiaa tutkia uudelleen. Kun sähköistäminen alkoi, koettiin sähkön saanti ylellisyydeksi. Myös verkoston rakentamista leimasivat tuon ajan piirteet, kaikesta oli pulaa. Verkosto rakennettiin suorinta reittiä ja mahdollisimman edullisin kustannuksin. Tavoitteena oli toimittaa sähköt kaikille sitä tarvitseville, eikä toimitusvarmuus ollut merkittävässä roolissa. Nykyisin kulutustottumukset ovat kuitenkin muuttuneet täysin ja lyhyetkin katkokset sähkön toimituksessa koetaan erittäin häiritseviksi. Myös maanarvostus on muuttunut alkuajoista täysin. Maanomistajat eivät nykyisin koe olevansa velvollisia luovuttamaan maanalueitaan sähköyhtiön käyttöön. Tämäkin on otettava huomioon vertaillaessa erilaisia kehittämisstrategioita.

Asiakkaiden lisäksi myös sähkönjakelua valvova viranomainen, Energiamarkkinavirasto, on tiukentanut vaatimuksiaan sähkönjakelun luotettavuudelle. Jakelun luotettavuus onkin yhtenä mittarina sähköyhtiöille ja sen mer-

kitys tulee varmasti kasvamaan tulevaisuudessa. Useat sähkönjakeluyhtiöt ovat miettineet mahdollisuuksia kehittää verkostoa taloudellisemmaksi sekä luotettavammaksi.

1.1 Työn tavoite

Tässä työssä tutkitaan haja-asutusalueen sähkönjakelun kehittämistä. Pääta-voitteena kehityksessä on toimintavarmuuden parantaminen saneerauksen yhteydessä ja kehittämiseksi pyritään löytämään taloudellisia menetelmiä. Toiminnan kehittäminen tulee yleensä kustannuksiltaan kalliimmaksi kuin perinteisten menetelmien käyttäminen. Tutkimuksen tarkoituksena on määrittää tarkasteltaville menetelmille reunaehdot, joita soveltaen tekniikoiden käyttäminen olisi kannattavaa. Tutkittavina kohteina on viisi tekniikkaa, joiden käytölle saneerauskohteissa määritetään kannattavuusrajojen lisäksi vaikutukset häiriömäärien kehitykseen.

Diplomityö on osa R4 -yhtiöiden, eli Pohjois-Karjalan Sähkö Oy:n, Atro Oy:n (jatkossa Atro), Järvi-Suomen Energia Oy:n (jatkossa Järvi-Suomen Energia) sekä Kymenlaakson Sähkö Oy:n (jatkossa Kymenlaakson Sähkö), sähkönjakelu 2030 -projektia. PKS:lle kuuluu projektista analysointiosuus, johon diplomityö sisältyy.

Yhtiössä projekti koettiin tarpeelliseksi, sillä kaikkien neljän yhtiön verkostoihin on kohdistumassa laajoja saneerausinvestointeja vuosina 2008 - 2030. Koska verkosto on pääosin rakennettu 60- ja 70 -luvulla, tulevat suurimmat saneeraustarpeet kohdistumaan seuraaviin vuosikymmeniin. Saneeraustarve tulee kolminkertaistumaan nykyiseen verrattuna vuosien 2010 ja 2025 välisenä aikana. Koska saneeraustarve nousee näin suureksi ja haja-asutusalueilla väestö vähenee näillä näkymin edelleen, on järkevää tutkia miten verkosto voidaan saneerata kannattavasti. Vaatimustaso sähkönlaadusta kasvaa jatkuvasti ja viranomaismääräykset tiukentuvat, joten on tarpeellista etsiä vaihtoehtoisia menetelmiä saneeraustarpeessa olevan verkoston kehittämiseksi.

Lähitulevaisuudessa tehtävien suurten verkostoinvestointien kannattavuuden löytämiseksi kartoitetaan erilaisia saneerausmenetelmiä. Erilaisiin toimintaympäristöihin on tarkoitus löytää teknisesti ja taloudellisesti kannattavia ratkaisuja. Pyrkimyksenä on vähentää asiakkaiden kokemien häiriöiden määrää sekä parantaa sähkön laatua. Sähkönjakeluyhtiön kannalta tavoitteena on määrittää kehittämiselle kannattavat käyttökohteet.

1.2 Verkoston saneeraaminen

Saneerattaessa sähkönjakeluverkkoa on mahdollisuutena joko saneerata verkosto entiselle paikalleen perinteisillä menetelmillä tai kehittää verkoston rakennetta erilaiseksi. Tässä työssä tutkimuksen tarkoituksena on selvittää kannattaako olemassa oleva verkosto saneerata entiselleen vai pystytäänkö verkoston käyttö- ja ylläpitokustannuksiin sekä erityisesti sähkönlaatuun vaikuttamaan erilaisilla verkstoratkaisuilla.

Perinteisesti kaksiportainen sähkönjakeluverkko on yleensä saneeraamisen yhteydessä rakennettu entiselleen tai korkeintaan muutettu sen kulkureittiä, orsityyppiä tai johtolaatua. Mikäli sähkönjakelussa otetaan huomioon kolmas jakeluporras, 1000 V-jakelujärjestelmä, muuttuvat saneerausvaihtoehdot melkoisesti. Varsinkin lyhyillä ja pienitehoisilla haarajohdoilla on syytä tutkia, onko järjestelmän käyttö taloudellisesti kannattavaa ja pystytäänkö sillä parantamaan asiakkaille toimitetun sähkön laatua. Muita tutkittavia saneerausmenetelmiä ovat johtojen siirtäminen teiden varsille, päällystettyjen avojohtojen käyttäminen, maakaapelointi sekä pylväskatkaisijoiden käyttäminen rajaamaan vika-alueita.

Perinteisillä menetelmillä tarkoitetaan pylväiden vaihtoa tai pylväiden sekä johtimien vaihtamista saneerattavalla johto-osuudella. Mikäli saneerattavalta osuudelta vaihdetaan pelkästään pylväät, ovat saneerauskustannukset noin 6 630 €/km. Kustannukseen sisältyvät toiminnot on esitetty liitteen I taulukossa 4. Yhden pylvään vaihtokustannus on 510 € (KA 2:03). PKS:n jakelualueella verkostossa on keskimäärin 13 pylvästä/km, joten tätä arvoa käytetään myös laskennassa. Käytettävät kustannukset ovat Sähköener-

gialiitto Sener ry:n (jatkossa Sener) tutkimukseen perustuvia, joten ne ovat hieman alempia kuin PKS:n urakointiyhtiön, Enerke Oy:n (jatkossa Enerke), kustannukset. Mikäli pylväiden lisäksi vaihdetaan myös johtimet, kustannukset ovat 14 750 – 16 330 €/km riippuen käytettävästä johtolaadusta. Liitteen I taulukossa 3 on esitetty johtimen vaihdon kustannuksiin sisältyvät toiminnot. Käytännössä vaihdettaessa sekä johtimet että pylvääät rakennetaan olemassa oleva johto kokonaan uudestaan. Mikäli laskennassa käytettäisiin uuden johdon rakennuskustannuksia, olisivat investointikustannukset noin 10 % korkeammat kuin nyt laskennassa käytettävät.

2 Kustannuslajit

Tässä työssä tarkastellaan verkoston saneeraamisen elinkaarikustannuksia. Tutkittavia kustannuksia ovat saneerauksesta aiheutuneet investointi-, häviö-, ylläpito-, häiriö- sekä maankäyttökustannukset. Vertailukohteina uusille menetelmille käytetään perinteisen saneerauksen kustannuksia. Seuraavissa kappaleissa esitellään kustannuslajien muodostumista sekä niiden laskemisessa käytettäviä yhtälöitä.

2.1 Investointikustannukset

Investointikustannukset kullekin tutkittavalle tekniikalle määräytyvät esimerkkikohteissa saneeraustarpeen mukaan. Saneeraustarpeeseen vaikuttaa olemassa olevan verkon rakenne. Asemien välisiä yhdysjohtoja uusittaessa pyritään yhteydet rakentamaan vähintään Pigeon -tasoisella johtimella, jotta johto saataisiin riittävän siirtokykyiseksi varasyöttötilanteissa. Mikäli tarkastellaan lähdön runkojohtoa, pyritään se rakentamaan Raven -johtimella. Muuntamoiden ja erottimien rakentamisesta ja saneeraamisesta aiheutuvia kuluja ei investointikustannuksissa huomioida (pl. 1000 V-järjestelmä), sillä pitkällä aikavälillä ne pitäisi kuitenkin saneerata, jolloin kustannus olisi jotakuinkin samanlainen.

2.2 Häviökustannukset

Häviökustannukset ovat yksi merkittävä tekijä elinkaarikustannuksissa tarkasteltaessa verkostoa koko pitoajalla. Mitoittamalla johdinlaadut teknistaloudellisesti oikein, voidaan verkostossa saada aikaa mittaviakin säästöjä verrattuna tilanteeseen, jossa verkosto on ali- tai ylimitoitettu. Myös teknisten reunaehtojen täytyminen täytyy huomioida johtimien valinnassa.

Johtopituuden muutoksella ei tarkasteltavissa kohteissa ole suurta vaikutusta, sillä johtolähtöjen pituudet ovat useita kymmeniä kilometrejä. Enemmän vaikutusta on suurempi poikkipintaisen johtimen vaihtamisella, erityisesti suuressa kuormassa oleville runkojohdoille. Laskennassa johtojen resistanssiarvoina käytetään ABB:n teknisissä taulukoissa esitettyjä arvoja. Johtolähdön huipputehona käytetään verkkotietojärjestelmän antamaa keskimää-

räisen huipputehon arvoa. Johtimien resistenssin ja tehon lisäksi myös huipunkäyttöaika vaikuttaa häviökustannuksiin. Tässä työssä huipunkäyttöajaksi oletetaan 1000 h/a.

Jännitteen alenema tulee ensimmäisenä reunaehdoista vastaan. Pj-verkossa myös ensimmäisen nollosehdon täyttyminen tulee kyseeseen, mutta koska tässä työssä keskitytään jakeluverkon kehittämiseen, ei pj-verkkoa oteta tarkasteluun laajamittaisemmin.

2.2.1 Johdon häviökustannusten laskenta

Johdon ensimmäisen vuoden häviökustannukset voidaan laskea seuraavasti

$$K_{h0} = (H_P + H_E \cdot t_h) \cdot \frac{P_0^2}{U^2 \cdot (\cos\varphi)^2} \cdot R_j \quad (2.1)$$

missä	H_P	= häviötehon hinta
	H_E	= häviöenergian hinta
	t_h	= häviöiden huipunkäyttöaika
	P_0	= johdolla siirrettävä teho
	U	= pääjännite
	$\cos\varphi$	= kuormituksen tehokerroin
	R_j	= johdon resistanssi

Jotta elinkaarikustannuksia voitaisiin arvioida koko pitoajalla, täytyy kaikkia kustannuksia tarkastella joko annuiteettimenetelmällä, tai ne täytyy diskontata nykyarvomenetelmällä (Kaipia 2004). Tässä työssä käytetään diskonttausmenetelmää.

Koko pitoajan häviökustannuksiksi saadaan siis

$$K_h = \kappa \cdot K_{h0} \quad (2.2)$$

missä	K_{h0}	= ensimmäisen vuoden häviökustannukset
	κ	= diskonttauskerroin

Kertoimen κ määrittämiseksi on kaksi tapaa. Jos teho kasvaa tasaisesti koko pitoajan t , saadaan κ_0 arvoksi

$$\kappa_0 = \varepsilon \frac{\varepsilon^{t'} - 1}{\varepsilon - 1} \quad (2.3)$$

jossa kerroin ε määritellään yhtälöllä

$$\varepsilon = \frac{\left(1 + \frac{r}{100}\right)^2}{1 + \frac{p}{100}} \quad (2.4)$$

missä r = vuotuinen tehonkasvuprosentti
 p = laskentakorkoprosentti

Mikäli teho kasvaa vain osan aikaa pitoajasta ja on sen jälkeen vakio, niin tässä tapauksessa saadaan kertoimeksi κ

$$\kappa = \varepsilon_1 \frac{\varepsilon_1^{t'} - 1}{\varepsilon_1 - 1} + \frac{\left(1 + \frac{r}{100}\right)^{2t'}}{\left(1 + \frac{p}{100}\right)^{t'+1}} \cdot \frac{\varepsilon_2^{t-t'} - 1}{\varepsilon_2 - 1} \quad (2.5)$$

missä t' = tehonkasvu aika
 ε_1 = ε

ja

$$\varepsilon_2 = \frac{1}{1 + \frac{p}{100}} \quad (2.6)$$

2.2.2 Muuntajien häviökustannusten laskenta

Muuntajista aiheutuvia häviöitä on syytä tarkastella käytettäessä perinteiselle menetelmälle vertailevana saneerauksena 1000 V-järjestelmää. Verrattaessa perinteistä saneerausta muihin tutkimuskohteina oleviin menetelmiin, ei muuntajien häviöitä huomioida. Muuntajahäviöt ovat tällöin samat kuin perinteisessä saneerauksessa, mikäli muuntopiirijakoa tai muuntajan kokoa ei muuteta.

1000 V-järjestelmän muuntajahäviökustannuksia tarkastellessa lasketaan verkossa oleville 20/0,4 kV muuntajille keskimääräinen kuormitus. Tämä laskelma pohjautuu tarkasteltavalla kohdealueella olevien muuntajien lu-

kumäärään sekä niiden kautta siirrettyihin tehoihin. Tarkasteluun otettiin vain yhtä jakelumuuntajaa syöttävät haarajohdot.

Taulukko 2.1. Muuntajien tehoina 1000 V-laskennassa käytettävät keskimääräistetyt arvot.

Muuntajan koko [kVA]	Muuntajan keskim. teho [kVA]
16	4,2
30	15,1
50	21,9

Taulukossa 2. 1 on esitetty Juuka – Ahmovaara –kohdealueella muuntajille määritetyt keskimääräiset tehot. Laskennassa käytetään samoja keskitehoja riippumatta jakelujännitteestä. Muuntajia tarkastelussa on koosta riippuen yhteensä 20-52 kappaletta. Muuntajien teknisinä tietoina käytetään ABB:n valmistamien muuntajien kilpiarvoja.

Muuntajista aiheutuvat kuormitushäviöt P_k sekä tyhjäkäyntihäviöt P_0 määritellään seuraavissa yhtälöissä

$$P_k = \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 \cdot P_{kn} \quad (2.7)$$

$$P_0 = \left(\frac{U}{U_n}\right)^2 \cdot P_{0n} \quad (2.8)$$

missä	S	= muuntajan läpi siirtyvä teho
	S_n	= muuntajan nimellisteho
	P_{kn}	= muuntajan nimelliset kuormitushäviöt
	U	= jännite muuntajan ylänavoissa
	U_n	= nimellisjännite muuntajan ylänavoissa
	P_{0n}	= muuntajan nimellinen häviöteho

Jännitteeksi muuntajilla oletetaan 20 kV. (Partanen 2004a)

Muuntajan ensimmäisen vuoden kuormitushäviökustannukset K_{k0} saadaan seuraavasti

$$K_{k0} = (H_p + H_E \cdot t_h) \cdot P_{k0} \quad (2.9)$$

missä P_{k0} = ensimmäisen vuoden kuormitushäviöt

Muuntajan ensimmäisen vuoden tyhjäkäyntihäviökustannukset K_{00} saadaan seuraavasti

$$K_{00} = (H_p + H_E \cdot 8760) \cdot P_{00} \quad (2.10)$$

missä P_{00} = ensimmäisen vuoden tyhjäkäyntihäviöteho

Koko pitoajan muuntajahäviökustannuksiksi saadaan siis

$$K_{hm} = \kappa \cdot K_{k0} + \kappa_Y \cdot K_{00} \quad (2.11)$$

missä κ_Y = ylläpitokustannusten diskonttauskerroin (2.13)

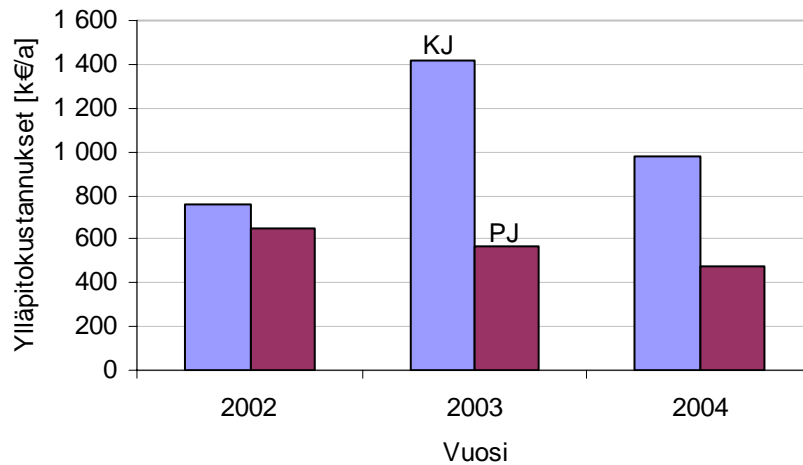
Laskettaessa muuntajissa syntyvien häviöiden kustannuksia, havaitaan että kuormitushäviöt ovat riippuvaisia huipunkäyttöajasta sekä kuormituksen kasvusta. Tyhjäkäyntihäviöt puolestaan pysyvät samoina koko muuntajan pitoajan.

2.3 Ylläpitokustannukset

Jakeluverkko laitteineen on sähköyhtiön suurin sitoutunut omaisuus. Jotta sitä olisi mahdollista käyttää tehokkaasti koko suunnitellun pitoajan, on sen säännöllinen tarkastaminen ja huoltaminen tärkeää. Hyvä ylläpito parantaa huomattavasti verkoston teknistä toimintakykyä, eikä se ole niin herkkä luonnonolosuhteille. Myös viranomaisen asettaa vaatimuksensa verkoston ylläpidolle ja seuraa yhtiöiden toimintaa tarkastuksin. Verkoston ylläpito-kustannuksiin on laskettu

- jakeluverkon tarkastamisesta aiheutuvat kustannukset,
- huolto- sekä kunnossapitokustannukset ja
- johtokatuja raivauksesta aiheutuvat kustannukset.

Vian korjauskustannuksia ei ylläpitokustannuksissa ole mukana, vaan ne on esitetty keskeytyskustannusten yhteydessä. Ylläpitokustannukset viimeisen kolmen vuoden ajalta PKS:n jakelualueella käyvät ilmi kuvassa 2.1.



Kuva 2.1. Elinkaarikustannusten laskennassa käytettävät ylläpitokustannukset kj- sekä pj-verkoissa PKS:n jakelualueella vuosina 2002 - 2004.

Kun sähkönjakelua harjoittavia yrityksiä on yhtiöitetty, ovat verkon omistava yritys sekä verkkoa rakentava yritys eriytyneet. Pohjois-Karjalan Sähkölle verkostourakoinnit hoitaa pääosin Enerke. Kun rakentaja ja rakennuttaja ovat eri yhtiöitä, on jokaisen työn tekeminen tuntityönä kallista ja vaatii resursseja molemmilta yhtiöiltä tapahtumien käsittelyssä ja kirjaamisessa. Tuotteistamalla toimintoja pyritään yksinkertaistamaan niiden tilaamista ja käsittelyä. Työn tekohetkellä Enerken palveluista varsinkin verkoston rakennus sekä kunnossapito on tuotteistettu. Verkon rakentamista käsiteltäessä on yksiselitteistä käyttää tiettyä hintaa.

Vertaillen eri tekniikoita, eivät rakennustuotteiden kustannukset tuota yllätystä, sillä verkosto on joka tapauksessa saneerattava. Ylläpitokustannuksista löytyy sen sijaan mielenkiintoisuuksia. Mikäli verkosto rakennetaan teiden varsille tai metsään, eivät sen ylläpitokustannukset muutu, sillä ylläpitokustannuksiin sisältyvät tuotteet – raivaus, tarkastus sekä kunnossapito – ovat tuotteistettuja, ja näin ollen riippuvaisia pelkästään korvattavan osuuden pituudesta. Johdon sijoitus tien varteen helpottaa ja nopeuttaa urakointiyhtiön työtä. Onhan raivaaminen sekä tarkastaminen huomattavasti nopeampaa tehdä teiden varsille metsäosuuksiin verrattuna. Käytettäessä PAS -

johdinta on kunnossapidon yksikköhinta sama kuin kirkkaalla avojohdolla, vaikka johtokatu on PAS -rakenteella kapeampi.

Ylläpitokustannuksia laskettaessa ei huomioida pj-verkon aiheuttamia kustannuksia, vaan kustannuksiin lasketaan pelkästään 20 kV johtojen ylläpitokustannukset sekä 1000 V-järjestelmää tarkasteltaessa 1000 V-johtojen ylläpitokustannukset. Nykyarvoon diskonttatut vuotuiset ylläpitokustannukset K_{yp} koko pitoajalta saadaan yhtälöstä

$$K_{yp} = \kappa_y \cdot K_{yp,a} \cdot l \quad (2.12)$$

missä $K_{yp,a}$ = vuotuiset ylläpitokustannukset
 l = tarkasteltavan verkoston pituus
 κ_y = ylläpitokustannusten diskonttauskerroin

Ylläpitokustannuksia laskettaessa diskonttauskerroin κ_y ei ole riippuvainen tehonkasvusta. Kerroin määritellään yhtälössä

$$\kappa_y = \varepsilon \frac{\varepsilon^t - 1}{\varepsilon - 1} \quad (2.13)$$

missä

$$\varepsilon = \frac{1}{1 + \frac{p}{100}} \quad (2.14)$$

(Lakervi 1996)

2.4 Keskeytyskustannukset

Keskeytyskustannuksia määrittäessä selvitetään kohdealueella sijaitsevien maaseutulähtöjen asiakkaiden kuormituskäyrät. Näiden perustella lasketaan kuuteen kuluttajaryhmään tiivistettynä asiakkaiden keskimääräiset vuosienenergian kulutukset. Laskennassa käytetään vuosienenergiaan perustuvaa arviota, sillä verkkotietojärjestelmässä ei ole saatavilla todelliseen kulutukseen pohjautuvaa tietoa. Jokaista asiakasryhmää vastaava teho voidaan laskea kun tunnetaan siirretty energiamäärä asiakasryhmittäin sekä kohdealueella kuluva teho. Pysyvän vian keskimääräisenä kestoaikana käytetään 1,16 h, joka on PKS:n viiden viime vuoden keskiarvo. Keskeytyskustannuksille

hinnat saadaan aiemmista tutkimuksista, jotka pohjautuvat Ryhmä 10:n 1990-luvulla tekemään selvitykseen (Lohjala 2005).

Keskeytyuskustannuksia laskettaessa otetaan kokonaissummassa huomioon myös jälleenkytkentöjen aiheuttamat kustannukset. Taulukossa 2.2 on esitetty Pohjois-Karjalan Sähkön jakelualueella verkoston pituudet sekä verkostossa olleet häiriöt vuosilta 2000 - 2004. Vikataajuuksina käytetään PKS:n jakelualueen keskimääräisiä vikataajuuksia.

Taulukko 2.2. Pohjois-Karjalan Sähkö Oy:n verkosto- ja vikatilastot vuosilta 2000-2004.

Vuosi	Verkoston pituus [km]	Keskeytysten lkm [kpl]	Vikoja [kpl/100 km]	PJK [kpl/100km]	AJK [kpl/100 km]	Keskeytyksen keskim. pituus [h]	Keskeytyksiä käyttäjillä [kpl]
2000	9 228	517	5,58	58,93	12,67	0,9	3,93
2001	9 257	587	6,31	35,17	10,74	1,53	3,91
2002	9 351	600	6,24	38,54	13,72	1,4	4,16
2003	9 384	581	6,19	52,45	16,49	0,97	3,92
2004	9 402	492	5,23	25,77	5,08	1,01	3,73
ka.	9 324	555	5,91	42,17	11,74	1,16	3,93

20 kV verkon keskeytyuskustannuksia laskettaessa mukaan otetaan viankorjauskustannukset K_{vika} , asiakkaalle keskeytyksestä aiheutunut haitta K_{KAH} , pikajälleenkytkennöistä aiheutunut haitta K_{pjk} sekä aikajälleenkytkennöistä aiheutunut haitta K_{ajk} . Keskeytysten kokonaiskustannus saadaan yhtälöstä

$$K_{K,kok} = K_{vika} \cdot \kappa_Y + (K_{KAH} + K_{pjk} + K_{ajk}) \cdot \kappa_K \quad (2.15)$$

missä κ_K = häiriökustannusten diskonttauskerroin

Keskeytyuskustannuksia laskettaessa diskonttauskerroin κ_K määritellään samoin kuin κ häviökustannuksia laskettaessa. Joten

$$\kappa_K = \varepsilon_1 \frac{\varepsilon_1^{t'} - 1}{\varepsilon_1 - 1} + \frac{(1 + \frac{r}{100})^{2t'}}{(1 + \frac{p}{100})^{t'+1}} \cdot \frac{\varepsilon_2^{t'-t'} - 1}{\varepsilon_2 - 1} \quad (2.16)$$

mutta kerroin ε_1 määritellään seuraavasti

missä kerroin ε_1 määritellään

$$\varepsilon_1 = \frac{(1 + \frac{r}{100})}{1 + \frac{p}{100}} \quad (2.17)$$

ja kerroin ε_2 määritetään kuten yhtälössä 2.6.

Viankorjauskustannukset eriteltyinä saadaan yhtälöstä

$$K_{\text{vika}} = f_k \cdot l \cdot k_{\text{vika}} \quad (2.18)$$

missä f_k = vikataajuus tarkasteltavalla johto-osuudella
 k_{vika} = viankorjauskustannus 20 kV johdolla

Keskeytyksestä aiheutuneen haitan kustannus kuluttajille, saadaan yhtälöstä

$$K_{\text{KAH}} = P_k \cdot f_k \cdot l \cdot t_k \cdot \sum (y_n \cdot k_{x,\text{KAH}}) \quad (2.19)$$

missä P_k = keskimääräinen lähdön teho
 t_k = keskimääräinen viasta aiheutunut keskeytysaika
 y_n = kuluttajaryhmien osuus sähköenergian kulutuksesta
 $k_{x,\text{KAH}}$ = kuluttajaryhmien KAH -arvo tunnin keskeytykselle

Pikajälleenkytkennöistä aiheutuneen haitan kustannus kuluttajille saadaan yhtälöstä

$$K_{\text{pjk}} = P_k \cdot f_{k,\text{pjk}} \cdot l \cdot \sum (y_n \cdot k_{x,\text{kpjk}}) \quad (2.20)$$

missä $f_{k,\text{pjk}}$ = pikajälleenkytkentöjen vikataajuus
 $k_{x,\text{kpjk}}$ = kuluttajaryhmille pjk:sta aiheutunut kustannus

Aikajälleenkytkennöistä aiheutuneen haitan kustannus kuluttajille saadaan yhtälöstä

$$K_{\text{ajk}} = P_k \cdot f_{k,\text{ajk}} \cdot l \cdot \sum (y_n \cdot k_{x,\text{kajk}}) \quad (2.21)$$

missä $f_{k,\text{ajk}}$ = aikajälleenkytkentöjen vikataajuus
 $k_{x,\text{kajk}}$ = kuluttajaryhmille ajk:sta aiheutunut kustannus

(Lohjala 2005). Liitteen II taulukossa 2 on esitetty KAH -arvot sekä liitteessä III esimerkkilasku kohteen 1 keskeytyskustannusten laskennasta.

2.5 Maankäyttökustannukset

Yhtenä vaikeutena nykyisessä verkoston rakennuksessa on maankäyttölupien hankinta. Suunnittelijat joutuvat käyttämään aikaansa yhä enemmän maankäyttöasioista sopimiseen. Ongelma ei koske pelkästään uudisrakentamista vaan myös olemassa olevien linjojen saneeraamista. Vanhoja maanvuokrasopimuksia joudutaan tällöin uusimaan käyttöoikeussopimuksiksi. Lupien hankinta vaikeutuu entisestään maanarvostuksen kasvaessa jatkuvasti sekä tilojen pirstoutuessa useammille omistajille.

Maanvuokrasopimusten uusiminen käyttöoikeussopimuksiksi kestää vielä vajaan kahdenkymmenen vuoden ajan, sillä vuodesta 1975 alkaen kaikki sopimukset on tehty käyttöoikeussopimuksina. Siihen asti on saneerauksen yhteydessä tarkistettava maankäyttöoikeudet. Maanomistajat ovat jossain tapauksissa haluttomia uusimaan lupia, sillä he eivät koe olevansa velvollisia luovuttamaan maataan sähköverkkoa varten ja tämä riitauttaa usein maanomistajan sekä sähköyhtiön. Riitojen selvittely rakennuslautakunnassa sekä alemmissa oikeusasteissa on hidasta ja työlästä. Myös rakentamisen riitauttavan sähköyhtiön imago kärsii varsinkin muiden maanomistajien keskuudessa.

Käyttöoikeussopimusten kustannusten yhteydessä 20 kV verkolle käytetään laskennassa 10 m leveyttä. Tutkittavissa kohteissa saneerattavien linjojen ajatellaan sijaitsevan metsämaalla, joka kuuluu I -veroluokkaan. Kohdealue kuuluu sopimuksen (Sener 2003) II -alueeseen ja korvaus tällöin on 302 €/ha. Peltopylväskorvauksia saneerauksen yhteydessä ei oteta huomioon, sillä korvaus peltoalueella on sama riippumatta johtotyypistä, mikäli johto rakennetaan ilmajohtona. Myöskään tonttikustannuksia ei huomioida, sillä kohdealueiden johtohaarat sijaitsevat pääosin maaseudulla. Puustosta maksettavaa korvausta ei huomioida, sillä ei linjalla kasva puustoa uusittaessa linjat entiselle paikalleen. Senerin kustannuksissa huomioidaan puustosta ja johtokadusta aiheutuvat korvaukset uudisrakentamisessa. Korvaukset käyttöoikeussopimuksen tekemisestä metsäalueelle on esitetty taulukossa 2.3.

Taulukko 2.3. MTK:n ja Senerin sopimuksen mukaiset korvaukset metsätalousmaasta, €/ha.

Alue	Veroluokka					Kitu-/ joutumaa
	I	II	III	IV		
I	403	252	185	134	67	
II	302	168	151	109	42	
III	185	151	101	76	17	

Muut laskennassa käytetyt kustannukset on esitetty liitteen II taulukossa 1.

2.6 Kannattavan saneerauksen reunaehdot

Määritellään saneerausmenetelmille kannattavuuden rajat. Jotta investointi saataisiin kannattavaksi, täytyy saneerauskohteissa KAH -kustannuksista saatujen säästöjen olla saman suuruiset kuin investointi- ja purkamiskustannukset. Käytännössä myös häviö-, ylläpito- sekä maankäyttökustannukset vaikuttavat saneerauksen kannattavuuteen, mutta yksinkertaistetaan kannattavuustarkastelu ja keskitytään pelkästään investointi- ja purkamiskustannuksiin. Yhtälössä 2.22 määritellään saneerauksen kannattavuudelle rajat lähdön keskimääräisen tehon ja vikataajuuden muutoksen suhteessa.

$$P = \frac{K_{\text{inv}} + K_{\text{purk}} - \kappa_Y \cdot K_{\text{vika}}}{l \cdot (f_{\text{vika}} \cdot t \cdot \Sigma y_n \cdot k_{\text{vika}} + f_{\text{pjk}} \cdot \Sigma y_n \cdot k_{\text{pjk}} + f_{\text{ajk}} \cdot \Sigma y_n \cdot k_{\text{ajk}})} \quad (2.22)$$

missä K_{inv} = investointikustannukset
 K_{purk} = purkukustannukset

Yhtälöä käytetään tarkasteltaville tekniikoille määrittelemään rajat investoinnin kannattavuudelle, jolloin korvaava saneeraus osoittautuu perinteistä kannattavammaksi. Perinteisestä saneerauksesta tarkasteltavina ovat sekä pylväiden että pylväiden ja johtimien vaihtaminen.

3 1000 V-järjestelmä

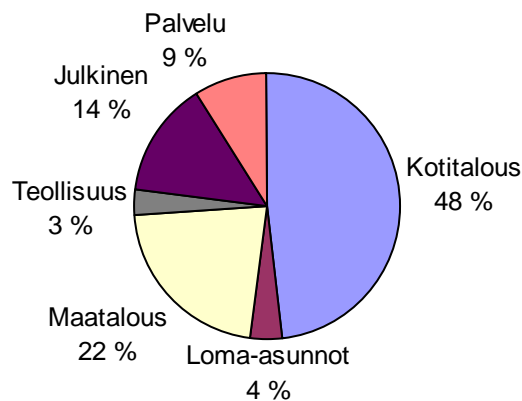
1000 V-järjestelmä on työn tekohetkellä tekemässä tuloaan sähköjakelun kolmanneksi jänniteportaaksi. Aikaisemmissa tutkimuksissa on keskitytty tarkastelemaan 1000 V-järjestelmän teknisiä reunaehtoja sekä teknillistä-loudellista kannattavuutta (Lohjala 2005; Kaipia 2004). Tässä työssä keskitytään tarkemminkin 1000 V-järjestelmän sekä muiden uusien tekniikoiden tarkasteluun saneerausvaihtoehtoina. 1000 V-järjestelmän kustannuksia verrataan saneerauksessa perinteisesti käytettyjen ratkaisumallien kustannuksiin.

3.1 1000 V-tutkimuksen kohdealue

Diplomityössä kohdealueeksi valittiin Pohjois-Karjalan Sähkön jakelualueelta Juuan ja Ahmovaaran sähköasemien sekä Kuhnustan kytkinaseman syöttämä alue. Kuhnustan kytkinasemaa syöttää Ahmovaaran lähtö, J08-Kuhnusta.

Kohdealueella kj-verkoston pituus on 803,4 km ja asiakkaita 3 706. Kohdealueen valintaan vaikuttaa kyseessä olevan verkoston monimuotoisuus, sillä tarkasteltavalla alueella sijaitsee raskasta teollisuutta, maisemallisesti herkkää kansallispuistoa sekä vaihtelevia kulutuksia. Alue on pääosin haja-asutusaluetta, mikä kuvastaa hyvin koko PKS:n verkoston rakennetta. Näin saadaan kattava näkemys koko verkoston tulevasta kehitystarpeesta.

Asiakasryhmien jakauma noudattaa kohdealueella PKS:n yleistä asiakasjakaumaa melko hyvin, joten laskennassa käytettiin koko yhtiön asiakasjakaumaa. Koko yhtiön prosentuaalinen asiakasjakauma on esitetty kuvassa 3.1.



Kuva 3.1. Koko Pohjois-Karjalan Sähkön jakelualueen prosentuaalinen asiakasjakauma.

3.2 1000 V käytettävyys kohdealueella

Kohdealueella sähköverkko on rakennettu pääosin rengasmaiseksi, mutta sitä käytetään säteittäisenä. Koska verkko on rengasmainen, ei tässä tapauksessa tule latvajohtojen korvaaminen 1000 V-järjestelmällä kyseeseen. Alueella on kuitenkin runsaasti lyhyitä, pienitehoisia haarajohtoja, joihin tekniikan soveltuvuutta tutkitaan.

Kohdealueella sijaitsee laaja, 3000 ha Kolin kansallispuisto. Kansallispuiston alueelle rakennettavalle sähköverkostolle on vaikea saada lupia ja verkoston rakenteessa joudutaan ympäristöasiat ottamaan huomioon. Maise-
mallisesti 1000 V-järjestelmä sopisi mainiosti kansallispuistoon, sillä leveitä johtokatuja ei tällöin tarvita. Varsinkin kaapeloidessa 1000 V-järjestelmää, ei herkkään kansallispuistomaisemaan tarvitsisi tuoda niin runsaasti näkyviä komponentteja.

Alustavassa tutkimuksessa selvitetään koko kohdealueen verkoston laatu. Tehtävänä on etsiä sellaiset kohteet verkosta, joihin 1000 V-järjestelmää voitaisiin soveltaa reunaehtojen puitteissa. Reunaehdot saatiin Järvi-Suomen Energialta, he ovat tutkineet ja testanneet 1000 V-järjestelmää sekä heillä on ainoana yhtiönä järjestelmä tuotantokäytössä. Haarajohtoja koskevat reunaehdot ovat

- haaran pituus alle 4 km,
- siirretty teho alle 40 kW ja
- muuntaja koko ≤ 50 kVA.

Haaranpituuden alarajaksi asetetaan 400 m. Tämä raja on arvio, joka perustuu aiempiin tutkimuksiin (Lohjala 2005);(Kaipia 2004). Alarajan määrittäminen on tehtävä, sillä alle 400 m pituisilla haaroilla 1000 V-järjestelmän kustannukset nousevat huomattavan suuriksi kahden muuntajan takia.

Tutkimus käynnistettiin Järvi-Suomen Energian pyynnöstä. He kartoittivat 1000 V-järjestelmän käyttömahdollisuutta useamman sähköyhtiön alueella ja tutkivat järjestelmän vaatimien komponenttien tarvetta.

Juuan, Ahmovaaran sekä Kuhnustan alueelta löytyy edellä mainitulla rajauksella 171 haarajohtoa, joiden kokonaispituus on 257,5 km. Siirrettävät tehot haaroilla vaihtelevat 0 kW:sta aina 40 kW ylärajaan saakka. Tutkittaessa 1000 V-järjestelmän käyttöastetta on mukana myös Polvijärven sähköaseman takana oleva verkko, jolloin kohdealueen verkostopituudeksi saadaan 1 233,1 km. 1000 V-käyttöastetutkimuksessa otoksen suuruus on 13 % PKS:n verkoston kokonaispituudesta ja pelkästään kohdealue huomioiden 9 %. Taloudellisuuslaskelmia ei tehdä Polvijärven alueelle.

Vuoden 2005 alussa PKS:n keskijänniteverkoston kokonaispituus oli 9 402 km ja muuntajia oli verkossa 8 684 kpl. Mikäli 1000 V-järjestelmä olisi mahdollista ottaa käyttöön täydessä laajuudessaan, jäisi verkkoon 6 652 km kj-verkkoa ja 1000 V-järjestelmän verkostopituus olisi 2 750 km, eli 30 % koko verkostopituudesta. Koska järjestelmä tarvitsee kaksi muuntajaa toimiakseen, kasvaisi nykyinen muuntajamäärä verkossa 10 424 kappaleeseen. Tämä olisi noin 20 %:n lisäys nykyiseen tilanteeseen nähden. Taulukossa 3.1 on esitetty nykyisen verkoston tilanne sekä tilanne, mikäli 1000 V-järjestelmä otettaisiin käyttöön täydessä laajuudessaan.

Taulukko 3.1. Verkoston tunnusluvut nyt sekä 1000 V-järjestelmän ollessa käytössä täydessä käyttöpotentiaalissaan.

	Verkosto 1.1.2005	Verkosto 2030	Yksikkö
kj-verkon pituus	9 402	6 654	km
20/0,4 kV muuntajat	8 684	5 280	kpl
1 kV verkoston pituus	0	2 750	km
21/1 kV muuntajat	0	1 580	kpl
1/0,4 kV muuntajat	0	3 095	kpl
20/1/0,4 kV muuntajat	0	5 280	kpl

Käytettävyytutkimuksen tuloksia tarkasteltaessa tulee huomioida, ettei alkuvaiheessa tarkastella muuta kuin korvattavissa olevan verkoston määrää karkein reunaehdoin. Jotta tutkimustulos saataisiin luotettavaksi, olisi reunaehdot määriteltävä yksityiskohtaisemmin. Tässä vaiheessa myöskään kustannuksiin ei puututa ja tarkastelu suoritetaan pelkästään teknisten reunaehtojen perusteella.

3.3 1000 V-järjestelmän elinkaarikustannukset

1000 V-järjestelmän investointikustannuksia verrattessa 20 kV haarajohtojen saneeraamiseen entiselleen, perinteisessä saneeraamisessa otetaan huomioon pylväiden vaihtaminen, muuntamoiden rakentaminen uudelleen sekä muuntajien vaihtaminen. Koska tarkasteltavat haarajohdot ovat pienitehoisia, ei johtimien vaihdolle ole tarvetta.

1000 V-järjestelmän rakennuskustannuksista otetaan huomioon syöttävän muuntamon rakentaminen, johdon rakentaminen sekä 1/0,4 kV muuntamon rakentaminen. Kustannuksina käytetään pääosin Senerin verkostosuosituksen kustannuksia. Muuntajien hinnat lasketaan vastaamaan Senerin kustannuksia, koska työn tekohetkellä ei Seneriltä ole arviota 1000 V-muuntajien kustannuksista. Kilometrin pituiselle johto-osuudelle hinnaksi tulee 27 k€, joka sisältää molemmat tarvittavat muuntajat, AMKA 70-johdon sekä 1/0,4 kV keskuksen.

1000 V-järjestelmän vaatimien muuntajien hintoina käytetään Onninen Oy:n hintoja (Sormunen 2005). Hintojen oletetaan kuitenkin laskevan 30 %, sillä tullessaan laajamittaisemmin käyttöön, laskevat järjestelmän vaatimien

komponenttien valmistuskustannukset sarjatuotannon ansiosta (Lohjala 2005; Kaipia 2004).

1000 V-järjestelmää rakennettaessa joudutaan purkamaan olemassa olevaa 20 kV verkkoa. Purkamisesta aiheutuvat kustannukset huomioidaan investointikustannuksissa ja yksikköhintoina (2 540 €/km) käytetään Senerin kustannuksia.

Häviökustannukset

Häviökustannuksia laskettaessa otetaan huomioon haaralla tapahtuvat häviöt ja muuntajissa tapahtuvat kuormitus- sekä tyhjäkäyntihäviöt. Haarajohdolla siirtyvä teho määritellään kaikkien tarkasteluun sopivien johtosuuksien painotettuna keskiarvona. Haaralla siirtyväksi keskimääräiseksi tehoksi saadaan 18 kW. Muuntajien kautta kulkevat tehot määritellään kokoaltaisesti. Tehot on esitetty aiemmin taulukossa 2.1.

Häviökustannuksia laskettaessa johtoladuksi oletetaan Sparrow. Käytännössä suurin osa haarajohdoista onkin Sparrowia, mutta verkossa esiintyy hieman myös Swania sekä Fersemalia. 1000 V-verkossa häviöt mitoitetaan AMKA 70:lle.

Ylläpitokustannukset

1000 V-järjestelmän ylläpitokustannuksina käytetään pj-verkon ylläpitokustannuksia. Pj-verkon ylläpitokustannukset vuosilta 2002 - 2004 on esitetty kuvassa 2.1 ja keskimääräiseksi hinnaksi saadaan 53 €/km,a. Todellisuudessa ylläpitokustannukset 1000 V-järjestelmälle olisivat hieman suuremmat, sillä nykyiset pj-verkon ylläpitokustannukset sisältävät pelkästään yhden muuntajan ylläpitokustannukset. Muuntajamäärän kasvun lisäksi ylläpitokustannuksia nostaa 1000 V-keskuksen huolto- ja mahdollinen korjaustarve.

Keskeytyskustannukset

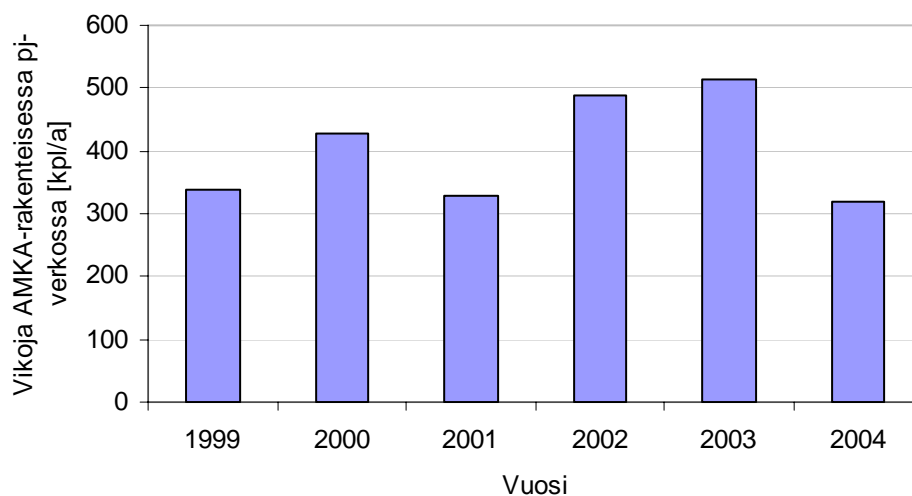
Vertaillen keskeytyskustannusten vaikutusta 1000 V-järjestelmän ja 20 kV haarajohtojen välillä, 20 kV lähdölle määritellään keskimääräiset arvot.

Haaroille lasketaan niillä vuosittain esiintyvät viat ja kerrotaan saatu lähtökohtainen vikamäärä lähtöjen lukumäärällä. Kohdealueen haarojen keskimääräiset tiedot on esitetty taulukossa 3.2.

Taulukko 3.2. Juuka – Ahmoavaara – Kuhnusta -kohdealueen tarkasteltavien lähtöjen sekä niiden haarojen keskimääräiset tiedot.

	Määrä	Yksikkö
Lähtöjen pituus	54,27	km
Lähtöjen asiakasmäärä	352	kpl
Lähtöjen korv. haarapituus	17,22	km
Lähtöjen kokonaismäärä	15	kpl
Lähtöjen keskiteho	1542	kW
Keskeytyksen pituus	1,16	h
Keskeytyksiä käyttäjillä	3,93	kpl/a
1 kV- muuntamoita	10	kpl/lähtö
1/0,4 kV-muuntamoita	2	kpl/1 kV mp
Muuntopiirin asiakasmäärä	7	kpl/mp

Laskettaessa 1000 V-järjestelmän keskeytyskustannuksia, joudutaan tekemään enemmän oletuksia kuin laskettaessa 20 kV johdolle aiheutuneita keskeytyksiä. Mikäli 1000 V johdolla tapahtuu vika, aiheutuu siitä keskeytys pelkästään kyseisen haaran takana oleville asiakkaille. Kuvassa 3.2 on esitetty PKS:n koko jakelualueella AMKA -verkossa ilmenneet viat. Näiden perusteella on laskettu kohdealueelle korvaavaksi tulevalle AMKA -verkolle vikataajuudet. Kohdealueen tarkastelussa otetaan huomioon myös 20/1 kV muuntopiirin takana sijaitsevien asiakkaiden kokemat keskeytykset.



Kuva 3.2. AMKA -rakenteisessa pj-verkossa esiintyneet viat vuosina 1999-2004 PKS:ssä.

Keskimäärin PKS:n AMKA -verkossa esiintyy 402 vika/a. Samalla aikavälillä keskimääräinen AMKA -verkonpituus on ollut 9 228 km. Vikataajuudeksi AMKA -verkolle saadaan 0,0437 vikaa/km,a.

Maankäyttökustannukset

MTK:n ja Senerin sopimuksen, Suositussopimus tele- ja sähköjohdoista, mukaan pienjännitejohdon rakentamista ei korvata maanomistajille (Sener 2003). 1000 V-järjestelmän maankäyttökustannuksissa korvattavaksi maal alueeksi käytetään 2 m leveää johtokatua. Periaatteessa tämä ei olisi tarpeen, mutta sopimuksen uusimista helpottaa huomattavasti maanomistajan saama korvaus sekä vapaaksi jäävän johtokadun palautus maaomistajan hallintaan. Tällä periaatteella laskettuna tulee kj-johdon saneeraamisen hinta vastaavaan paikkaan maankäyttökustannuksiltaan viisinkertaiseksi.

3.4 1000 V-järjestelmän kannattavuusanalyysi

Tässä työssä 1000 V-järjestelmän käyttömahdollisuutta tarkastellaan laajalle kohdealueelle suoritettavalla tutkimuksella. Käyttöasteen lisäksi määritetään kannattavuuden rajat järjestelmän käytölle yksittäisissä kohteissa. Määritettävillä kannattavuusrajoilla tutkitaan 1000 V-järjestelmää kilometrin pituisen haaran saneerauksessa. Yksittäisiä kohteita tutkittaessa 1000 V-järjestelmälle oletetaan korvaavan haaran vikataajuuden olevan nolla.

1000 V-järjestelmän investointikustannukset ovat noin 20 k€/km kalliimmat kuin perinteinen saneeraus vaihtamalla pylvää, ja noin 14 k€/km kalliimpaa kuin saneeraus vaihtamalla pylvää sekä johdin Sparrow:ksi. Kilometrin pituisen haaran saneeraaminen tulee kannattavaksi 1000 V:lla, mikäli lähdön keskimääräinen teho P_k on vähintään 1400 kW vaihdettaessa pylvää ja 1000 kW vaihdettaessa pylväiden lisäksi myös johtimet. Kilometrin pituisen saneerauksen muutos johtolähdön häiriömääriin 40 vuoden pitoajalla on esitetty taulukossa 3.3.

Taulukko 3.3. Kilometrin pituisen haaran saneeraamisesta 1000 V-järjestelmällä saatava hyöty häiriömäärien kehityksessä koko lähdölle 40 vuoden aikana.

Häiriöt	Muutos [kpl]
Pysyviä vikoja	2
PJK:t	17
AJK:t	5

1000 V vaikutukset kohdealueelle

Tutkittaessa 1000 V-järjestelmän vaikutuksia kohdealueelle, havaitaan että halvimpaksi vaihtoehdoksi tulee edelleen perinteisellä menetelmällä saneeraaminen. Viime vuosien runsaat lumikuormat sekä suuret myrskyt ovat kasvattaneet sähköyhtiöissä painetta toimitusvarmuuden parantamiseen. Tämä onkin tärkein tavoite Sähkönjakelu 2030 -projektissa. 1000 V-järjestelmä parantaa sähkönjakelun luotettavuutta huomattavasti. Se poistaa verkostosta häiriöalttiita johtohaaroja, joilla olevien vikojen korjaaminen on usein hitaampaa sekä hankalampaa kuin rungolla olevien vikojen. Mikäli kohdealueella hyödynnettäisiin koko 1000 V-järjestelmän käyttöpotentiaali, olisi saneerauksella huomattava vaikutus häiriöiden vähenemiseen. Häiriömäärien muutos on esitetty taulukossa 3.4.

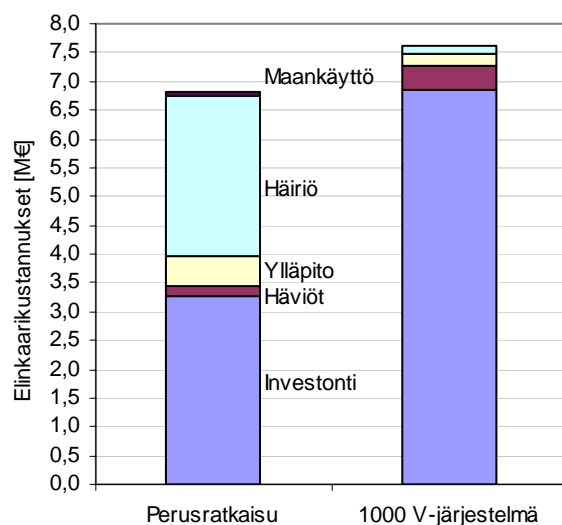
Taulukko 3.4. Häiriömäärien kehitys Juuka – Ahmovaara – Kuhnusta -kohdealueella 1000 V-järjestelmän täysimittaisen käyttöönoton jälkeen 40 vuoden pitoajalla.

Häiriöt	Perusratkaisu [kpl]	Korvaava ratkaisu [kpl]	Muutos [kpl]	Muutos [%]
Pysyviä vikoja	1 899	1 290	-609	-32
PJK:t	13 551	9 207	-4 344	-32
AJK:t	3 773	2 563	-1 210	-32

Investointi- ja häviökustannuksiltaan 1000 V-järjestelmä on edelleen kalliimpi kuin perinteinen saneeraus. Ylläpitokustannukset järjestelmällä ovat puolta pienemmät ja maankäyttökustannukset putoavat noin 1/5 -osaan. Taulukossa 3.5 ja kuvassa 3.3 on esitetty sekä perinteisen saneerauksen että 1000 V-järjestelmän elinkaarikustannukset 40 vuoden pitoajalla.

Taulukko 3.5. Koko Juuka – Ahmovaara – Kuhnusta -kohdealueen 1000 V-järjestelmän ja perinteisen saneerauksen elinkaarikustannukset.

Kustannukset	Perusratkaisu	Korvaava ratkaisu	Muutos	Muutos
	[M€]	[M€]	[M€]	[%]
Investointi	3,265	6,860	3,595	327
Häviöt	0,191	0,399	0,208	109
Ylläpito	0,495	0,234	-0,261	-53
Häiriö	2,802	0,119	-2,683	-96
Maankäyttö	0,078	0,016	-0,062	-79
Yhteensä	6,831	7,628	0,797	12



Kuva 3.3. Koko Juuka – Ahmovaara – Kuhnusta -kohdealueen 1000 V-järjestelmän ja perinteisen saneerauksen elinkaarikustannukset.

3.5 1000 V-järjestelmän johtopäätökset

Kokonaiskustannuksiltaan 1000 V-järjestelmä tulee edelleen kalliimmaksi kuin perinteinen saneeraaminen, mutta varsinkin häiriöiden määrän väheneminen tekee järjestelmän käyttöönoton kiinnostavaksi. Epävarmuutta järjestelmän kustannuksissa aiheuttaa toistaiseksi sen vähäinen käyttökokeemus. Varsinkin ylläpitokustannuksia on vaikea arvioida, sillä 1000 V-tarvikkeiden huoltotarpeesta ei ole vielä tietoa.

Työn tekohetkellä järjestelmä on tuotantokäytössä Järvi-Suomen Energialla. Myös PKS:llä tutkitaan järjestelmän käyttömahdollisuuksia. Kiinnostus järjestelmää kohtaan on kasvanut myös asiakkailla. Tarjouspyyntöjä 1000 V-järjestelmälle tulee uudiskohteista, joissa perinteisen 2-jänniteportaisen jakeluverkon rakentaminen olisi liian kallista.

Mikäli 1000 V-järjestelmä otetaan kolmanneksi jänniteportaaksi sähkönjakelussa, tulee sen käytöstä laatia riittävän tarkat ohjeet ja määrittää potentiaaliset käyttökohteet etukäteen. Seudulla jossa, sähkön kulutus on kasvussa, on käyttöönotossa omat riskinsä. Jos järjestelmän siirtokyky tulee vastaan ennen suunniteltua pitoaikaa, joudutaan tekemään kalliita investointeja ennen aikaisesti. Toisaalta saneerattaessa verkkoa tunnetaan kohdealue paremmin kuin uutta rakennettaessa. Saneerauskohteissa voidaankin 1000 V-järjestelmää käyttää riskittömämmin kuin sähköistettäessä uusia kohteita. Varsinkin pienitehoisten haarajohtojen saneeraukseen 1000 V-järjestelmä olisi käyttökelpoinen vaihtoehto. Myös asiakkaita tulee informoida riittävän järjestelmän sopivuudesta.

4 Keskiänniteverkon korvaavat saneerausmenetelmät

Keskiänniteverkon korvaavista saneerausmenetelmistä tässä työssä tarkastellaan johtojen siirtämistä teiden varsille, kirkkaan avojohdon muuttamista päällystetyksi avojohdoksi sekä maakaapelointia. Tutkimuksen tavoitteena on selvittää saneerausmenetelmän elinkaarikustannukset sekä investoinnin vaikutus saneerattavan johtolähdön häiriömääriin. Tarkasteltavista tekniikoista suoritetaan käytettävyyssanalyysi. Kannattavuusanalyysin soveltuvuutta tarkastellaan kahdella esimerkkikohteella. Valittavat esimerkkikohteet ovat tyypillisestä PKS:n jakeluverkkoa tai kehittämistarpeessa suurten häiriömäärien takia.

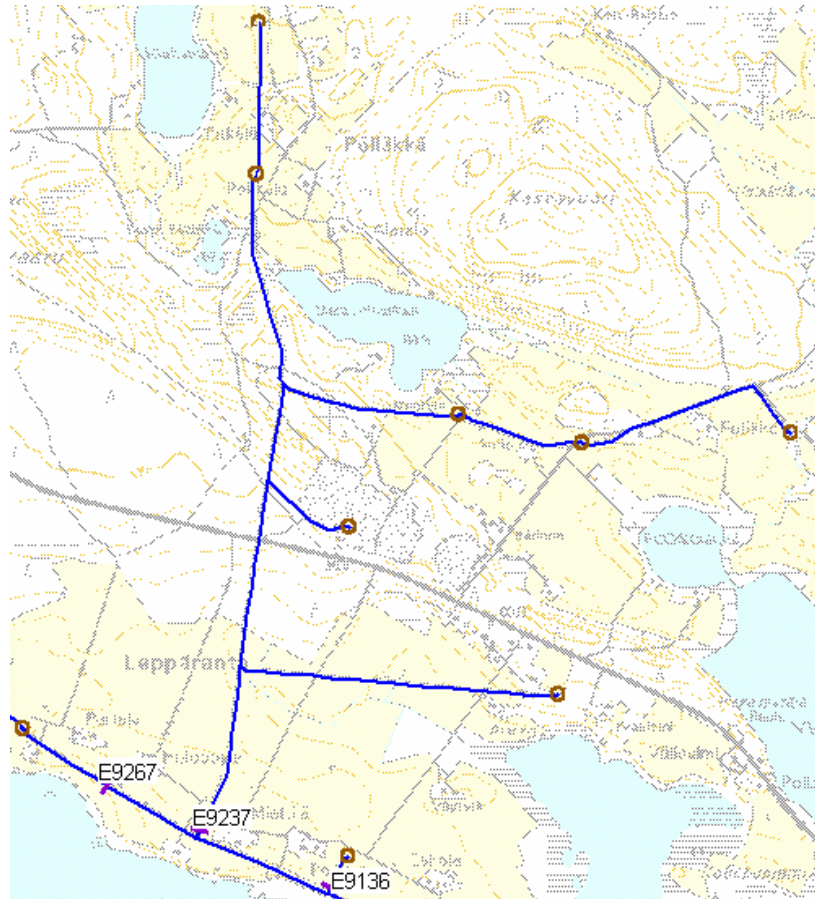
4.1 Johdon siirtäminen tien varteen

Johdon siirtäminen tien varteen on tutkimuskohteena, koska verkostoa haluttuaan kehittää helpommin käytettäväksi. Myös käyttöhenkilöstöltä saatu palaute puoltaa verkoston siirtämistä teiden varsille.

Nykyinen verkosto on rakennettu yleensä pienissä osissa kulutustarpeen mukaan. Kun rakentaminen on määräytynyt kulutuksen ja saatavilla olevien raaka-aineiden mukaan, on ymmärrettävää että verkoston topologia on muodostunut paikoin hieman epäkäytännölliseksi. Sama asia koskettaa useaa sähköyhtiötä, joten ei siis ihme, että verkoston kokonaisvaltaiseen kehittämiseen on kiinnostusta. Topologiasta olisi nyt mahdollisuus karsia epäkohdat, jolloin verkostopituutta voitaisi lyhentää ja verkkoa muokata paremmin käytettävä.

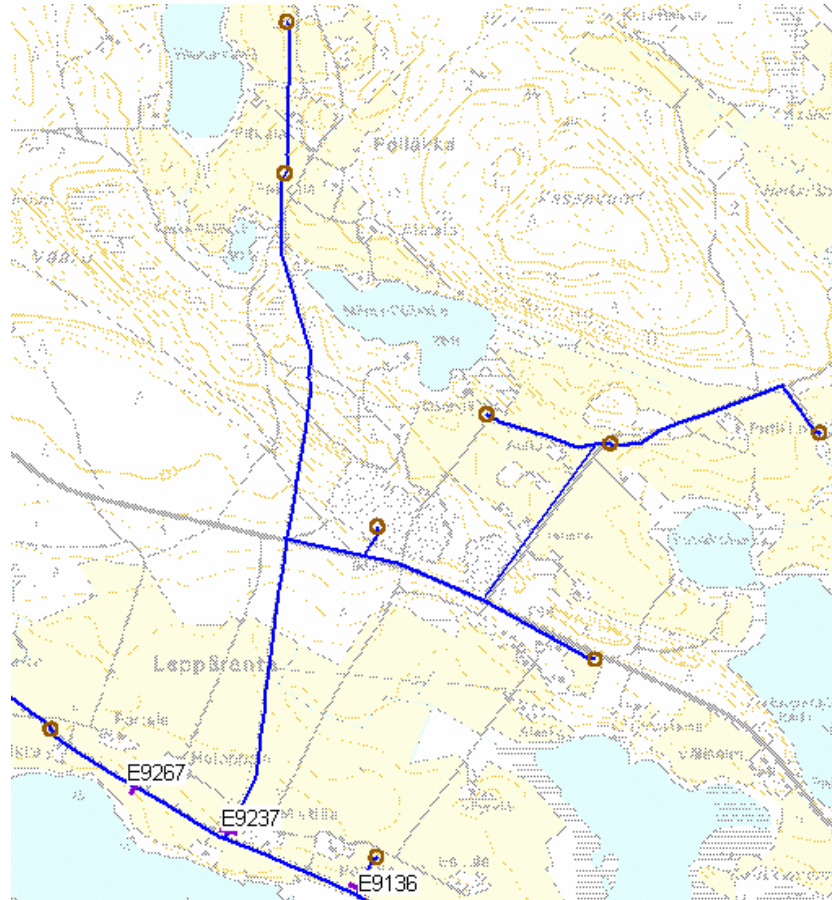
Verkontopologiaa muutettaessa voi olemassa olevasta haarasta muodostua lähdölle uusi runkojohto. Tällaisissa tapauksissa kannattaa tarkastella lähdön käyttötarvetta kokonaisuuden kannalta. Joillakin johto-osuuksilla verkkoa olisi vahvistettava varasyöttömahdollisuuksien takia. Kaikkia nykyisiä varasyöttöyhteyksiä ei ole rakennettu riittäviksi tai ei ole edes suunniteltu käytettäväksi varasyöttöyhteyksinä. Saneerauksen yhteydessä onkin tarkasteltava aina, vastaako kyseisen johto-osuuden siirtokyky käytölle asetettuja vaatimuksia.

Kuvassa 4.1 on esitetty verkoston osa, jossa topologia on muodostunut päät-kittäin. Kuvassa 4.2 on esitetty eräs vaihtoehto kohteen saneeraamiseksi.



Kuva 4.1. Esimerkki verkostossa olevan haaran topologiasta joka on rakennettu osissa.

Vikojen paikantaminen on hankalaa sekä hidasta kuvan verkkomallissa. Jotta verkko saataisiin vikatilanteissa helposti rajattavaksi, jokaisella alahaaralle olisi oltava oma erotin. Mikäli johdosta purettaisiin alahaaroja ja niitä siirrettäisiin tienvarteen, saataisiin haarasta paremmin käytettävä ja johtohaaran vikataajuus pieneni.



Kuva 4.2. Eräs mahdollisuus kuvan 4.1 haaran saneeraamiseksi paremmin käytettäväksi.

Tässä vaihtoehdossa erottimen E9237 takana olevan haaran kokonaispituus lyhenee 170 m ja metsästä saadaan poistettua 1 750 m vikaherkkää johtoa. Vaikka yksittäiset muutokset verkoston topologiassa eivät aiheuta suurta muutosta kokonaisvikamäärään, on niillä suuri merkitys kokonaisvaltaisessa tarkastelussa. Mikäli vikojen rajaamisaikaa haluttaisiin lyhentää lisäämällä verkostoon erotin, on erottimen paikka helpompi määrittää kuvan 4.2 vaihtoehdossa kuin kuvan 4.1 tapauksessa.

4.1.1 Johdon tien varteen siirtämisestä aiheutuvat elinkaarikustannukset

Investointikustannukset

Tien varteen siirron investointikustannuksia vertaillaan verkoston perinteisen saneeraamisen kustannuksiin. Perinteisen menetelmän kustannuksina käytetään pylväiden ja johtimien vaihtamisesta aiheutuvia kuluja. Molemmissa tarkasteltavissa tapauksissa kyseessä ovat varasyöttötilanteen kannal-

ta merkittävät johdot, joissa vaaditaan suurempi poikkipintaiset johtimet. Laskettaessa johdon tienvarteen siirtämisestä aiheutuvia kustannuksia, otetaan huomioon uuden johdon rakentamisesta aiheutuneet kulut sekä vanhan verkon purkamisesta aiheutuvat kustannukset.

Häviökustannukset

Häviökustannukset eivät muutu juurikaan siirrettäessä johto tienvarteen. Mikäli muutoksen yhteydessä vaihdetaan johtolaatua, muuttuu johtimen resistanssi. Resistanssin muuttuessa myös johdolla syntyvät häviöt muuttuvat.

Ylläpitokustannukset

Tienvarteen siirrettävälle johdolle ylläpitokustannuksina käytetään avojohdon ylläpitokustannusta.

Häiriökustannukset

Häiriökustannusten laskenta tienvarteen siirretylle johdolle osoittautui huomattavasti vaikeammaksi kuin perinteiselle verkolle. Tämä johtui suurimmaksi osaksi tilastotiedon puutteesta. Lähtökohtaisesti johdon siirto tienvarteen pienentää johdon vikataajuutta. Vaikka johdon toinen puoli jääkin vapaaksi puustosta, ei johdon vikataajuutta voida puolittaa.

Määritettäessä tienvarressa olevan johdon vikataajuutta, on johdolle aiheutuneista vioista puolitettu vikamäärät, jotka ovat aiheutuneet lumikuorman kaatamista puista, tuulesta sekä myrskystä ja varomattomasta puiden kaadosta. Ukkosesta, käyttövirheistä ynnä muista aiheutuneet vikamäärät eivät ole riippuvaisia verkon topologiasta. Tietyt viat, kuten rakenneviat sekä ilkivalta voivat lisääntyä. Teiden varsilla joudutaan käyttämään enemmän haksia sekä tukia kuin metsässä olevilla johto-osuuksilla. Komponenttien lisääntyessä verkostossa, kasvaa mahdollisuus niiden vikaantumiseen. Näkyvällä paikalla ollessaan kasvaa myös ilkivallan todennäköisyys.

Keskeytyksen keskimääräinen kesto-aika lyhenee siirrettäessä johto tienvarteen. Tässä työssä keskimääräisen kestoajan oletetaan lyhenevän 30 % (Par-

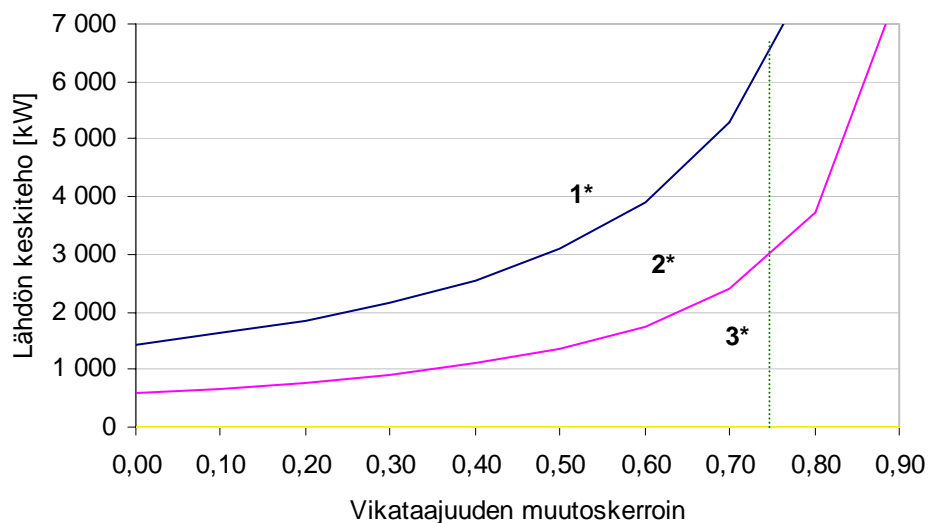
tanen 2005c). Tien varteen siirrettävän verkon tarkastelussa käytetään keskimääräisenä kestoaikana 0,812 h (1,16).

Maankäyttökustannukset

Verkon topologian muuttaminen ei vaikuta juurikaan maankäyttökustannuksiin. Mikäli johto siirretään tienvarteen, joudutaan tiehallinnolta anomaan viranomaislupa, joka maksaa noin 110 €. Muihin kustannuksiin verrattuna ei luvan hinnalla ole suurta osuutta kokonaiskustannuksissa. Toisaalta maanomistajat suhtautuisivat mahdollisesti suopeammin tienvarteen rakennettavaan verkkoon kuin metsäpalstaa halkovaan johtoon.

4.1.2 Johdon tien varteen siirtämisen kannattavuusanalyysi

Johdon tienvarteen siirron investointikustannuksiksi saadaan käytettävästä johtolaadusta riippuen 16 – 23 k€/km sisältäen uuden johdon rakentamisen sekä vanhan purkamisen. Siirtämisen investointikustannukset ovat noin 10 k€/km korkeammat kuin saneeraus vaihtamalla pylväät ja 3,5 – 4 k€/km korkeammat kuin sekä pylväiden että johtimien vaihtaminen. Yhtälön 2.22 perusteella saadaan kannattavuus johdon tien varteen siirtämiselle lähdön keskimääräisen tehon ja vikataajuuden muutoksen funktiona. Kannattavuuden rajat on esitetty kuvassa 4.3.



Kuva 4.3. Tienvarteen siirron kannattavuusanalyysi. 1* - siirto kannattavaa, kun vaihdetaan pelkät pylvää; 2* - siirto kannattavaa kun vaihdetaan sekä pylvää että johtimet; 3* -siirto ei kannata. Katkoviivalla merkitään työssä käytettyä arviota vikataajuuden muutoksesta tienvarteen siirrettäessä.

Mikäli olemassa olevasta linjasta vaihdetaan pelkästään pylvää ja vikataajuus laskee siirron ansioista 25 %, pitäisi johdon keskiteho olla yli 6 000 kW ensimmäisenä vuonna. Vaihdettaessa sekä pylvää että johtimet, riittää johdon keskitehoksi 3 000 kW. Kilometrin pituisen johto-osuuden siirrolla metsästä tienvarteen saataisiin laskennassa käytetyllä vikataajuuden muutoksella taulukon 4.1 mukainen säästö vikamäärissä ensimmäisenä vuonna.

Taulukko 4.1. Kilometrin johto-osuuden siirtämisestä metsästä tienvarteen saatava hyöty häiriömäärien kehityksessä ensimmäisenä vuonna.

Häiriöt	Ennen [kpl/km]	Jälkeen [kpl/km]	Muutos [%]
Pysyviä vikoja	0,0591	0,0443	-25
PJK:t	0,4217	0,3663	-25
AJK:t	0,1174	0,0881	-25

Seuraavassa on esitelty kaksi esimerkkikohdetta johdon siirtämisestä tienvarteen. Molemmilla lähdöillä saneeraus on ajankohtainen ja kummassakin tapauksessa sähkönlaadun parantaminen on tarpeen. Molemmissa kohteissa esitetään lähtötilanne sekä yksi ratkaisu siitä, millaiseksi verkko voitaisi saneerata. Periaatteena molemmissa ratkaisuissa on johdon siirtäminen met-

sästä tienvarteen ja johtolaadun mitoittaminen sille asetettuja vaatimuksia vastaavaksi.

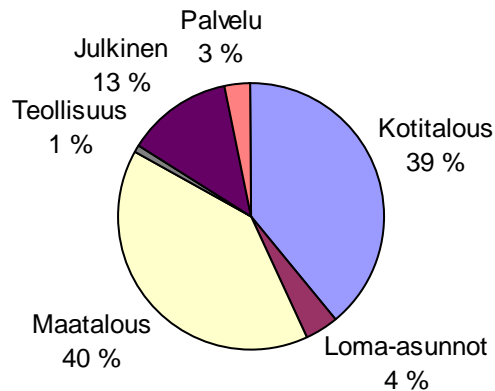
4.1.3 Kohde 1, Ahmovaara - Kuhnusta

Ensimmäisessä esimerkkitapauksessa tarkastellaan Ahmovaaran sähköaseman lähtöä J08-Kuhnusta, joka syöttää Kuhnustan kytkinasemaa. Tällaisella lähdöllä esiintyvät viat ovat häiritseviä, keskeytyksen näkyessä myös kytkinaseman takana olevassa verkossa. Kuvassa 4.4 on esitetty lähdön alkuperäinen topologia.



Kuva 4.4. Ahmovaaran lähtö J08-Kuhnusta alkuperäisessä tilassaan ennen johdon siirtämistä tien varteen. Johdon huipputeho, $P_{\max} = 1800$ kW, keskiteho $P_k = 730$ kW ja lähdön kokonaispituus $l = 20$ km. Tehon syöttösuunta on merkattu suuntanuolella.

Lähdöllä olevien asiakkaiden vuosienenergian kulutusjakauma on esitetty kuvassa 4.5. Saneerattavan johto-osuuden pituus ennen saneerausta on 10,76 km ja saneerauksen jälkeen 10,74 km. Lähdön syöttämän kytkinaseman takana on 169,4 km verkkoa.



Kuva 4.5. Tien varteen siirrettävän Ahmoavaara J08-Kuhnustan lähdön asiakasryhmien prosentuaaliset kulutusosuudet. Lähdön kokonaisvuosienergian kulutus noin 6 400 kWh/a.

Perinteisen verkon rakentamisessa otetaan pylväiden vaihtokustannusten lisäksi huomioon johtimen vaihtaminen Raveniksi (runkojohto). Varasyöttötilanteissa johdolta vaaditaan tehonsiirtokykyä, sillä Ahmoavaaran sähköasema voidaan häiriötapauksessa syöttää osaksi Polvijärven sähköaseman kautta. Kuvasta 4.6 ilmenee lähdön topologia saneerauksen jälkeen.



Kuva 4.6. Ahmoavaaran lähtö J08-Kuhnusta saneerattuna tien varteen. Tehon syöttösuunta merkattu suuntanuolella.

Taulukossa 4.2 on esitetty kummastakin saneeraustavasta muodostuvat kustannukset eriteltyinä. Häiriökustannukset sisältävät sekä häiriön korjauskus-

tannukset että asiakkaille keskeytyksien aiheuttamien haittojen kustannukset.

Taulukko 4.2. Tien varteen siirrettävän Ahmovaara J08-Kuhnustan lähdön elinkaarikustannukset.

Kustannukset	Perusratkaisu [€]	Korvaava ratkaisu [€]	Muutos [€]	Muutos [%]
Investointi	158 710	195 898	37 188	23
Purkaminen	0	27 330	27 330	0
Häviöt	70 513	70 382	-131	0
Ylläpito	20 679	20 640	-39	0
Häiriö	68 738	47 432	-21 306	-31
Maankäyttö	3 250	0	-3 250	-100
Yhteensä	321 890	361 682	39 792	12

Maankäyttökustannuksia tarkasteltaessa täytyy huomioida, että laskettaessa Senerin verkostosuosituksen kustannuksilla, sisältyvät maankäyttö- sekä puustokustannukset rakennushintaan.

Taulukossa 4.3 on esitetty häiriökustannukset eriteltynä viankorjauskustannuksiin sekä asiakkaille keskeytyksestä aiheutuneisiin kustannuksiin.

Taulukko 4.3. Tien varteen siirrettävän Ahmovaara J08-Kuhnustan lähdön häiriökustannukset eriteltynä.

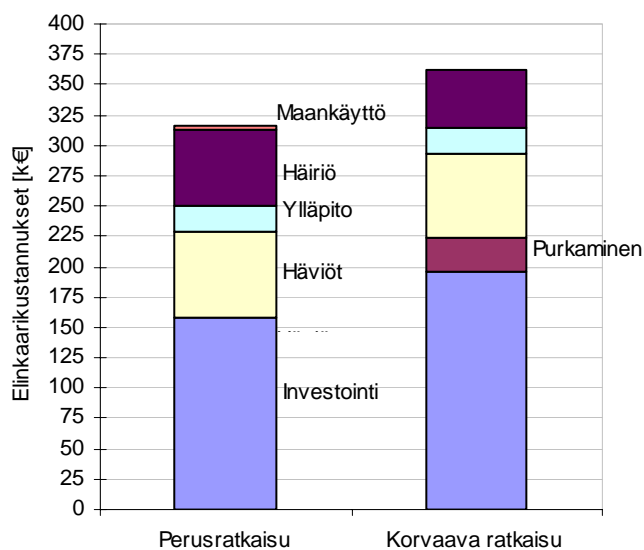
Kustannukset	Perusratkaisu [€]	Korvaava ratkaisu [€]	Muutos [€]	Muutos [%]
Viankorjaus	13 858	10 374	-3 484	-25
KAH	54 880	37 057	-17 823	-32

Elinkaarikustannuksista huomataan, että suurin yksittäinen säästö aiheutuu KAH -kustannuksista saatavasta säästöstä, mutta ne eivät ole toistaiseksi ”todellisia” kustannuksia sähköyhtiöille. Tulevaisuutta ajatellen näitä ei kuitenkaan voida unohtaa, sillä verkkoliiketoimintaa valvovat viranomaiset suunnittelevat tällä hetkellä ylärajaa jälleenkytkennöille. Tulevaisuudessa myös vioilla voi olla rahallinen arvo. KAH -kustannuksista on vaikea päätellä keskeytysten muuttumista saneerauksen ansiosta, joten pitoajalla esiintyvät viat on esitetty taulukossa 4.4. Verkkopituuden lyheneminen aiheuttaa säästöjä lähinnä ylläpito- ja häviökustannuksiin. Maankäyttökustannuksista tuleva säästö johtuu Senerin hinnoista, sillä uuden johdon rakentamiskustannukset sisältävät maankäyttökustannukset, kun taas saneerauksessa niitä ei ole huomioitu.

Taulukko 4.4. Tien varteen siirrettävän Ahmovaara J08-Kuhnustan lähdön vikamäärien muutos saneerauksen ansiosta 40 vuoden pitoajalla.

Häiriöt	Perusratkaisu [kpl]	Korvaava ratkaisu [kpl]	Muutos [kpl]	Muutos [%]
Pysyviä vikoja	46	39	-7	-15
PJK:t	326	280	-46	-14
AJK:t	91	78	-13	-14

Häiriömäärien muutoksesta voidaan havaita, ettei muutos ole kovinkaan suuri. Täytyy muistaa ettei reilun kymmenen kilometrin saneeraus ole kovinkaan suuri verrattuna koko lähdön sekä kytkinaseman takana olevan verkon pituuteen. Mikäli verkkoa pystyttäisiin saneeraamaan enemmissä määrin tienvarteen, vähenisivät luonnollisesti myös viat samassa suhteessa. Tässäkin tapauksessa myös häiriönselvitys sekä vika-alueiden rajaaminen nopeutuisivat huomattavasti verkoston sijaitessa tienvarressa. Molemmista ratkaisuista aiheutuvat kustannukset on esitetty kuvassa 4.7.

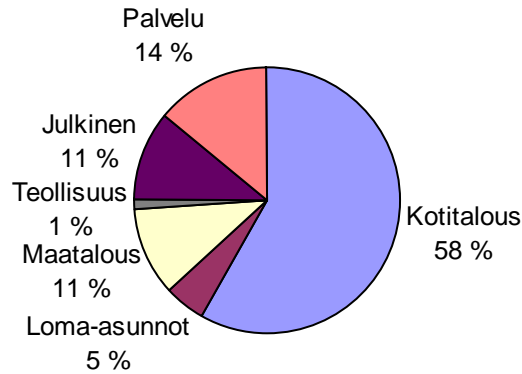


Kuva 4.7. Tien varteen siirrettävän Ahmovaara J08-Kuhnustan lähdön elinkaarikustannukset.

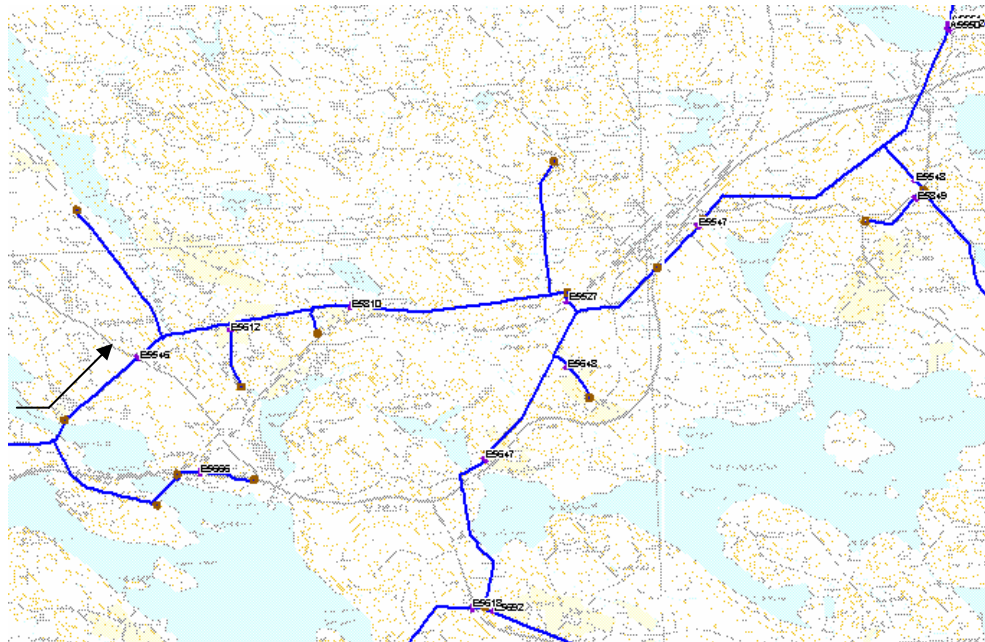
4.1.4 Kohde 2, Heinävesi - Vihtari

Esimerkissä tarkasteluun otetaan Heinäveden sähköasemalta lähtö J11-Vihtari. Lähtö valittiin tarkastelukohteeksi, sillä se on ollut lähdöistä viimeisen 10 vuoden aikana kaikkein vikaherkin PKS:n jakelualueella. 10 vuoden aikana sillä on esiintynyt 71 vikaa, vikataajuudeksi saadaan 0,0674 vikaa/km,a (0,0591). Aivan tarkkana kyseistä vikataajuutta ei voida pitää, sillä jakorajat ovat muuttuneet vuosien kuluessa hieman, mutta se an-

taa suhteellisen hyvän kuvan lähdön vikaherkkyydestä. Kuvassa 4.8 on esitetty kyseisen lähdön asiakasryhmien vuosienenergiajakauma, ja kuvassa 4.9 lähdön topologia.

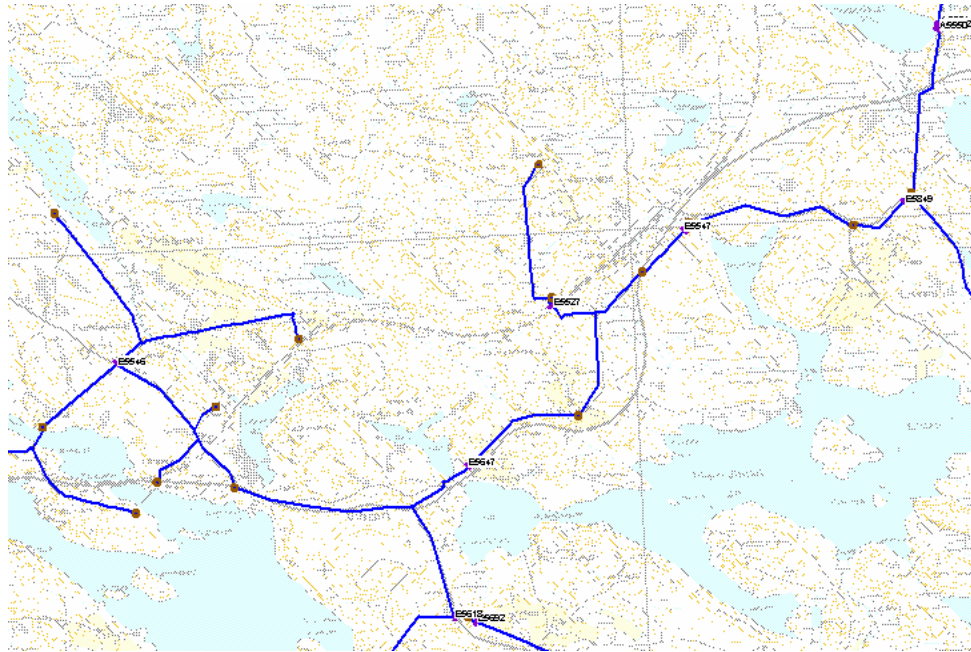


Kuva 4.8. Heinävesi J11-Vihtarin asiakasryhmien prosentuaaliset kulutusosuudet. Kokonaisvuosienenergian kulutus lähdöllä noin 4 100 MWh/a.



Kuva 4.9. Heinävesi J11-Vihtarin lähdön tarkasteleva johto-osuus ennen tien varteen siirtämistä. Johdon huipputeho, $P_{\max} = 1100$ kW, keskiteho $P_k = 470$ kW ja lähdön kokonaispituus $l = 105$ km. Tehon syöttösuunta merkattu suuntanuolella.

Purettavan johto-osuuden pituus on 7,52 km. Mikäli kyseinen johto-osuus voitaisiin siirtää tienvarteen, olisi johto-osuuden pituus saneerauksen jälkeen 7,12 km. Siirrolla lyhennettäisiin kokonaispituutta sekä parannettaisiin käytettävyyttä. Kuvassa 4.10 on esitetty lähtö saneerauksen jälkeen.

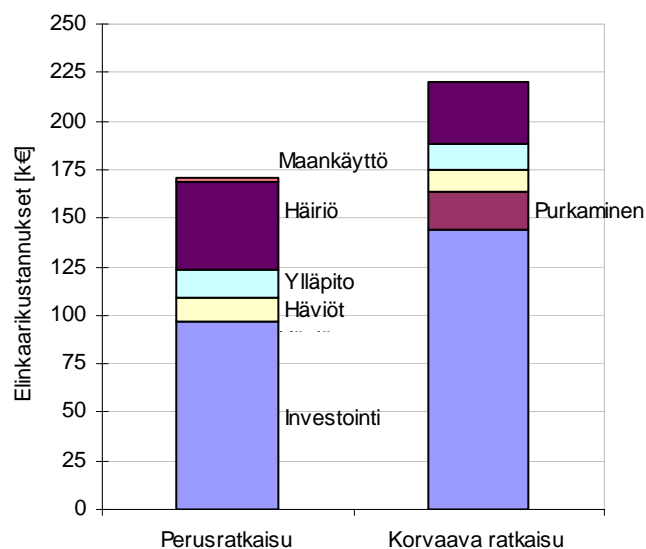


Kuva 4.10. Heinävesi J11-Vihtarin tarkasteltava johto-osuus tien varteen siirtämisen jälkeen.

Taulukossa 4.5 sekä kuvassa 4.11 on esitetty investoinneista syntyvät erot kustannuksissa. Perusratkaisussa pylväiden vaihdon lisäksi otetaan huomioon johtimen rungolla sijaitsevilla johto-osuuksilla. Siirrettäessä johto tien varteen, on uudelleen rakennettava runko on mitoitettu Pigeonilla. Alunperin runko on pääosaltaan Sparrowia, mutta koska se on yhdysjohto Liperin asemalle ja yksi Heinäveden sähköasemaa varasyöttötilanteessa syöttävistä johdoista, tulee sen olla tehonsiirtokyvyltään vähintään Pigeonin tasoista.

Taulukko 4.5. Tienvarteen siirrettävän Heinävesi J11-Vihtarin saneerattavan johto-osuuden elinkaarikustannukset 40 vuoden pitoajalla.

Kustannukset	Perusratkaisu	Korvaava ratkaisu	Muutos	Muutos
	[€]	[€]	[€]	[%]
Investointi	96 972	144 121	47 149	49
Purkaminen	0	19 088	19 088	0
Häviöt	11 806	11 186	-620	-5
Ylläpito	14 443	13 684	-759	-5
Häiriö	49 551	32 160	-17 391	-35
Maankäyttö	2 270	0	-2 270	-100
Yhteensä	175 042	220 239	45 197	26



Kuva 4.11. Tienvarteen siirrettävän Heinävesi J11-Vihtarin saneerattavan johto-osuuden elinkaarikustannukset 40 vuoden pitoajalla.

Laskentatuloksista havaitaan, että uuden johdon rakentaminen tulee kalliimmaksi kuin vanhan johdon saneeraaminen entiselle paikalleen. Suurin kustannussäästö saadaan häiriökustannusten pienenemisestä. Mikäli johto saneerattaisiin kuvassa 4.10 esitetyllä tavalla, on hyötynä saatu vikamäärien väheneminen esitetty taulukossa 4.6. Laskennassa on huomioitu Vihtarin lähdön 10 viimeisen vuoden vikataajuus ja samassa suhteessa kuin vikataajuus kasvaa yhtiön keskiarvoon nähden, on myös PJK:n ja AJK:n vikataajuutta muutettu. Vihtarin lähdölle käytettävät arvot ovat PJK:lle 0,555 kpl/km,a (0,4217) ja AJK:lle 0,155 kpl/km,a (0,1174). Taulukossa 4.7 on esitetty häiriökustannukset eriteltyinä viankorjaus- ja KAH kustannuksiin.

Taulukko 4.6. Tienvarteen siirrettävän Heinävesi J11-Vihtarin saneerattavan johto-osuuden vikamäärien muutos saneerauksen ansiosta 40 vuoden pitoajalla.

Häiriöt	Perusratkaisu [kpl]	Korvaava ratkaisu [kpl]	Muutos [kpl]	Muutos [%]
Pysyviä vikoja	284	278	-6	-2
PJK:t	2 338	2 288	-50	-2
AJK:t	653	639	-14	-2

Taulukko 4.7. Tienvarteen siirrettävän Heinävesi J11-Vihtarin saneerattavan johto-osuuden häiriökustannukset eriteltynä.

Kustannukset	Perusratkaisu [€]	Korvaava ratkaisu [€]	Muutos [€]	Muutos [%]
Viankorjaus	11 038	7 844	-3 194	-29
KAH	38 513	24 316	-14 197	-37

Vikamäärien väheneminen ei ole koko johtolähtöä ajatellen suurta. Saneerattavan osan pituus tässä kohteessa on 7 % lähdön kokonaispituudesta. Toisaalta merkittävänä tekijänä on yhden vesistöylityksen poistuminen. Tällaiset tekijät eivät esiinny lukuina laskelmissa, mutta muun muassa pitkien vesistöylityksien poistuminen verkostosta helpottaa johtolähdön ylläpitoa. Vikojen korjaaminen on hidasta tällaisilla johto-osuuksilla.

Kummassakaan edellisistä kohteista ei puututtu muihin tekijöihin kuin verkoston topologiaan. Esimerkiksi erottimia ei otettu huomioon korvaavissa suunnitelmissa. Erottimien rakentaminen nostaa toisaalta korvaavan investoinnin kustannusta, mutta käytännössä saneerattaessa vanhaa johtojaksoa, tulisi myös erottimien saneeraus ajankohtaiseksi ennemmin tai myöhemmin. Joidenkin muuntamoiden sijainteja muutettiin uuden topologian sen mahdollistaessa. Todellisuudessa kaikkien saneerattavien muuntajien paikat kannattaisi määrittää uudelleen, mikäli kj-johdon sijainti muuttuu.

4.1.5 Johdon tien varteen siirtämisen johtopäätökset

Niukasti saatavilla oleva tilastotieto vaikeutti laskentaa tarkasteltaessa johtojen siirron kannattavuutta tien varteen. Tienvarteen siirtäminen osoittautui kalliimmaksi molemmissa esimerkkipaikoissa kuin vanhan verkon saneeraaminen perinteisillä menetelmillä. Esimerkkikohteiden välisiin kustannuksiin eroa aiheutui johdon vikataajuudesta sekä tehosta. Teholla onkin merkitystä, varsinkin KAH -arvoille. Johtimet vaihdettiin molemmissa kohteissa, jolloin häviöt muuttuivat hieman. Molemmat esimerkkipaikat nousivat tuloksiltaan kannattavuusanalyysissä saatuja tuloksia.

Saneerattaessa verkkoa suuria määriä, ei ole taloudellista siirtää kaikkia johtoja tienvarteen investointikustannuksien noustessa korkeiksi. Siirtäminen on varteenotettava vaihtoehto, mikäli käytettävyyssanalyysissä määritetyt

reunaehdot täyttyvät. Sijoittamalla johto tienvarteen voidaan sähkön toimitusvarmuutta parantaa sekä verkosto saadaan paremmin käytettäväksi.

4.2 Päällystetyt avojohdot

Tässä työssä päällystetyistä avojohtimista tarkastelussa on PAS -johdin. Myös muita johtimia on käytössä, Suomessa mm. SAX ja Ruotsissa BLL. BLL tekee tuloaan myös Suomeen. Tilastotietoa BLL:stä ei kuitenkaan ole saatavilla, joten laskennassa on käytetty PAS -johtojen teknisiä tietoja sekä kustannuksia.

Päällystettyjä avojohtimia on käytössä Suomessa suhteellisen vähän ja luotettavan tilastotiedon saaminen osoittautui vaikeaksi. Sähköyhtiöiden vikatilastointiin ei ole tähän mennessä kirjattu, millä johto-osuudella pysyvä vika on tapahtunut. Päällystetyille avojohtimille on vaikea määrittää vikataajuutta. Pysyvien vikojen esiintymistäajuutta astetta vaikeampaa on jälleenkytkentöjen vikapaikan määrittäminen. Päällystetyille avojohdoille voitaisiin määrittää jälleenkytkentöjen esiintymistäajuutta ainoastaan rakentamalla kokonainen johtolähtö päällystetyistä avojohtimista.

Tutkimuskohteet valitaan verkostosta sellaisista paikoista, joissa vikoja on esiintynyt runsaasti ja joissa on tarpeen saada aikaan parannusta sähkötoimitusvarmuudessa.

4.2.1 Päällystettyjen avojohdojen elinkaarikustannukset

Investointikustannukset

Verrattaessa päällystettyjen avojohtimien kustannuksia perinteiseen saneeraamiseen, huomioidaan päällystetyillä avojohtimille investointikustannuksina vanhan verkon purkaminen sekä uuden johdon rakentaminen päällystettyjä avojohdoja käyttäen. Perinteisen verkon kustannuksia tarkastellessa huomioidaan tapauksesta riippuen joko pylväiden vaihto tai sekä pylväiden vaihto että johtimien uusiminen.

Häviökustannukset

Häviökustannuksia tutkittaessa verrataan päällystettyjen avojohtimien ja avojohtimien välistä eroa resistanssin muuttumisella. Koska tutkimuksessa ei muuteta verkon topologiaa, ei verkostopituuteen tule muutosta eikä pituuden muutos kasvata häviöitä.

Ylläpitokustannukset

Päällystetyille avojohdoille käytetään ylläpitokustannuksina samoja kustannuksia kuin kirkkaille avojohdoille. Mikäli päällystettyjä avojohtoja olisi käytössä runsaammin, määritettäisiin niille oma tuotehinta. Todellisuudessa ylläpitokustannusten muutosta on vaikea arvioida, sillä määräysten mukaan päällystetyillä avojohtimilla rakennetut linjat on tarkastettava aina myrskyn jälkeen. Tällä pyritään pitämään turvallisuutta yllä, sillä suojauksen havahduminen on huonompaa päällystetyillä johtimilla kuin kirkkailla. Esimerkiksi linjalle kaatunut puu voi jäädä nojaamaan pitkäksikin aikaa linjaan, mikäli linjaa ei tarkasteta. Myös katkenneesta johtimesta aiheutuva maasulku voi olla huomattavasti vaikeampi havaita kuin kirkkailla johtimilla.

Häiriökustannukset

Päällystetyille avojohdoille häiriökustannuksia joudutaan arvioimaan enemmän kuin muilla tekniikoilla. Vikatilastoja tehtäessä ei huomioida, onko vika tapahtunut päällystetyllä vai kirkkaalla avojohdolla. Viasta aiheutuvien korjauskustannusten sekä asiakkaille keskeytyksestä aiheutuvan haitan arvioimiseksi, täytyy vika- ja jälleenkytkentätaajuuksille päällystetyillä avojohdoilla tehdä tiettyjä oletuksia. Oletuksissa otetaan huomioon aiemmat tutkimukset (Lohjala 2005) sekä käydyt keskustelut (Partanen 2005a). Taulukossa 4.8 on esitetty päällystettyjen avojohtimien vika- ja jälleenkytkentätaajuudet.

Taulukko 4.8. Kirkkaiden sekä päällystettyjen johtimien vika- ja jälleenkytkentätaajuudet.

Häiriö	Kirkas avojohto [kpl/km,a]	Päällystetty avojohto [kpl/km,a]	Muutos [%]
Pysyvä vika	0,0591	0,0296	-50
PJK	0,0422	0,2100	-50
AJK	0,1147	0,0566	-50

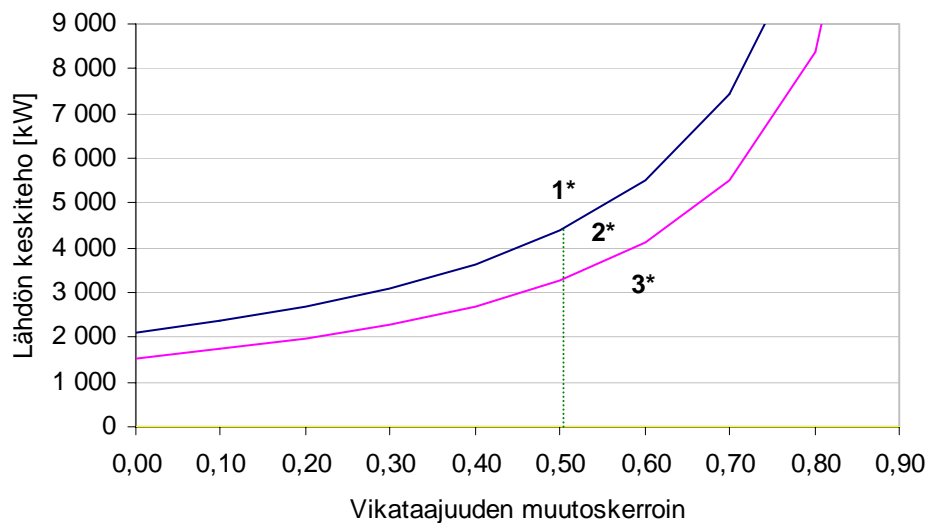
Aiemmista tutkimuksista saadut päällystettyjen avojohtojen vika- ja jälleenkäytöntaajuudet on skaalattu vastaamaan PKS:n vika- ja jälleenkäytöntaajuuksien suhdetta kirkkaille johtimille. Viankorjauskustannuksena käytetään PKS:n keskiarvoa, 1 270 €/vika. Korjauskustannukset voisivat kasvaa, sillä käytettävät materiaalit ovat kalliimpia ja työskenteleminen on hitaampaa PAS –rakenteisella johdolla.

Maankäyttökustannukset

Päällystettyjä avojohtoja käytettäessä johtokadun leveydeksi riittää 6 m, kirkkaille avojohtimelle vaaditaan 10 m leveä johtokatu (RJ 21:92). Laskettaessa maankäyttökustannuksia, voitaisiin kustannukset pudottaa 60 %:iin perinteiseen verrattuna. Koska laskennassa on käytetty Senerin kustannuksia, joihin sisältyvät maankäyttökustannukset, niitä ei huomioida.

4.2.2 Päällystettyjen avojohtojen kannattavuusanalyysi

Päällystetyllä avojohdolla rakennetun kilometrin pituisen johto-osuuden investointikustannuksiksi saadaan 24 - 29 k€/km, mikä sisältää uuden rakentamisen sekä vanhan purkamisen. PAS -johdon käyttäminen on noin 17 – 22 k€/km kalliimpaa verrattuna olemassa olevan johdon pylväiden vaihtoon. Mikäli pylväiden lisäksi vaihdetaan myös johtimet, muodostuu kustannuseroksi 9 – 12 k€/km. Kannattavuus johdon keskimääräisen tehon ja vikataajuuden funktiona saadaan yhtälöstä 2.22 ja on esitetty kuvassa 4.12.

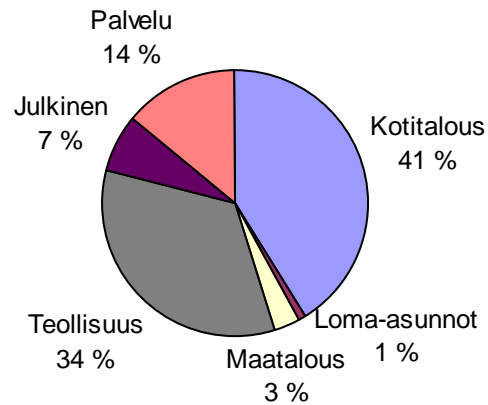


Kuva 4.12. Päälystetyn avojohdon kannattavuusanalyysi. 1* - siirto kannattavaa, kun vaihdetaan pelkät pylväät; 2* - siirto kannattavaa kun vaihdetaan sekä pylväät että johtimet; 3* -siirto ei kannata. Katkoviivalla merkitään työssä käytettyä arviota PAS -johdon vikataajuuden muutokselle.

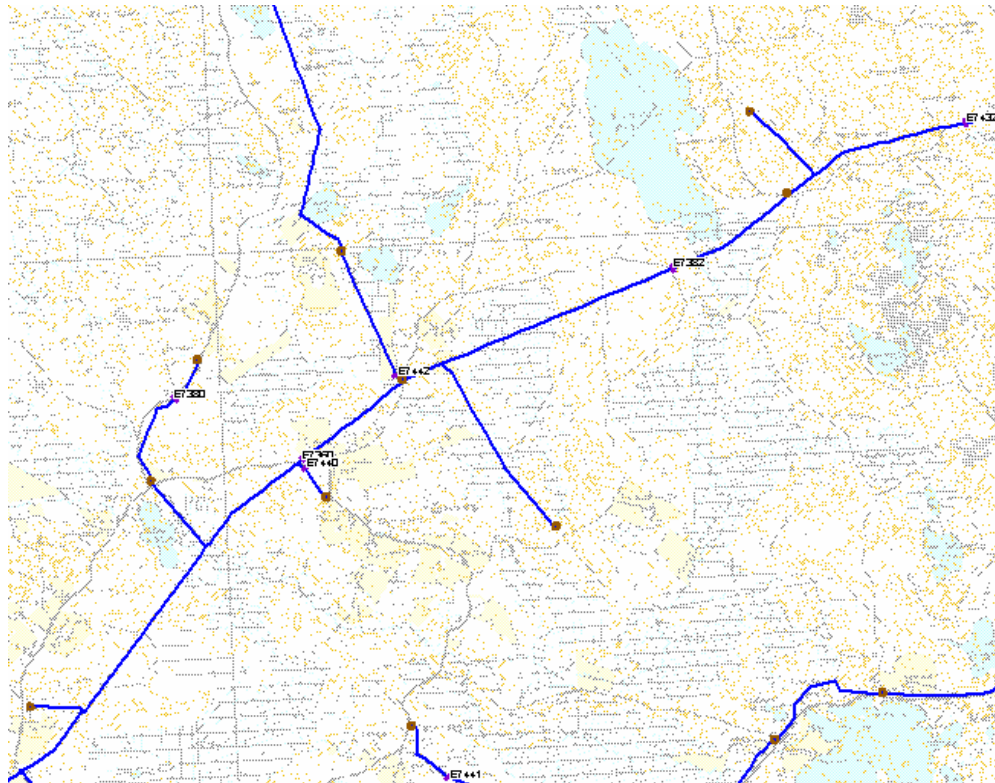
4.2.3 Kohde 3, Honkavaara - Kiihtelysvaara

Esimerkkikohteessa tarkastellaan Honkavaaran lähtöä J11-Kiihtelysvaara, joka syöttää Kiihtelysvaaran kytkinasemaa. Samoin kuin Ahmovaaran tapauksessa, on lähdön toimintavarmuus tärkeää. Johdolla tapahtuva häiriö näkyy 1004 asiakkaalla ja kuluttajien vuosienergian perusteella laskettu keskimääräinen teho on suhteellisen suuri.

Viime vuosina Kiihtelysvaaran lähtö on kärsinyt lumikuormista aiheutuneista ongelmista, joten tavoitteena on lähdön toimitusvarmuuden parantaminen. Kuvassa 4.13 on esitetty johtolähdön perässä olevien asiakasryhmien energiankulutusosuudet ja kuvassa 4.14 on esitetty J11-Kiihtelysvaaran lähdön tila ennen saneerausta.



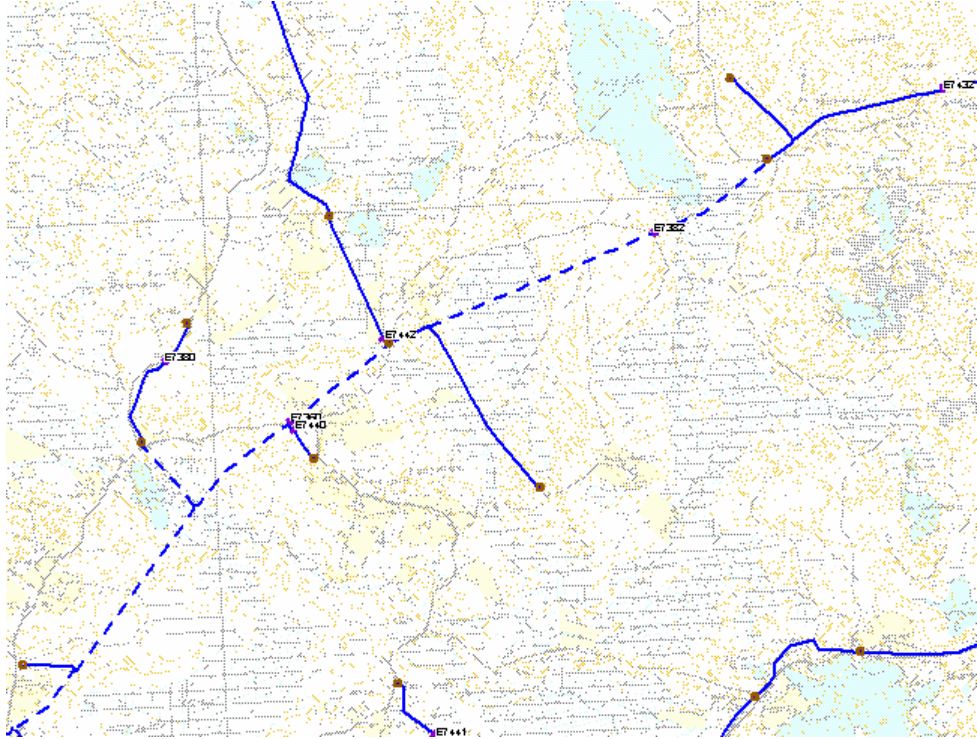
Kuva 4.13. PAS -johdolla saneerattavan Honkavaara J11-Kiihtelysvaara johdon asiakasryhmien vuosienergian prosentuaaliset kulutusosuudet. Kokonaisvuosienergian siirto lähdöllä noin 16 300 MWh/a.



Kuva 4.14. PAS -johdolla saneerattavan Honkavaaran lähtö J11-Kiihtelysvaaran tarkasteltava solmuväli ennen saneerausta. Johdon huipputeho $P_{\text{mx}} = 2500$ kW; keskitteho $P_k = 1850$ kW; lähdön kokonaispituus $l = 25$ km.

Lähdön alku- ja loppuosa sijaitsevat jo tien varressa, joten kehittämistarve on suurin metsässä kulkevalla rungon keskiosuudella. Kuten kuvassa 4.13 on esitetty, on tarkasteltavalla alueella varsinkin teollisuuden osuus kulu-
tuksesta suhteellisen suuri. Tällöin sähkön toimitusvarmuus pitäisi saada

luotettavaksi. Kuvassa 4.15 on esitetty päällystetyksi avojohdoksi lähdöllä muutettu solmuväli.



Kuva 4.15. Honkavaara J11-Kiihtelysvaaran tarkasteltava solmuväli PAS -johdoksi saneerauksen jälkeen.

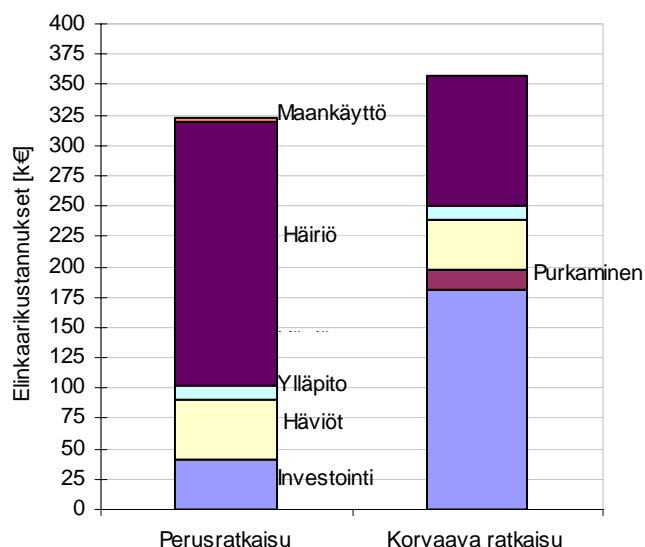
Saneerauskohteessa on muutettu 6,3 km Pigeon johtoa PAS 120 -johtimeksi. Muutoksesta syntyneet elinkaarikustannukset on esitetty taulukossa 4.9.

Taulukko 4.9. Honkavaara J11-Kiihtelysvaaran PAS -johdolla saneeratun solmuvälin elinkaarikustannukset 40 vuoden pitoajalla.

Kustannukset	Perusratkaisu [€]	Korvaava ratkaisu [€]	Muutos [€]	Muutos [%]
Investointi	41 835	181 349	139 514	333
Purkaminen	0	16 027	16 027	0
Häviöt	48 521	41 466	-7 055	-15
Ylläpito	12 127	12 127	0	0
Häiriö	217 489	106 387	-111 102	-51
Maankäyttö	1 906	0	-1 906	-100
Yhteensä	321 878	357 357	35 479	11

Taulukosta 4.9 havaitaan, että PAS -johdon rakentaminen tulee investointikustannuksiltaan huomattavasti kalliimmaksi kuin perinteinen saneeraus. Osaltaan tähän vaikuttaa olemassa olevan johtimen laatu, sillä johto on rakennettu Pigeonilla, joten johtimia ei tarvitse uusia. Perinteisen saneerauk-

sen kustannuksia huomattavasti pelkällä pylvään vaihdolla selviäminen. Kuvassa 4.16 on esitetty vaihtoehtojen kustannukset.



Kuva 4.16. Honkavaara J11-Kiihtelysvaaran PAS -johdolla saneeratun solmuvälin elinkaarikustannukset 40 vuoden pitoajalla.

Suurin säästö saadaan häiriökustannuksista. Häiriökustannukset eriteltyinä on esitetty taulukossa 4.10. Ylläpitokustannuksissa ei tapahdu muutosta, sillä verkostopituus ei muutu. Häviökustannukset laskevat pienemmän resistanssin ansiosta.

Taulukko 4.10. Honkavaara J11-Kiihtelysvaaran PAS -johdolla saneeratun solmuvälin häiriökustannukset eriteltyinä viankorjaus- ja KAH -kustannuksiin.

Kustannukset	Perusratkaisu	Korvaava ratkaisu	Muutos	Muutos
	[€]	[€]	[€]	[%]
Viankorjaus	8 127	4 063	-4 063	-50
KAH	209 363	102 324	-107 039	-51

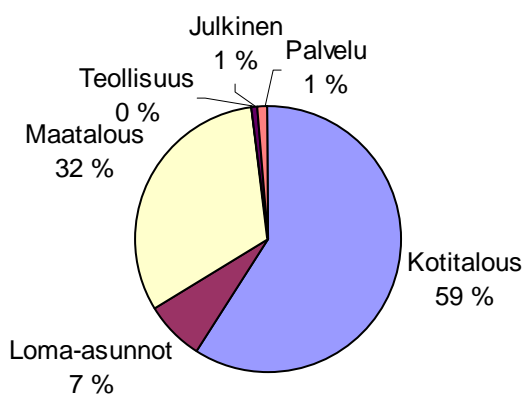
Vika- ja jälleenkytkentämäärien kehittyminen on esitetty taulukossa 4.11. Taulukosta havaitaan, että sekä vikojen että jälleenkytkentöjen määrä vähennee ja taulukon 4.10 perusteella KAH -kustannukset saadaan saneerauksella puolitettua.

Taulukko 4.11. Häiriömäärien kehitys lähdöllä Honkavaara J11-Kiihtelysvaara elinkaaren aikana.

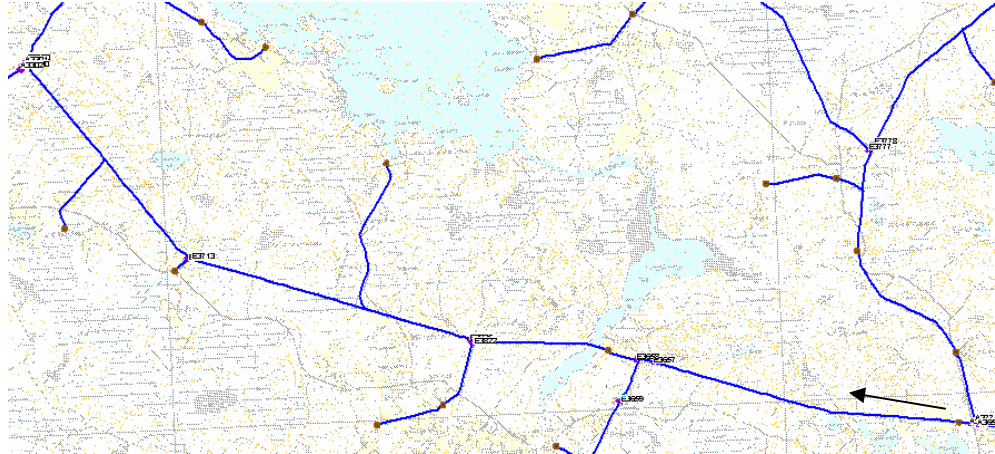
Häiriöt	Perusratkaisu [kpl]	Korvaava ratkaisu [kpl]	Muutos [kpl]	Muutos [%]
Pysyviä vikoja	58	50	-7	-13
PJK:t	412	358	-53	-13
AJK:t	115	99	-15	-13

4.2.4 Kohde 4, Puhos voimalaitos - Heinonniemi

Esimerkkitapauksessa tarkastellaan päällystettyjen avojohtojen käyttöä Puhoksen voimalaitoksen lähdöllä J06-Heinonniemi. Johdolla on viime vuonna esiintynyt asiakkailla pysyviä vikoja sekä jälleenkytkentöjä häiritsevissä määrin. Vuosina 2002 - 2004 lähdöllä on ollut kaikkiaan 17 vikaa ja vuoden 2004 aikana pikajälleenkytkentöjä oli 18 kpl ja aikajälleenkytkentöjä 9 kpl. Tutkittavaksi solmuväliksi valittiin kauko-ohjattavaerotinasemien Kontiovaaran (A3773) sekä Heinonniemen (A3300) välinen osuus. Kuvassa 4.17 on esitetty Heinonniemen lähdön asiakasjakauma ja vuosienergiat. Kuvassa 4.18 on esitetty tarkasteltava solmuväli.



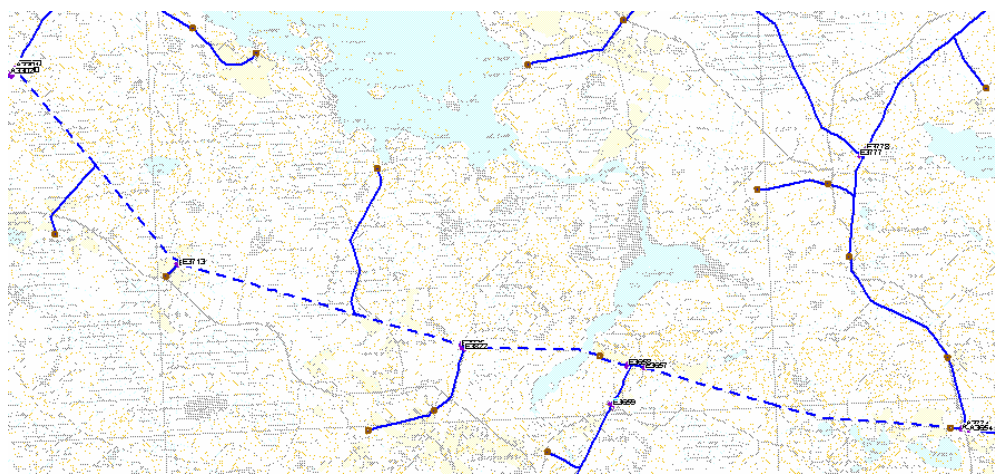
Kuva 4.17. Puhos vl-J06 Heinonniemen asiakasryhmien vuosienergian prosentuaaliset kulutusosuudet. Kokonaisvuosienergian kulutus noin 3 300 MWh/a.



Kuva 4.18. Puhos vl-J06 Heinonniemen tarkasteltava osuus ennen saneeraamista PAS -johdolla. Johdon huipputeho $P_{\text{mx}}=1150$ kW; keskiteho $P_k=380$ kW; lähdön kokonaispituus $l=105$ km. Tehon syöttösuunta on merkattu suuntanuolella.

Kuten asiakkaiden vuosienergian kulutuksesta havaitaan, on kyseessä tyyppillinen maaseutulähtö. Suurimmat kuluttajaryhmät ovat kotitaloudet sekä maataloudet. Verkostopituus lähdöllä on suuri ja asiakkaita suhteellisen vähän, noin 600. Lähdön keskiteho on pieni.

Saneerattavan solmuvälin pituus on 8,5 km. Tällä hetkellä kyseisestä solmuvälistä 2,7 km on Ravenia ja 5,7 km Swania. Mikäli runko saneerattaisiin perinteisin menetelmin, olisi Swanin tilalle vaihdettava Raven -johdin. Korvaavassa tarkastelussa koko solmuväli muutetaan PAS 95 -johtimeksi. Korvaavan saneerauksen ratkaisu on esitetty kuvassa 4.19.

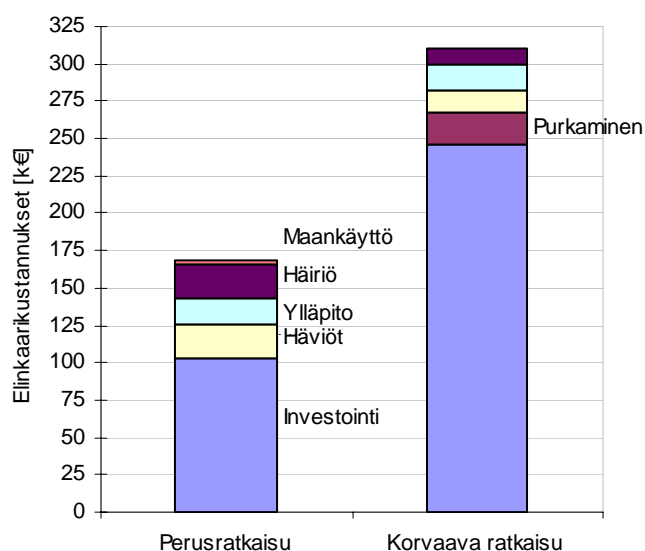


Kuva 4.19. Puhos vl-J06 Heinonniemen tarkasteltava solmuväli PAS -johdolla saneerauksen jälkeen.

Korvaava ratkaisu osoittautuu kalliimmaksi kuin perinteinen ratkaisu. Taulukossa 4.12 ja kuvassa 4.20 on esitetty, että investointikustannusten suuruus korvaavassa ratkaisussa nostaa hintaa huomattavasti korkeammalle kuin perinteisissä ratkaisussa.

Taulukko 4.12. Puhos vl-J06 Heinonniemen tarkasteltavan solmuvälin PAS -johdolla saneeraamisen elinkaarikustannukset 40 vuoden pitoajalla.

Kustannukset	Perusratkaisu [€]	Korvaava ratkaisu [€]	Muutos [€]	Muutos [%]
Investointi	103 643	245 583	141 940	137
Purkaminen	0	21 704	21 704	0
Häviöt	22 500	15 238	-7 262	-32
Ylläpito	16 422	16 422	0	0
Häiriö	23 812	11 946	-11 867	-50
Maankäyttö	2 581	0	-2 581	-100
Yhteensä	168 958	310 893	141 935	84



Kuva 4.20. Puhos vl-J06 Heinonniemen tarkasteltavan solmuvälin PAS -johdolla saneeraamisen elinkaarikustannukset 40 vuoden pitoajalla.

Merkittävin säästö PAS -johdon käytöstä saadaan häiriökustannuksista. Investointi tulee kuitenkin huomattavasti kalliimmaksi kuin aiemmissa tapauksissa. Tämä johtuu kohdealueen pienestä tehosta, jolloin häiriökustannusten arvostus ei ole kuluttajilla suuri. Häiriökustannukset eriteltynä viankorjauskustannuksiin sekä KAH -kustannuksiin on esitetty taulukossa 4.13.

Taulukko 4.13. Puhos vl-J06 Heinonniemen tarkasteltavan solmuvälin PAS -johdolla saneeraamisen häiriökustannukset eriteltyinä viankorjaus- ja KAH -kustannuksiin.

Kustannukset	Perusratkaisu [€]	Korvaava ratkaisu [€]	Muutos [€]	Muutos [%]
Viankorjaus	11 005	5 503	-5 503	-50
KAH	12 807	6 443	-6 364	-50

Taulukossa 4.14 on esitetty saneerauksen vaikutus johtolähdön häiriömääriin saneerattavalla osuudella. Määrällisesti tällä osuudella saataisiin vika- määrissä suurempi säästö kuin muissa käsitellyissä esimerkkitapauksissa.

Taulukko 4.14. Puhos vl-J06 Heinonniemen tarkasteltavan solmuvälin PAS -johdolla saneeraamisen ansiosta häiriömäärissä tapahtuva kehitys koko lähdöllä .

Häiriöt	Perusratkaisu [kpl]	Korvaava ratkaisu [kpl]	Muutos [kpl]	Muutos [%]
Pysyviä vikoja	245	235	-10	-4
PJK:t	1 748	1 675	-73	-4
AJK:t	487	466	-21	-4

4.2.5 Päälystettyjen avojohtojen johtopäätökset

PAS -johdon käyttö pienitehoisissa kohteissa ei ole kannattavaa. Suuritehoisissa ja teollisuusvoittoisissa lähdöissä PAS -tekniikan käyttö ei tule enää merkittävästi kalliimmaksi verrattuna perinteiseen saneeraukseen. Molempien erimerkkikohteiden tulokset vastaavat kannattavuusanalyysin tuloksia.

PAS -johdon rakentamiskustannukset ovat kaksinkertaiset verrattuna vanhan johdon saneeraamiseen perinteisillä menetelmillä. Toisaalta PAS -johdolla häviökustannuksissa aiheutuu säästöä, mikäli käytettävä johtolaatu on Ravenia tai pienempi poikkipintaista johdinta.

4.3 Maakaapelointi

Suomessa maakaapelointia on käytetty aiemmin pääasiallisesti kaupunkialueilla. Kaapelointisaste on maaseutuyhtiöllä pieni, eikä haja-asutusalueilla käytetä maakaapelia juuri lainkaan. Ruotsissa kehittämissuunnitelmat tähtäävät laajamittaiseen kaapelointiin. Suomessakin ollaan viime aikoina kiinnostuttu kaapeloinnin mahdollisuuksista ja jatkossa uusia kaapelointitekniikoita tullaan varmasti tarkastelemaan enemmänkin.

Tässä työssä ei tarkastella uusia kaapelointitekniikoita, vaan tutkimus keskittyy elinkaarikustannusten vertailuun perinteisen saneerauksen ja maakaapeloinnin välillä. Tutkimuskohteina on kaksi esimerkkikohtetta, joista ensimmäisenä on vikaherkkä johto ja toisena johto, jonka käyttövarmuus täytyy olla suuri sen takana sijaitsevien suurien teollisuuslaitosten takia.

Hankaluutena kaapeloinnin käytönkannattavuuden selvittämisessä on tilastotiedon puute. Kaupunkien keskustoja on kaapeloitu, mutta tämä ei anna todellista lähtökohtaa haja-asutusalueiden kaapeloinnin käyttövarmuuden arvioinnille. Tässä työssä kaapeloinnille käytetyt parametrit perustuvat aiempiin tutkimuksiin mikäli toisin ei mainita (Lohjala 2005).

4.3.1 Maakaapeloinnin elinkaarikustannukset

Investointikustannukset

Kaapeloinnin investointikustannukset ovat huomattavasti avojohtoja korkeammat. Kun avojohdolla rakennuskustannukset ovat johtolaadusta riippuen noin 16 - 22 k€/km, maakaapelilla pelkät asennuskustannukset ovat yli 30 k€/km (KA 2:2003). Lisäksi maakaapelille tulee kaapeliojan kaivu- tai aurauskustannus sekä päätteistä aiheutuvat kustannukset. Mikäli kaapeloidulle osuudelle joudutaan rakentamaan muuntajia tai erottimia, nousevat näiden kustannukset huomattavasti. Satelliittimuuntamon hinta on 1 -pylväsmuuntamoon verrattuna noin viisinkertainen ja 2 -pylväsmuuntamoon verrattuna noin kolminkertainen (KA 2:2003).

Tutkittaessa kaapeloinnin kannattavuutta ensimmäisessä kohteessa valitaan tilanne, missä kaapelointi ei aiheuta muutoksia verkoston topologiaan. Jälkimmäisestä kohdetta tarkasteltaessa kaapeloitaessa jouduttaisiin tekemään verkoston topologiaan muutoksia. Todellisuudessa kaapeloinnin lisääminen haja-asutusalueiden lähtöihin merkitsisi lisäinvestointeja maadoittamistarpeen lisääntyessä sekä rengasyhteyksien vahvistamistarpeessa. Kaapelivikojen korjaaminen sekä paikantaminen on hidasta, joten rengasyhteyksien olisi oltava riittävän vahvat jotta ne pystyisivät korvaamaan kaapeliyhteyden vian sattuessa. Kaapelointi myös kasvattaa maasulkuvirtoja, joten verkos-

kaisten laitteiden paikalle saaminen voi kestää. Maakaapelit suojataan ylijännitesuojilla, jotta ylijännitteestä johtuvia vikoja pystyttäisiin välttämään.

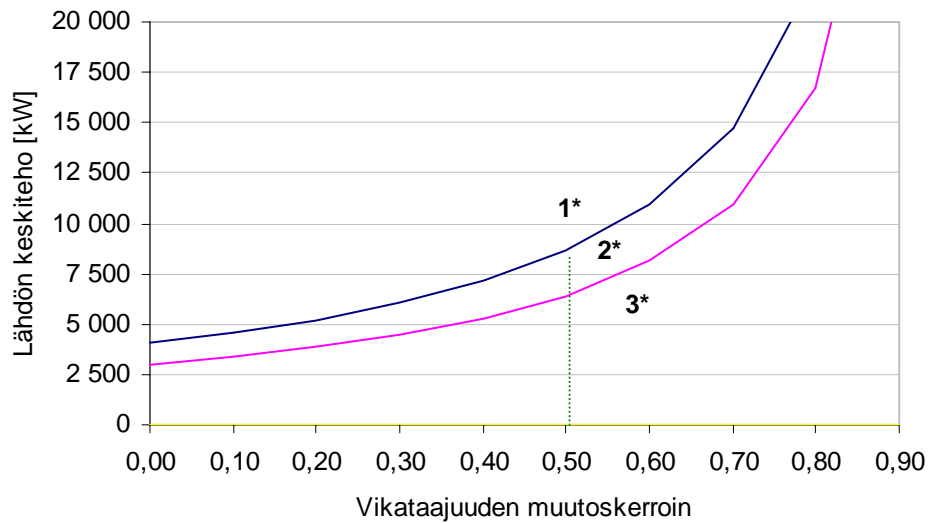
Viankorjauskustannuksina tässä työssä käytetään aiemmista tutkimuksista saatuja arvoja. Kaapelivika on lähes kolme kertaa kalliimpi kuin vika avojohdolla. Toisaalta vikatiheys kaapelille on pienempi. Laskennassa vikatiheytenä käytetään puolta avojohdosta verrattuna, 0,0296 vikaa/km,a. Jälleenkytkentöjä maakaapelissa ei esiinny.

Maankäyttökustannukset

Avojohtoon verrattuna maakaapelin tilantarve on suhteellisen pieni. Kaapeli tarvitsee 3 - 4 metriä leveän johtokadun, jolle kaapeli pystytään rakentamaan. Käytännössä johtokaduksi siis riittää kaivinkoneen tai käytettävä aurauslaitteen vaatima tila. Maankäyttökustannukset putoavat jopa 70 % pienemmiksi kuin avojohdolla. Myös maanomistajien suhtautuminen kaapelointiin on yleensä suopeampaa kuin avojohdon rakentamiseen.

4.3.2 Maakaapeloinnin kannattavuusanalyysi

Kaapeloinnin investointikustannukseksi saadaan 44 - 50 k€/km, mikä sisältää kaapelin, kaapeliojan kaivutyö sekä avojohdon purkamisen. Kaapelointi on näin ollen noin 29 – 37 k€/km kalliimpaa. Kannattavuus johdon keskimääräisen tehon ja vikataajuuden funktiona saadaan yhtälöstä 2.22 ja on esitetty kuvassa 4.21.



Kuva 4.21. Maakaapeloinnin kannattavuusanalyysi. 1* - kaapelointi kannattavaa, kun vaihdetaan pelkät pylvää; 2* - kaapelointi kannattavaa kun vaihdetaan sekä pylvää että johtimet; 3* -kaapelointi ei kannata.

Kaapeloinnin vaikutus kilometrin matkalla häiriömäärien kehitykseen pitäjällä on esitetty taulukossa 4.15.

Taulukko 4.15. Kilometrin johto-osuuden kaapeloinnista saatava hyöty häiriömäärien kehityksessä ensimmäisenä vuonna.

Häiriöt	Ennen [kpl/km]	Jälkeen [kpl/km]	Muutos [%]
Pysyviä vikoja	0,0591	0,0296	-50
PJK:t	0,4217	0	-100
AJK:t	0,1174	0	-100

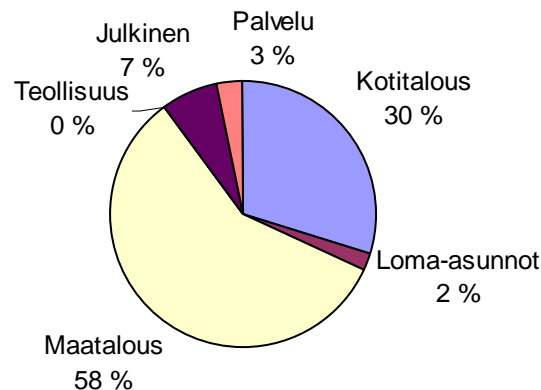
4.3.3 Kohde 5, Tohmajärvi - Valkeavaara

Ensimmäisessä esimerkkitapauksessa kaapelointia tarkastellaan Tohmajärven sähköaseman lähdöllä J05-Valkeavaara. Kyseessä on tyypillinen, suhteellisen pitkä maaseutulähtö, joka on ollut viime vuosina yksi vikaherkimpiä lähtöjä.

Lähdöllä olevien asiakkaiden kulutusjakauma on esitetty kuvassa 4.22. Saneerattavan osuuden pituus on 3,87 km, eikä verkostopituus tai topologia muutu saneerauksen yhteydessä. Saneerauksen yhteydessä joudutaan tekemään lähtöpäähän kojeistopäätteet sekä loppupäähän pylväspäätteet. Erottimia tai muuntamoita ei saneerattavalla osuudella ole. Tällä hetkellä saneerattavalla osuudella on käytössä Raven -johdin. Saneerauksen yhteydessä

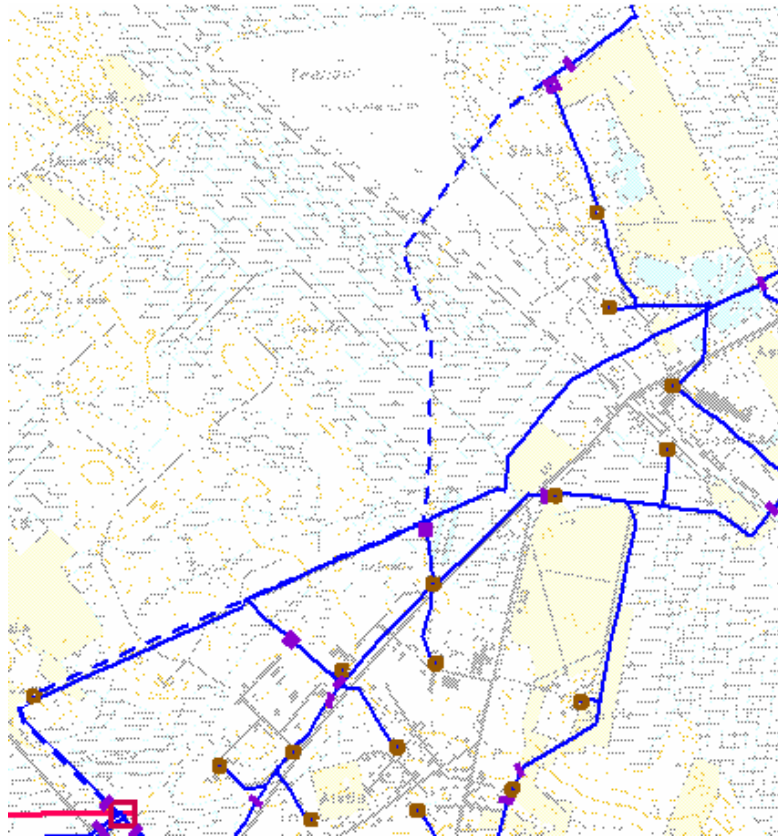
johtimet vaihdetaan AHX-W95 -maakaapeliin. Mikäli käytettävä kaapeli valittaisiin siten, että se vastaisi kuormitus- sekä oikosulkukestoisuudeltaan Ravenia, tulisi kuormitusvirran perusteella valita vähintään AHX-W185 -kaapeli. 1 sekunnin oikosulkukestoisuuden perusteella valittuna jo AHX-W70 -kaapeli riittäisi (SA 5:94). Toisaalta lähtö on pieni tehoinen, eikä se ole merkittävä varasyöttöyhteyksien kannalta, joten valitaan käytettäväksi kaapeliksi AHX-W95. Tällöin saavutetaan lähdöllä vähintään riittävä tehonsiirtokyky, eikä oikosulkukestoisuuskaan aiheuta ongelmia.

Esimerkkikohteena tämä johto-osuus on hieman huono, sillä siinä kulkee toinen kj-avojohto aivan rinnalla. Mikäli saneerauksella pyrittäisiin saavuttamaan maisemallisia ominaisuuksia, olisi myös rinnakkainen johto saneerattava. Toisaalta tarkastelussa keskitytään lähinnä kustannuksien sekä viikamäärien tutkimiseen, joten esimerkkitapaukseksi kyseinen johto-osuus sopii hyvin.



Kuva 4.22. Maakaapelilla saneerattavan Tohmajärvi J05-Valkeavaara lähdön asiakasryhmien kulutusosuudet. Kokonaisvuosienergian kulutus noin 2 500 MWh/a.

Kuvassa 4.23 on esitetty lähtö TOH J05-Valkeavaara saneerauksen jälkeen.



Kuva 4.23. Tohmajärvi J05-Valkeavaaran tarkasteltava johto-osuus maakaapelilla saneerauksen jälkeen. Lähdön huipputeho $P_{\max} = 740$ kW; keskiteho $P_k = 290$ kW; koko lähdön pituus $l = 81$ km.

Saneerattava lähtö J05 on kuvassa 4.23 katkoviivalla merkattuna. Kartasta havaitaan lähes koko saneerattavan johto-osuuden sijaitsevan metsässä. Kaapeloinnilla voitaisiin tarkasteltavalta osuudelta vähentää vikoja sekä poistaa jälleenkytkentöjen aiheuttamat haitat kokonaan. Häiriömäärien kehitys on esitetty taulukossa 4.16.

Taulukko 4.16. Tohmajärvi J05-Valkeavaara lähdön tarkasteltavan solmuvälin saneeraamisen ansiosta saatava häiriömäärien kehitys 40 vuoden aikana.

Häiriöt	Perusratkaisu [kpl]	Korvaava ratkaisu [kpl]	Muutos [kpl]	Muutos [%]
Pysyviä vikoja	201	197	-4	-2
PJK:t	1 435	1 370	-65	-5
AJK:t	400	381	-19	-5

Maakaapelointi on kallista perinteiseen saneeraukseen verrattuna. Taulukossa 4.17 on esitetty saneerattavan johto-osuuden elinkaarikustannukset. Tuloksista havaitaan investointikustannusten nousevan vajaan neljän kilo-

metrin saneerausosuudella yli viisinkertaisiksi perinteiseen saneeraukseen verrattuna.

Taulukko 4.17. Tohmajärvi J05-Valkeavaaran maakaapeloitavan johto-osuuden elinkaari-kustannukset.

Kustannukset	Perusratkaisu	Korvaava ratkaisu	Muutos	Muutos
	[€]	[€]	[€]	[%]
Investointi	25 658	169 467	143 809	560
Purkaminen	0	9 830	9 830	0
Häviöt	4 147	1 957	-2 190	-53
Ylläpito	7 437	1 494	-5 943	-80
Häiriö	12 758	7 539	-5 219	-41
Maankäyttö	1 169	0	-1 169	-100
Yhteensä	51 169	190 287	139 118	272

Suurimmat säästöt saavutetaan häiriöiden vähenemisestä sekä ylläpitokustannuksista. Häiriökustannukset on esitetty taulukossa 4.18 eriteltynä viankorjaus- sekä KAH -kustannuksiin. Suuremman johdin poikkipinnan ansiosta laskevat myös häviökustannukset saneerattavalla johto-osuudella yli 50 %. Viankorjauskustannukset nousevat, sillä kaapelivian korjauskustannus on 3 286 €/kpl, yli 2,5-kertainen ilmajohtovikaan verrattuna.

Taulukko 4.18. Tohmajärvi J05-Valkeavaaran kaapeloitavan johto-osuuden häiriökustannukset eriteltynä.

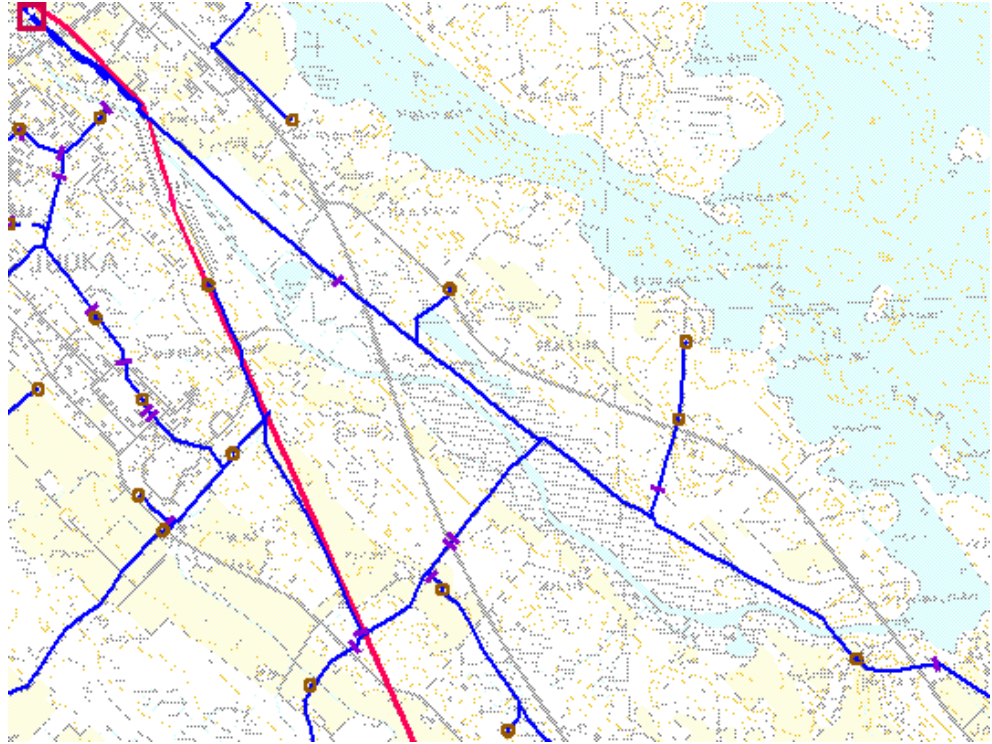
Kustannukset	Perusratkaisu	Korvaava ratkaisu	Muutos	Muutos
	[€]	[€]	[€]	[%]
Viankorjaus	4 984	6 448	1 464	29
KAH	7 774	1 091	-6 683	-86

Tarkasteltavan kohteen pituus ei ole kuin hieman yli 4 % koko johtolähdön pituudesta. Haittapuolena esimerkkikohteessa ovat korkeat investointikustannukset, toisaalta vikamääriä pystytään vähentämään sekä häviö- ja ylläpitokustannuksia pienentämään.

4.3.4 Kohde 6, Juuka - Nunnanlahti

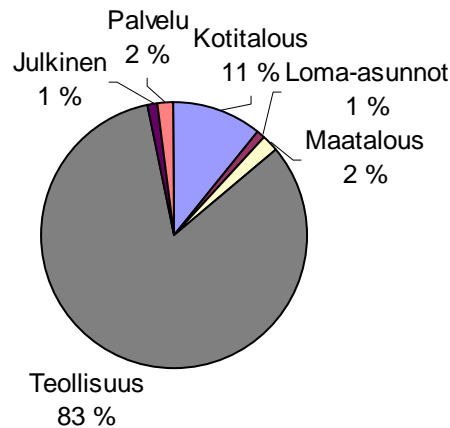
Esimerkissä tarkastellaan Juuan sähköaseman lähtöä J05-Nunnanlahti. Lähtö poikkeaa muista tarkastelukohteista, sillä teollisuuden osuus lähdön kokonaisenergian kulutuksesta on erittäin suuri. Aivan lähdön lopussa sijaitsee kaksi suurta kivitehdasta ja lähtö toimii myös varasyöttöyhteytenä kolmannelle tehtaalle. Käyttövarmuusvaatimus lähdöllä on korkea, sillä teollisuus sijaitsee aivan lähdön loppuosalla.

Maakaapeloitavan johto-osuuden pituus on 3,41 km. Muiden saneerausten sekä muutostöiden takia verkostoa poistuu 0,36 km ja tulee lisää 0,57 km. Verkostoon uudelleen rakennettava osuus on pyritty sijoittamaan tienvarseen. Kuvassa 4.24 on esitetty lähdön topologia ennen saneerausta.



Kuva 4.24. Maakaapeloitavan Juuan lähdön J05-Nunnanlahti tarkasteltava solmuväli ennen saneerausta. Lähdön huipputeho $P_{\max} = 3,0$ MW; keskiteho $P_k = 1,2$ MW; koko lähdön pituus $l = 21$ km.

Kuvassa 4.25 on esitetty lähdön asiakasryhmien kulutusosuudet energiankulutuksesta.



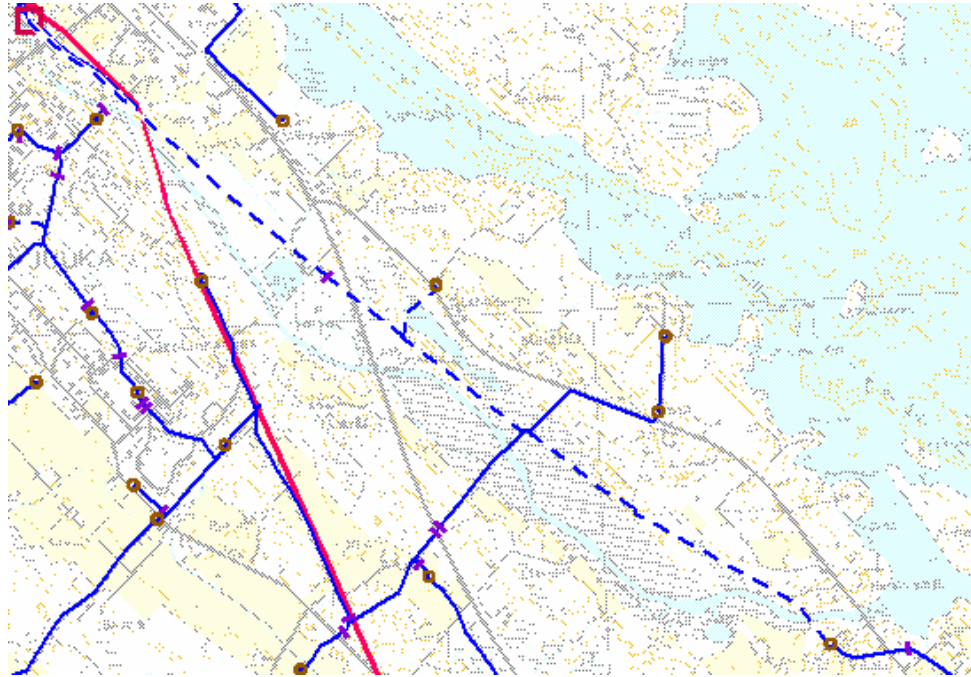
Kuva 4.25. Maakaapeloitavan Juuka J05-Nunnanlahti asiakasryhmien prosentuaaliset vuosienenergian kulutusosuudet. Kokonaisvuosienenergian kulutus noin 10 500 MWh/a.

Teollisuuden osuus kulutuksesta on yli 84 %, joten keskeytyksistä aiheutunut haitta on huomattavasti suurempi kuin perinteisillä maaseutulähdöillä.

Lähdön topologiasta havaitaan, että heti sen alkuosalla on erotin. Erottimen jälkeen on kaksi haaraa, jotka syöttävät muuntamoita sekä rengasyhteys toiseen lähtöön. Mikäli alkuosa lähdöstä halutaan kaapeloida, kannattaa lähdön topologiaa hieman muuttaa, jolloin vältetään useilta maakaapelin haaroituksilta. Haarojen, muuntamoiden sekä erottimien rakentaminen maakaapeliverkkoon on hidasta ja kallista, joten verkoston topologiaa on pyritty esimerkissä yksinkertaistamaan. Kuvassa 4.26 on esitetty lähtö saneerauksen jälkeen. Yksi saneerattavista haaroista rakennetaan maakaapelina, yksi jää entiselle paikalleen ja yksi siirretään, jolloin se haarautuu samasta kohdasta kuin rengasyhteydessä Juuka J06-Pihlajavaara –lähtöön oleva haara.

Saneerauksen takia verkostopituus kasvaa 200 m lähdöllä. Toisaalta 360 m avojohtoa siirtyy metsästä tienvarteen. Ennen saneerausta johtimena on käytössä Pigeon -johdin ja saneerauksessa tarkastellaan AHX-W120 -maakaapelia. 1 s oikosulkukestoisuus tarkasteltavalla kaapelilla on suurempi kuin Pigeon -johtimella. AHX-W120 -maakaapelia voidaan oikosulkukestoisuuden perusteella käyttää. Pigeon -johtimelle suurin sallittu kuormitusvirta on 360 A ja AHX-W120 -kaapelille 225 A (SA 5:94). Toisaalta AHX-W185 -kaapelillakaan ei saavuteta vaadittua kuormitusvirran

arvoa. Käytännössä huippukuormalla virta lähdöllä on noin 90 A, joten valitaan AHX-W120 -kaapeli.



Kuva 4.26. Lähdön Juuka J05-Nunnanlahti tarkasteltava solmuväli maakaapeloinnin jälkeen.

Esimerkin ratkaisu on investointina huomattavasti kalliimpi kuin perinteinen saneeraus. Toisaalta elinkaarikustannukset eivät tule merkittävästi kalliimmaksi. Suuresta tehosta ja teollisuuden korkeasta käyttöasteesta johtuen keskeytyksistä aiheutuneet kustannukset nousevat korkeiksi. Saneerauksen elinkaarikustannukset on esitetty taulukossa 4.19.

Taulukko 4.19. Juuka J05-Nunnanlahden maakaapeloitavan johto-osuuden elinkaarikustannukset.

Kustannukset	Perusratkaisu [€]	Korvaava ratkaisu [€]	Muutos [€]	Muutos [%]
Investointi	27 948	159 794	131 846	472
Purkaminen	0	9 580	9 580	0
Häviöt	43 548	37 945	-5 603	-13
Ylläpito	7 249	2 420	-4 830	-67
Häiriö	151 335	44 244	-107 092	-71
Maankäyttö	1 139	0	-1 139	-100
Yhteensä	231 220	253 983	22 763	10

Häiriökustannukset eriteltyinä viankorjaus- ja KAH -kustannuksiin on esitetty taulukossa 4.20.

Taulukko 4.20. Juuka J05-Nunnanlahden maakaapeloitavan johto-osuuden häiriökustannukset eriteltynä.

Kustannukset	Perusratkaisu [€]	Korvaava ratkaisu [€]	Muutos [€]	Muutos [%]
Viankorjaus	4 858	6 260	1 402	29
KAH	146 477	37 939	-108 538	-74

Suuri teho ja teollisuuspainotteinen kulutus aiheuttavat suurimman osan KAH -kustannuksista. Viankorjauksen yksikkökustannukset maakaapelilla ovat korkeammat kuin avojohdolla, joten viankorjauskustannukset nousevat 29 % korkeimmiksi kuin perinteisen saneerauksen.

Teknisesti ratkaisu on mahdollista toteuttaa, sillä kaapelivaurion sattuessa kriittinen lähdön loppuosa saadaan sähköön Ahmovaaran sähköaseman lähdöstä J05-Nunnanlahti. Saneerauksen vaikutus vikamääriin lähdöllä on esitetty taulukossa 4.21.

Taulukko 4.21. Juuka J05-Nunnanlahden maakaapeloitavan johto-osuuden ansiosta vikamäärien kehitys koko lähdöllä 40 vuoden aikana.

Häiriöt	Perusratkaisu [kpl]	Korvaava ratkaisu [kpl]	Muutos [kpl]	Muutos [%]
Pysyviä vikoja	50	46	-4	-8
PJK:t	355	299	-56	-16
AJK:t	99	84	-15	-15

Poistuvien jälleenkytkentöjen osuus on häiriöiden vähenemisessä merkittävä. Teollisuusvaltaisella lähdöllä jälleenkytkentöjen arvostus on suuri.

4.3.5 Maakaapeloinnin johtopäätökset

Tarkastelluista kohteista Tohmajärvi J05-Valkeavaara vastaa hyvin kannattavuusanalyysin tuloksia. Juuka J05-Nunnanlahti ei vastaa suoraan kannattavuusanalyysistä saatuja tuloksia, sillä teollisuuden osuus lähdöllä on huomattavasti suurempi kuin kannattavuusanalyysin laskennassa käytetyssä, koko yhtiön keskimääräisessä jakaumassa.

Maakaapelointi perinteiselle haja-asutusaluealuelähdölle osoittautuu huomattavasti kalliimmaksi kuin perinteinen saneeraus. Vaikka käyttövarmuus kaapelilla on korkeampi kuin avojohdolla, ei pienellä kuormituksella ja pienkuluttajapainotteisella kulutuksella saada riittävästi säästöjä keskeytyskustan-

nuksista. Toisaalta lähtöihin, joissa on suuri kuormitus sekä teollisuutta, osoittautuu kaapelointi saman hintaiseksi kuin perinteinen saneeraus. Mikäli lähes samoin kustannuksin pystytään parantamaan sähkön laatua, on kaapelointi potentiaalinen vaihtoehto. Investointikustannukset nousevat edelleen huomattavasti korkeimmiksi kuin perinteisessä saneerauksessa, mutta ne pystytään kattamaan saneerattavan osan elinkaaren aikana KAH - kustannuksista saaduilla säästöillä. Myös häviöt pienentyvät ja maankäyttökustannukset laskevat.

4.4 Pylväskatkaisijat

Pylväskatkaisijoita tarkastellessa puhutaan usein uudesta tekniikasta, mutta todellisuudessa niitä oli käytössä jo 70 -luvulla. Tuolloin niiden käyttökokemukset eivät osoittautuneet kannattaviksi, joten ne poistettiin verkostosta. Perustarpeen silloisille maastokatkaisijoille aiheutti sähköasemien vähyys. Johtolähdöt olivat kohtuuttoman pitkiä, joten katkosalueet muodostuivat erittäin laajoiksi. 70 -luvulla sähköasemien määrän lisääntyessä maastokatkaisijoiden tarve väheni. Niiden käyttökään ei ollut ongelmatonta, toimintaa vaikeutti tietoliikenneyhteyksien puuttuminen. Suuresta huoltotarpeesta johtuen tuolloin käytössä olleet vähäjytkatkaisijat osoittautuivat soveltumattomiksi maastokäyttöön. Huoltoa oli vaikea järjestää katkaisijoille aiheuttamatta keskeytystä kuluttajille. Silloiset maastokatkaisijat vaativat säännöllisen virittämisen toiminnan varmistamiseksi. Toimintavarmuudessakin oli tuolloin puutteita. Vanhalla reletekniikalla maastokatkaisijalla varustetun lähdön saaminen selektiiviseksi oli vaikeaa, ilman että syöttävän lähdön oma suojaus kärsi. (Sinisalo 2005)

Tekniikan kehittyessä mielenkiinto kohdistuu jälleen pylväskatkaisijoihin. Nykytekniikalla katkaisijat voitaisiin rakentaa tyhjiökatkaisijoina, jolloin mahdolliset ympäristöhaitat pienenevät ja huollon tarve vähenee. Magneettinen toiminta vähentää liikkuvien osien määrää ja huollon tarvetta. Esimerkiksi ABB lupaa tarjoamalleen pylväskatkaisijalle, OVR Three Phase Recloser, 10 000 -toimintakertaa ilman huoltoa. Tietoliikenneyhteyksien järjestäminen ei tuota enää ongelmia toisin kuin 70 -luvulla. Nykyisin lähes

jokaisella sähköyhtiöllä on runsaasti kaukokäytettäviä erottimia, joten periaatteessa niiden yhteyteen rakennettaessa ei enää tarvita erillisen yhteyden luomista. Tosin yhteydet jouduttaisiin muuttamaan kyselypohjaisesta tapah- tumapohjaiseksi. Myös reletekniikan kehitys parantaa pylväskatkaisijoiden käyttömahdollisuuksia.

Kaikkia pylväskatkaisijoiden käyttöön liittyviä ongelmia ei ole toistaiseksi saatu ratkottua. Vaikka reletekniikka on kehittynyt viime vuosina huomasti, jouduttaisiin pylväskatkaisijaa käytettäessä kasvattamaan edelleen lau- kaisuaikoja sähköasemalta selektiivisyyden saamiseksi. Mikäli lau- kaisuaikoja sähköasemalla nostetaan, pienentää se sallittua maadoitusjänni- tettä sekä lisää oikosulkuvirran aiheuttamaa rasitusta johtimissa (Partanen 2005b). Toisaalta pylväskatkaisijan takana olevassa verkossa releiden oi- kosulusta havahtuminen paranisi. Lisäkustannuksia pylväskatkaisijan asen- nuksesta aiheutuisi myös maadoitusten lisäämisestä lähdölle.

4.4.1 Pylväskatkaisijan elinkaarikustannukset

Pylväskatkaisijoiden elinkaarikustannukset muodostuvat investointi-, ylläpi- to- sekä häiriökustannuksista. Pylväskatkaisijan käytöllä ei ole vaikutuksia verkostossa tapahtuvien häviöiden-, viankorjauksen- tai maankäytön kus- tannuksiin.

Tarkasteltavan OVR –katkaisijan nettohinta on noin 14 k€. Katkaisijan han- kintakustannuksen lisäksi muodostuvat asennus- suunnittelu- ja rakennut- tamiskustannukset kuten muissakin investoinneissa. Koska pylväskat- kaisijoiden käytöstä ei ole toistaiseksi mitään kokemusta, oletetaan kokonai- sinvestointikustannuksiksi kaksinkertainen laitteen hinta, 28 k€. Koska säh- köyhtiöiltä puuttuu kokemusta pylväskatkaisijan käytöstä, on perusteltua olettaa, että suunnittelu- ja asennuskustannukset kohoavat korkeiksi ensim- mäisissä käyttöönotoissa.

Tarkasteltavalle OVR -katkaisijalle luvataan jopa 10 000 toimintakerran huoltovapaa toiminta. Koska tästä ei kuitenkaan ole käytännön kokemusta, oletetaan tarkastelussa vuotuisiksi huoltokustannuksiksi 1 k€.

Käytettäessä pylväskatkaisijoita johtolähdöillä muodostuu saatava säästö KAH –kustannuksista. Pylväskatkaisijan käytön kannattavuus riippuu täysin keskeytyksestä aiheutuneen haitan arvostuksesta, johtolähdön asiakasjakaumasta sekä johdolla siirtyvästä tehosta. KAH –kustannuksia tarkasteltaessa verrataan koko lähdön ja pylväskatkaisijan etupuolella olevan verkon keskeytyskustannuksia. Viankorjauskustannuksia ei oteta huomioon, sillä vikojen määrä ei vähene, vaikka niiden vaikutusalue pieneneekin. Tarkastelussa lähdöllä tapahtuvan vian keskimääräisen kestoajan oletetaan noudattavan PKS:n keskiarvoa, 1,16 h. Mikäli lähdöllä on kauko-ohjattavia erottimia jo ennen pylväskatkaisija asennusta, on pysyvän vian keskimääräinen kesto-aika lähdön alkuosan asiakasryhmälle huomattavasti lyhempi.

Pylväskatkaisijoiden käyttöä tutkitaan kahdessa esimerkkikohteessa. Tarkasteltavissa kohteissa pylväskatkaisijan paikkaa ei ole laskettu, vaan se asetetaan johtolähdölle topologian perusteella. Pylväskatkaisijalle suoritetaan yleinen tarkastelu, missä määritetään laitteelle kannattavuuden rajat keskimääräisellä johtolähdöllä.

4.4.2 Pylväskatkaisijan kannattavuusanalyysi

Mikäli pylväskatkaisija halutaan ottaa käyttöön, on sen paikka lähdöllä määritettävä laskemalla eikä arvioon perustuen. Yleensä sähköyhtiöissä kauko-ohjattavien erottimien paikat valitaan topologian perusteella. Kannattavia sijoituskohteita ovat tärkeät haarakohdat tai rengaskäyttömahdollisuus toisen kauko-ohjattavan erottimen kanssa.

Periaatteessa pylväskatkaisijoilla pystyttäisiin rakentamaan myös renkaita, jolloin viat rajautuisivat automaattisesti. Koska tekniikkaa ei kuitenkaan ole Suomessa vielä liiemmin testattu, keskitytään tarkastelussa yhteen pylväskatkaisijaan.

Pylväskatkaisijan käytön kannattavuuteen vaikuttavat viisi parametria ovat seuraavat:

- Johdolla siirrettävä keskimääräinen teho
- Asiakasryhmien jakauma
- Häiriöiden arvostus
- Häiriötaajuus
- Pylväskatkaisijasta aiheutuvat kustannukset

Tarkastellaan tehon vaikutusta sijoituspaikkaan. Pidetään asiakasryhmän jakauma samana kuin se on keskimäärin koko Pohjois-Karjalan Sähkö Oy:n jakelualueella (kuva 3.1) ja oletetaan jakauman pysyvän vakiona koko lähdöllä. Häiriötaajuus pidetään myös samana kuin koko yhtiön keskimääräinen häiriötaajuus. Häiriöiden arvostuksen tarkasteluun palataan myöhemmin herkkyysanalyysissä.

Asetetaan sekä pylväskatkaisijan investointi- että ylläpitokustannukset vastaamaan ilman pylväskatkaisijaa olevan lähdön ja pylväskatkaisijalla varustetun lähdön häiriökustannusten erotusta. Tällöin

$$(K_{\text{kok,KAH}} + K_{\text{kok,pjk}} + K_{\text{kok,ajk}} - K_{\text{pk,KAH}} + K_{\text{pk,pjk}} + K_{\text{pk,ajk}}) \cdot \kappa_K = K_{\text{inv}} + \kappa_Y \cdot K_{\text{yp}} \quad (4.1)$$

Koko lähdön keskeytyskustannusten laskenta on esitetty kohdassa 2.15. Pylväskatkaisijalla varustetulle lähdölle pysyvästä viasta aiheutuneen haitan kustannukset saadaan yhtälöstä 4.2.

$$K_{pk,KAH} = [(P_1 + P_2) \cdot (l_1 - l_2) \cdot f_{vika} \cdot t \cdot (\sum y_n \cdot k_{vika}) - (P_1 + P_2) \cdot l_1 \cdot f_{vika} \cdot t \cdot (\sum y_n \cdot k_{vika}) - P_2 \cdot l_2 \cdot f_{vika} \cdot t \cdot \sum y_n \cdot k_{vika}] \cdot \kappa_K \quad (4.2)$$

missä	$K_{pk,KAH}$	= keskeytyskustannukset vialle
	P_1	= lähdön alkuosalla siirtyvä teho
	P_2	= lähdön loppuosalla siirtyvä teho
	l_1	= verkostopituus ennen pylväskatkaisijaa
	l_2	= verkostopituus pylväskatkaisijan jälkeen
	f_{vika}	= pysyvien vikojen vikataajuus avojohdolla
	t	= keskeytyksen keskimääräinen kesto
	y_n	= asiakasryhmien kulutusosuus koko lähdöllä
	k_{vika}	= pysyvän vian KAH-kustannus asiakasryhmille

Edellä määritellään ajan t kestäneestä pysyvistä viasta aiheutuneet keskeytyskustannukset pylväskatkaisijalla varustetulle lähdölle. Keskeytysaikana tarkastelussa käytetään PKS:n keskimääräistä keskeytyksen kestoajaa, 1,16 h. Keskimääräisen kestoajan käyttö soveltuu parhaiten lähtöjen tarkasteluun joissa ei ole käytössä automatiikkaa. Jälleenkytkennöille kustannukset saadaan muuttamalla keskeytyksen kustannukseksi pika- tai aikajälleenkytkennän kustannus k_{pjk} tai k_{ajk} , poistamalla yhtälöstä keskeytyksen keskimääräisen pituuden arvo t sekä muuttamalla vikataajuudeksi kyseisen jälleenkytkennän vikataajuus, f_{pjk} tai f_{ajk} .

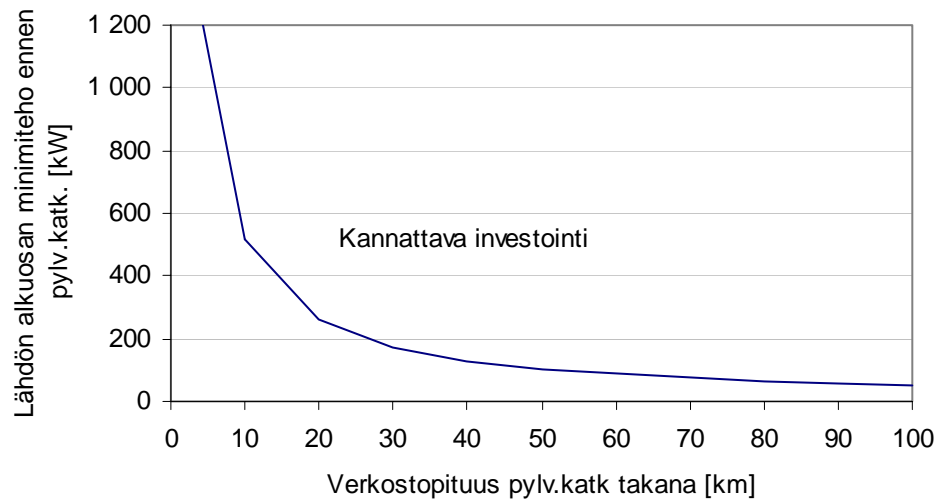
Johtamalla yhtälöistä (4.1) ja (4.2) saadaan pylväskatkaisijan alkuosan minimitehon yhtälö loppuosan verkostopituuden funktiona

$$P_1 = \frac{K}{l_2 \cdot (f_{vika} \cdot t \cdot \sum y_n \cdot k_{vika} + f_{pjk} \cdot \sum y_n \cdot k_{pjk} + f_{ajk} \cdot \sum y_n \cdot k_{ajk}) \cdot \kappa_K} \quad (4.3)$$

missä K = pylväskatkaisijan kokonaiskustannukset

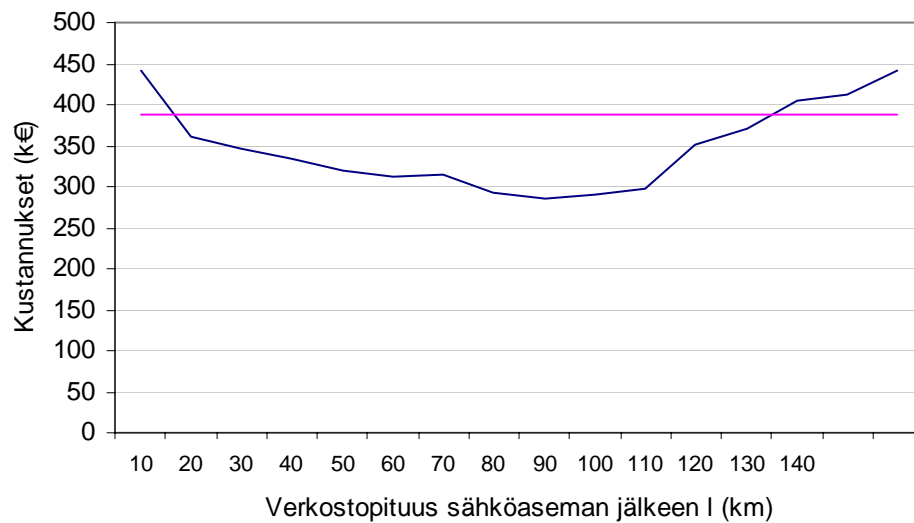
Liitteessä III on esitetty yhtälön 4.3 johtaminen. Pylväskatkaisijan kannattavuus riippuu siis sekä alkuosan tehosta P_1 että pylväskatkaisijan takana olevasta verkostopituudesta l_2 . Edellä oletetaan että kuluttajaryhmien jakauma pysyy vakiona lähdön alku- sekä loppupuolella. Mikäli kuluttajaryhmien jakauman muutos huomioitaisiin myös, saataisiin kolmen muuttujan yhtälö.

Yhtälön 4.3 perusteella on esitetty kuvassa 4.27 lähdön alkuosan minimitehon P_1 riippuvuus loppuosan pituudesta l_2 .



Kuva 4.27. Pylväskatkaisijan kannattavan investoinnin funktio lähdön alkuosan minimitehon ja loppuosan verkostopituuden tulona.

Kuvassa 4.28 on esitetty kustannuksille etäisyyden funktiona pylväskatkaisijan kannattava verkostopituus sähköaseman jälkeen Saava J09-Nurmijärvi lähdölle. Tässä tarkastelussa lähdön alkuosan teho on todelliseen kulutukseen pohjautuvaa, mutta asiakasryhmien jakauma oletetaan ensimmäisen 25 km matkalla samaksi kuin koko lähdön jakauma, ja tämän jälkeen samaksi kuin loppuosan jakauma.

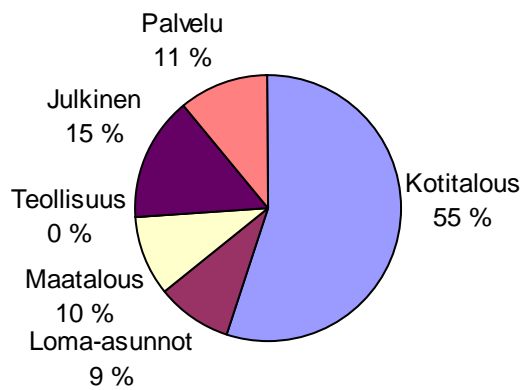


Kuva 4.28. Saava J09-Nurmijärvi lähdölle sijoitettavan pylväskatkaisijan kannattavan sijoituksen alue kustannusten perusteella sähköaseman jälkeen olevan verkostopituuden funktiona.

Kuvasta havaitaan, että pylväskatkaisija voitaisiin sijoittaa kannattavasti noin 15 - 125 km etäisyydelle sähköasemasta. Kaikkein edullisimmaksi sijoitus tulisi verkostopituuden ollessa 80 – 90 km sähköaseman jälkeen, mutta käytännössä lähdön topologian kannalta tämä on mahdoton toteuttaa. Verkoston topologia vaikuttaakin huomattavasti sijoitusmahdollisuuksiin.

4.4.3 Kohde 7, Saava - Nurmijärvi

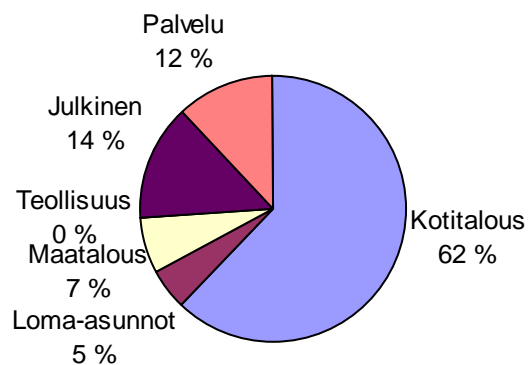
Tarkastellaan Saavan sähköaseman lähtöä J09-Nurmijärvi. Nurmijärven lähtö on mukana tarkastelussa pituutensa ja muotonsa takia. Saava J09-Nurmijärvi on yksi PKS:n pisimmistä lähdöistä. Se haarautuu kahteen osaan hieman ennen puoliväliä ja on pienitehoinen. Asiakasryhmien jakauma ja kulutusosuudet on esitetty kuvassa 4.29.



Kuva 4.29. Saava J09-Nurmijärvi lähdön asiakkaiden prosentuaalinen kulutusjakauma pylväskatkaisijan kannattavuutta tarkasteltaessa. Kokonaisvuosienergian kulutus lähdöllä on 3 100 MWh/a.

Kuvassa 4.30 on esitetty pylväskatkaisijan etupuolelle jäävän verkon asiakasryhmien kulutusosuudet.

Alkuosan parametreista havaitaan, että vaikka pylväskatkaisijan sijoituspaikka on valittu ennen lähdön puoltaväliä, sijaitsee noin 70 % kulutuksesta pylväskatkaisijan etupuolella. Haaroilla on kauko-ohjattavat erottimet, mutta ne eivät poista katkoksia, vaan lyhentävät niitä.



Taulukko 4.30. Saava J09-Nurmijärvi lähdön alkuosan asiakkaiden prosentuaalinen kulutusjakauma pylväskatkaisijan kannattavuutta tarkasteltaessa. Kokonaisvuosienergian kulutus noin. 2 200 MWh/a.

Pylväskatkaisijan asennuksen elinkaarikustannukset on esitetty taulukossa 4.22.

Taulukko 4.22. Lähdön Saava J09-Nurmijärvi pylväskatkaisijan asennuksen elinkaarikustannukset.

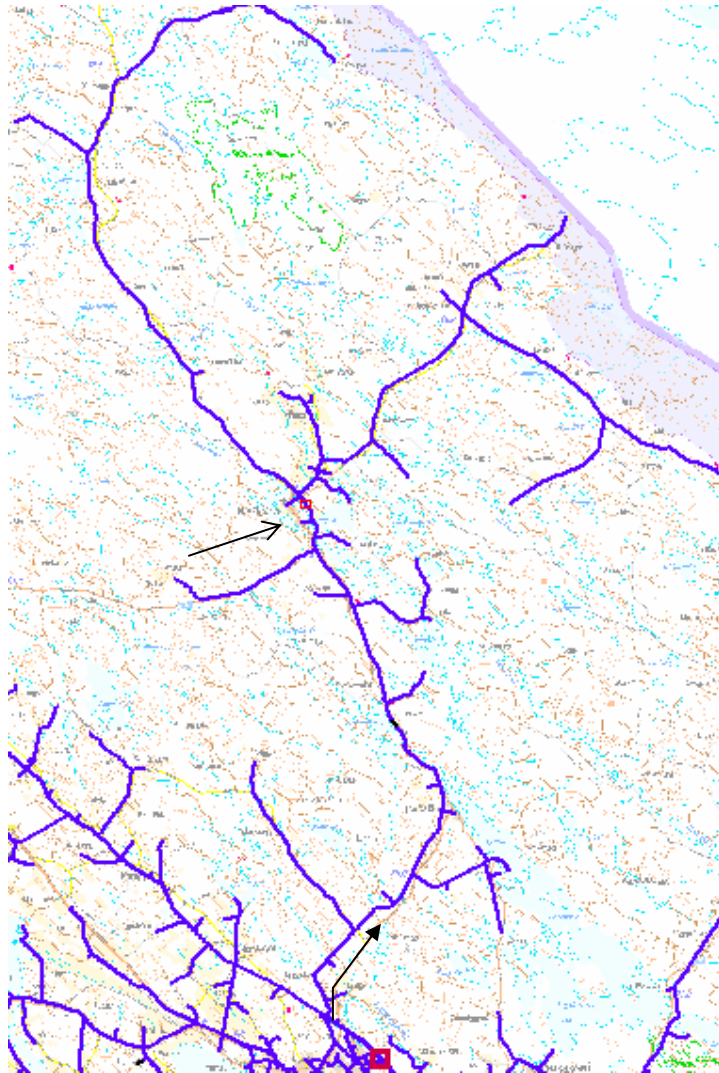
Kustannukset	Perusratkaisu [€]	Korvaava ratkaisu [€]	Muutos [€]	Muutos [%]
Investointi	0	28 000	28 000	
Ylläpito	0	17 159	17 159	
Häiriö	389 017	234 728	-154 290	-40
Yhteensä	193 895	178 183	-109 131	-56

Kustannusjakaumasta havaitaan, että tässä työssä käytettävillä häiriöidenhinnoilla pylväskatkaisijan asentaminen on kannattavaa. Investointi- ja ylläpitokustannukset ovat tosin arvioon perustuvia, mutta häiriöistä aiheutuvien kustannusten säästö lasketaan samalla periaatteella kuin muissakin tarkasteltavissa tekniikoissa. Saneerauksen vaikutus häiriömääriin lähdön alkuosalla on esitetty taulukossa 4.23.

Taulukko 4.23. Pylväskatkaisijan asennuksen ansiosta häiriömäärien kehitys 40 vuoden pitäjällä Saava J09-Nurmijärvi lähdön alkuosalla.

Häiriöt	Perusratkaisu [kpl]	Korvaava ratkaisu [kpl]	Muutos [kpl]	Muutos [%]
Pysyviä vikoja	335	148	-187	-56
PJK:t	2 390	1 053	-1 337	-56
AJK:t	665	293	-372	-56

Kuvassa 4.31 on esitetty Saava J09-Nurmijärvi lähdön topologia. Asiakasmäärä lähdöllä on 393, joista 296 sijaitsee lähdön alkuosalla ennen suunniteltua pylväskatkaisijaa. Pylväskatkaisija on merkattu kuvaan pienellä neliöllä, sähköasema suuremmalla.



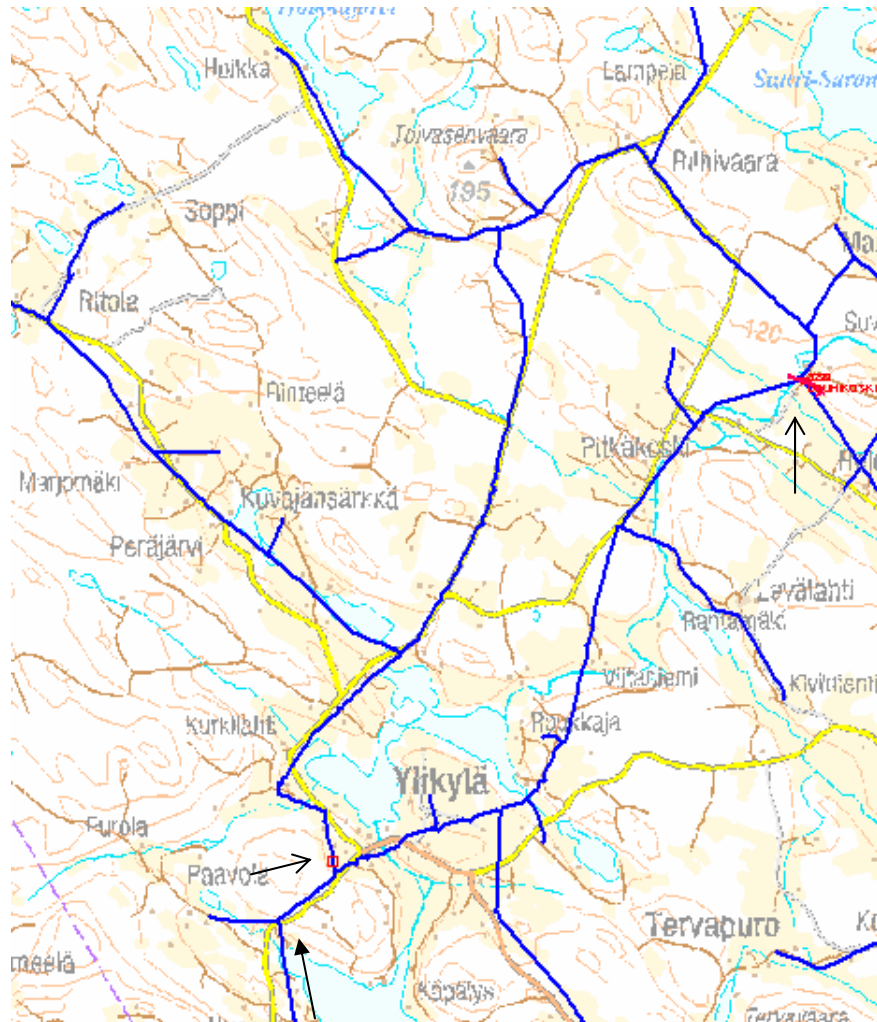
Kuva 4.31. Saava J09-Nurmijärvi lähdölle asennettava pylväskatkaisija. Koko lähdön huipputeho $P_{\max} = 840$ kW; keskiteho $P_k = 350$ kW; lähdön kokonaispituus $l = 140$ km. Alkuosan huipputeho $P_{\max,a} = 600$ kW; alkuosan keskiteho $P_{k,a} = 230$ kW; lähdön alkuosan pituus $l_a = 64$ km. Pylväskatkaisija merkattu avoimella nuolella ja tehon syöttösuunta täytetyllä nuolelle.

Tärkeimmät kuluttajat lähdöllä ovat pumppaamot, joista Lieksan kaupunki saa juomavetensä. Pylväskatkaisijaa käyttämällä pumppaamot jäisivät lähdön loppuosalla tapahtuvien häiriöiden vaikutusalueen ulkopuolelle.

4.4.4 Kohde 8, Nurmes - Louhikoski

Esimerkitapauksessa pylväskatkaisijan käyttöä tarkastellaan Nurmeksen sähköaseman lähdöllä J14-Louhikoski. Tämä lähtö on tarkastelussa lähdöllä sijaitsevan Louhikosken vesivoimalaitoksen takia. Voimalaitos on teholtaan noin 0,5 MW. Mikäli johtolähdöllä tapahtuu vika, putoaa voimalaitos verkosta ja laitos joudutaan ajamaan uudestaan verkkoon. Yleensä laitoksen

ajaminen takaisin verkkoon vaatii käyttöhenkilöstön paikalla käynnin. Kuvassa 4.32 on esitetty lähtö J14-Luohikoski, johon on lisätty pylväskatkaisija. Pylväskatkaisija on merkattu kuvaan pienellä neliöllä ja voimalaitos tekstillä.

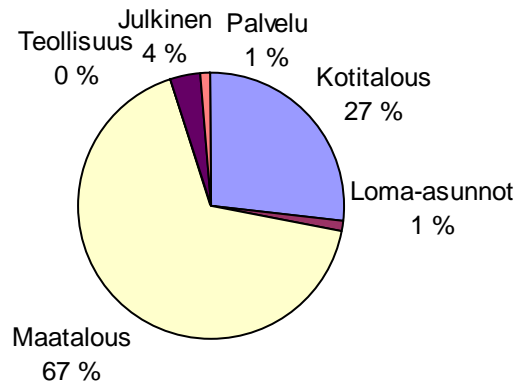


Kuva 4.32. Nurmes J14-Luohikoski lähdölle asennettava pylväskatkaisija. Koko lähdön huipputeho $P_{\max} = 1200$ kW; keskiteho $P_k = 450$ kW; lähdön kokonaispituus $l = 68$ km. Alkuosan huipputeho $P_{\max,a} = 850$ kW; alkuosan keskiteho $P_{k,a} = 300$ kW; lähdön alkuosan pituus $l_a = 32$ km. Tehon syöttösuunta on merkattu täytetyllä suuntanuolella. Sekä pylväskatkaisija että voimalaitos on osoitettu kuvassa avoimella nuolella.

Nykyinen kytkentätilanne on sellainen, että haarassa, jossa on suunniteltu pylväskatkaisijan paikka, sijaitsee kauko-ohjattava erotinasema. Syöttö tapahtuu siten, että vasemmanpuoleinen haara syöttää koko renkaan muotoista lenkkiä ja oikeanpuoleisella haaralla oleva kauko-ohjattava erotin toimii rajaerottimena. Tarkastelussa jakorajoja on muutettu siten, että oikeanpuoleinen kauko-ohjattava erotin on kiinni, ja rengas on auki heti voimalaitoksen

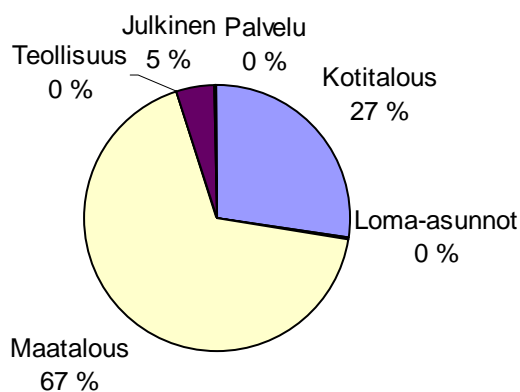
takaa. Pylväskatkaisija on asennettu vasemmanpuoleisella haaralle, jolloin siellä tapahtuvat katkokset eivät näkyisi voimalaitoksella.

Asiakkaita koko lähdöllä on 294 ja niistä suunnitelluilla jakorajoilla pylväskatkaisijan taakse jäisi 129. Asiakasryhmien jakauma ja kulutusosuudet on esitetty kuvassa 4.33.



Kuva 4.33. Nurmes J14-louhikoski koko lähdön asiakkaiden prosentuaalinen kulutusjakauma pylväskatkaisijan kannattavuutta tarkasteltaessa. Kokonaisvuosienergian kulutus noin 3 900 MWh/a.

Kun pylväskatkaisija rajaa noin puolta lähdöstä, kuluttajista yli 55 % jää pylväskatkaisijan etupuolelle. Voidaan olettaa, että pylväskatkaisijan paikka on valittu sopivasti. Lähdön alkuosan kuluttajien kulutusosuudet ilmenevät kuvassa 4.34.



Kuva 4.34. Nurmes J14-louhikoski lähdön alkuosan asiakkaiden prosentuaalinen kulutusjakauma pylväskatkaisijan kannattavuutta tarkasteltaessa. Kokonaisvuosienergian kulutus noin 2 500 MWh/a.

Lähdölle asennettavan pylväskatkaisijan elinkaarikustannukset on esitetty taulukossa 4.24. Lähdön alkuosalla olevien asiakkaiden ja voimalaitoksen kokemien häiriöiden kehittyminen on esitetty taulukossa 4.25.

Taulukko 4.24. Lähdön Nurmes J14 Louhikoski pylväskatkaisijan asennuksen elinkaari-kustannukset.

Kustannukset	Perusratkaisu [€]	Korvaava ratkaisu [€]	Muutos [€]	Muutos [%]
Investointi	0	28 000	28 000	
Ylläpito	0	17 159	17 159	
Häiriö	194 952	127 866	-67 086	-34
Yhteensä	193 895	178 183	-21 927	-11

Taulukko 4.25. Häiriömäärien kehitys 40 vuoden pitoajalla Nurmes J14-Louhikoski lähdön alkuosalla pylväskatkaisijan asennuksen ansiosta.

Häiriöt	Perusratkaisu [kpl]	Korvaava ratkaisu [kpl]	Muutos [kpl]	Muutos [%]
Pysyviä vikoja	161	76	-85	-53
PJK:t	1 150	543	-607	-53
AJK:t	320	151	-169	-53

Pylväskatkaisijan käytöllä pystytään vähentämään huomattavasti koko lähdön kokemien häiriöiden määrää. Esimerkkitapauksessa myös voimalaitoksen pysyminen verkossa on yksi ratkaisua puoltava tekijä, vaikka sitä ole laskelmissa huomioitukaan.

4.4.5 Pylväskatkaisijan johtopäätökset

Tarkasteltaessa esimerkkitapauksessa 7 käsiteltyä pylväskatkaisijan sijoituspaikkaa, havaitaan sekä kuvan 4.27 että kuvan 4.28 perusteella että sijoitus on kannattava. Lähdön alkuosan tehoksi riittäisi 80 kW teho, ja investointi olisi edelleen kannattava. Myös esimerkkitapauksessa 8 sijoituspaikka osoittautuu kannattavaksi, ja yhtälön (4.3) mukaan nykyisessä sijoituspaikassa riittäisi lähdön alkuosan tehoksi 210 kW.

Pylväskatkaisijoiden osalta tarkastelu keskittyy pelkästään KAH -kustannusten vertailuun ja on siten täysin riippuvainen häiriöiden arvostuksesta. Molemmissa esimerkkitapauksissa pylväskatkaisijan käyttö osoittautuu kannattavaksi. Keskeytyksen keskimääräisenä kestoaikana käytettiin 1,16 h joka on suuri lähdölle jolla on kauko-ohjattavia erottimia. Täytyy kuitenkin muistaa, että käyttökokemukset puuttuvat toistaiseksi, joten kaikki tulokset perustuvat pelkästään laskentaan. Saavutetut säästöt pylväskatkaisijan käytöllä ovat niin suuret, että pylväskatkaisijan jatkotutkimus ja testaaminen käytössä tulee varmasti tapahtumaan.

5 Herkkyysanalyysi

Herkkyysanalyysissa käsitellään laskentaparametrien muutosten vaikutuksia elinkaarikustannuksiin. Tarkasteltavia muuttujia ovat

- pitoaika,
- häiriöiden arvostus ja
- vuotuinen tehonkasvu.

Kaikkia muuttujia vertaillaan kannattavuusanalyyseissa saatuihin tuloksiin. Parametrin muutosten vaikutuksia analysoidaan elinkaarikustannuksiin sekä tutkitaan niiden muutosherkkyyttä.

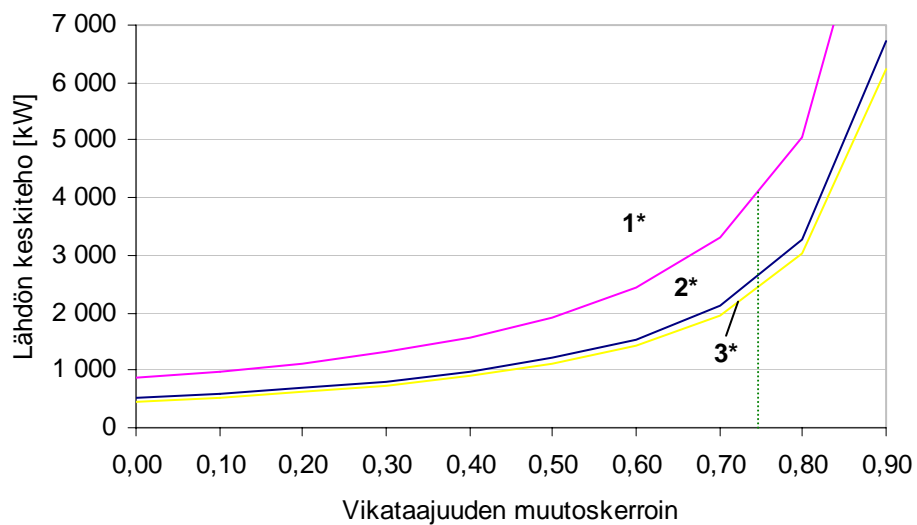
5.1 Pitoaika

Pitoaikana tässä työssä käytetään teknistä pitoaikaa, joka on 40 vuotta. Tekninen pitoaika on aika, jonka verkostokomponentti teknisesti kestää verkossa normaalein huoltoväleihin (Salovaara 2005). Käytännössä tekninen pitoaika vaihtelee komponenttien välillä, mutta käsiteltäviin saneerausmenetelmiin 40 vuoden pitoaika soveltuu hyvin. Epävarmin on 1000 V-järjestelmän pitoaika, sillä järjestelmä on vasta viime aikoina otettu käyttöön. Vaihtoehtoisesti olisi laskennassa mahdollista käyttää joko kirjanpidollista pitoaikaa tai teknistaloudellista pitoaikaa.

Kirjanpidollinen pitoaika on aika, jona verkostokomponentti poistetaan sähköyhtiön kirjanpitoasteesta. Normaalisti kirjanpidollinen pitoaika on huomattavasti teknistä pitoaikaa lyhempi, mahdollisesti noin 20 vuotta. (Salovaara 2005)

Teknistaloudellinen pitoaika puolestaan on aika, jonka ajan komponenttia on taloudellisesti kannattavaa pitää verkossa. Vaikka tuotekehitys sähkön jakelussa on suhteellisen hidasta, valitsevat talousihmiset teknistaloudellisen pitoajan lähelle kirjanpitoaikoja. (Salovaara 2005)

Tässä tarkastelussa vertaillaan kirjanpidollista sekä ylipitkää pitoaikaa tekniseen pitoaikaan. Kirjanpidolliseksi pitoajaksi valitaan 20 vuotta ja ylipitkäksi pitoajaksi 50 vuotta. Ylipitkän pitoajan valinta perustuu pylväiden kestämiseen, sillä kyllästetyillä pylväillä pitoaika ei useinkaan pääty 40 vuoteen, mikäli maaperä sallii pitoajan jatkamisen. Pitoaikojen vaikutusta vertaillaan kilometrin johto-osuuden tien varteen siirron kannattavuuteen. Kuvasta 5.1 on esitetty tien varteen siirron kannattavuus 20-, 40- ja 50 vuoden pitoajoilla.



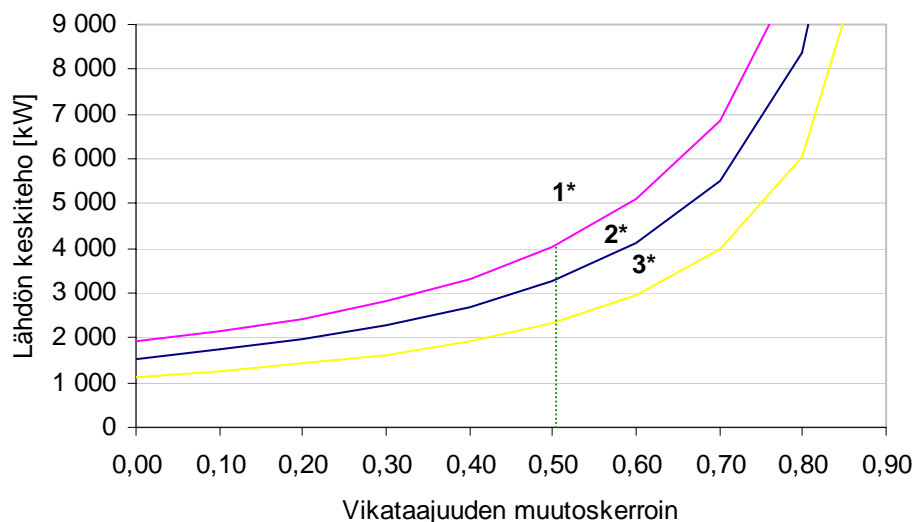
Kuva 5.1. Kilometrin johto-osuuden siirron tien varteen kannattavuus 20-, 40- ja 50 vuoden pitoajalla verrattuna sekä pylväiden että johtimien vaihtamiseen. 1*-Siirto kannattavaa 20 vuoden pitoajalla; 2*-siirto kannattavaa 40 vuoden pitoajalla; 3*-siirto kannattavaa 50 vuoden pitoajalla. Katkoviivalla merkattu työssä käytettävää vikataajuuden muutoskerrointa tien varteen siirrolle.

Kuvasta 5.1 havaitaan, ettei pitoajan jatkaminen 40 vuoden jälkeen tuota enää suurta säästöä. Toisaalta 20 vuoden pitoajalla siirtäminen ei osoittaudu läheskään yhtä kannattavaksi kuin 40 vuoden pitoajalla. Mikäli johdolla ei esiinny vahvistustarvetta, määräytyy pitoaika pylväiden mukaan. Työn tekohetkellä saneerauksen kohteena ovat 40 - 50 vuotta sitten pylvästetyt johto-osuudet. Vuoden 2006 alussa tulee voimaan Valtioneuvoston asetus N:o 436 (VA 436), jonka perusteella uusia, CCA -kyllästettyjä pylväitä ei saa enää käyttää, myydä tai luovuttaa. Uusille pylväille pitoajan määrittäminen onkin arvoitus, mutta mikäli ne osoittautuvat entisten veroisiksi voidaan olettaa, että pitoaikana voidaan jatkossakin käyttää 40 vuotta.

5.2 Häiriöiden arvostus

Häiriöiden arvostus on työn tekohetkellä mielenkiintoisin laskentaparametri. Sähkönjakelua valvovat viranomaiset eivät ole toistaiseksi asettaneet hintoja keskeytyksistä, pikajälleenkytkennöistä tai aikajälleenkytkennöistä aiheutuille haitoille. Tutkimus on käynnissä, mutta tämän työn valmistumiseen mennessä hintoja ei ole vielä saatavilla.

Häiriöille käytetään Ryhmä Kymppin 90 -luvulla määrittämiä hintoja. Arvostuksen muuttuminen muuttaa tarkasteltavien kohteiden ratkaisua. Herkkyysanalyysissä tarkastellaan vaikutuksia, mikäli häiriöiden arvostus puolitetään tai vaihtoehtoisesti jos arvostus kaksinkertaistuu. Kaikissa tarkasteltavissa esimerkkikohteissa suurimmat säästöt aiheutuvat juuri häiriökustannuksista. Herkkyysanalyysissa tarkasteluun otetaan keskeytyskustannusten muutoksen vaikutus PAS -johdon kilometrikustannuksiin. Saneerausta PAS -johdolla tarkastellaan vaihtamalla sekä pylviä että johtimet kilometrin johto-osuudella. Kuvasta 5.2 nähdään keskeytyskustannusten puolittamisen ja kaksinkertaistamisen vaikutukset.



Kuva 5.2. Kilometrin johto-osuuden saneeraaminen PAS -johdolla, ½-, 1- ja 2-kertaisilla keskeytyskustannusten arvoilla verrattuna saneeraukseen vaihtamalla sekä pylviä että johtimet. 1*PAS -tekniikka kannattavaa ½-kertaisilla keskeytyskustannusten arvoilla; 2*- PAS -tekniikka kannattavaa työssä käytetyillä keskeytyskustannusten arvoilla; 3*- PAS -tekniikka kannattavaa 2-kertaisilla keskeytyskustannusten arvoilla. Katkoviivalla on merkattu työssä käytettyä vikataajuuden muutoskerrointa PAS -johdolle.

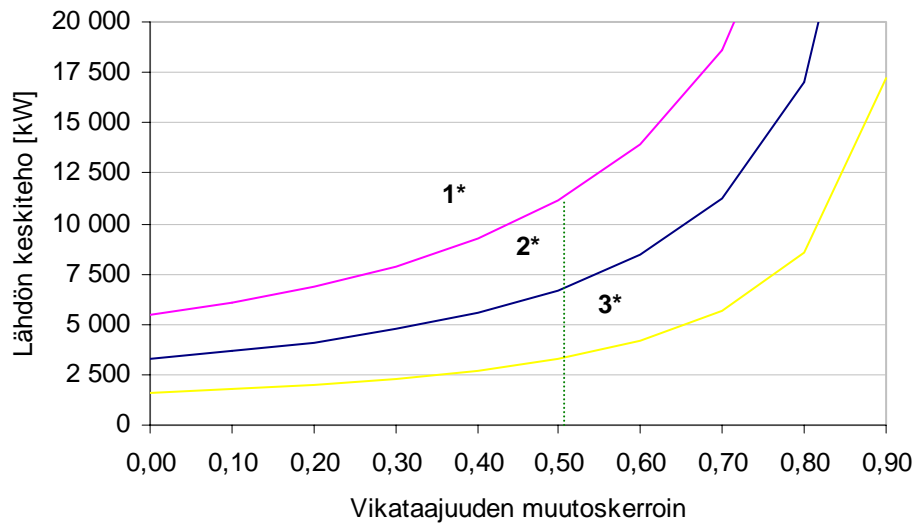
Kuvassa 5.2 on esitetty, että PAS -johto tulisi potentiaalisesti käyttökohdeksi 2 -kertaisilla keskeytyskustannusten arvoilla lähdöllä, jonka keskiteho on 2 MW, mikäli vikataajuus laskisi saneerauksen ansiosta työssä oletettuun 50 %:iin. Jos keskeytyskustannusten arvoina käytetään ½ -kertaisia arvoja, pitäisi vikataajuuden laskea 25 %:iin, jotta 3 MW lähdöllä saneeraus olisi kannattava.

Kuten aiemmin mainitaan, on keskeytyskustannuksille määriteltävä arvostus vielä täysin arvoitus. Laitetoimittajat ja asiakkaat arvostavat keskeytyksestä aiheutuneen haitan suuremmaksi kuin sähkönjakeluyhtiöt. Arvostusta määriteltäessä tulee olla varovainen, ettei kustannuksesta tule kohtuuton yhdelekään osapuolelle.

5.3 Vuotuinen tehonkasvu

Vuotuisen tehonkasvun ennustaminen pitkälle tulevaisuuteen on vaikeaa, mutta ratkaisevaa tulevan verkoston kehityksen kannalta. Työn tekohetkellä PKS:n jakelualueella näyttää siltä, että kasvun huippuvuodet ovat takana päin. Tehon kasvun arvona käytetään 1 %. On yksittäisiä alueita joilla, kasvu on huomattavasti ripeämpää sekä alueita, joilla sähkönkäyttö on kääntynyt laskuun. Viime vuosien kehitystä 1 %:n kasvuennuste tukee hyvin.

Mikäli saneerauksessa käytetään avojohtoja, ei tehonkasvu tuota ongelmaa. Tarkemmin harkittavia ratkaisuja tehonkasvualueilla ovat vaikeasti muokattavat tekniikat, kuten kaapelointi ja 1000 V-järjestelmä. Herkkyysanalyysissä tehonkasvua tarkastellaan kaapeloinnin kannalta. Mikäli kaapeli osoittautuu alimitoitetuksi, on sen saneeraaminen ennen pitoajan päättymistä erittäin kallista. Kaapeloinnin kannattavuutta verrataan kolmella eri tehonkasvun ennusteella. Ennusteista yksi on negatiivinen, -2 %, toinen erittäin positiivinen 4 %, ja vertailukohtana käytetään 1 %. Kuvassa 5.3 on esitetty kasvun merkitykset. Saneerattavana kohteena on kilometrin mittainen Raven -johto, joka saneerataan AHX-W185 -kaapelilla. Vertailevana perinteisenä tekniikkana käytetään johto-osuuden saneeraamisesta perinteisellä menetelmällä, jossa johdin muutetaan Pigeoniksi ja pylvääit uusitaan.



Kuva 5.3. Kilometrin johto-osuuden saneeraaminen AHX-W185 -kaapelilla, -2, 1 ja 4 % tehonkasvuennusteella verrattuna saneeraamiseen vaihtamalla sekä pylvää että johtimet. 1* -kaapelointi kannattavaa -2 % tehonkasvuennusteella; 2*- kaapelointi kannattavaa työssä käytetyllä 1 % tehonkasvuennusteella; 3*- kaapelointi kannattavaa 4 % tehonkasvuennusteella. Katkoviivalla merkattu työssä käytetty vikataajuuden muutoskerroin kaapeloinnille.

Kuvasta 5.3 havaitaan, että mikäli tehonkasvuennuste on negatiivinen, ei kaapelointi kannatta. Nykyisellä ennusteella kaapelointi osoittautuu erikoistapauksissa kannattavaksi, ja mikäli tehonkasvuennuste on 4 %, tulee kaapelointi erittäin kannattavaksi. Täytyy myös muistaa kaapelin asettamat kasvurajoitukset. AHX-W185 -kaapelin suurin sallittu kuormitusvirta on maahan sijoitettuna 330 A (SA 5:94). Mikäli tehonkasvu on 4 % 40 vuoden ajan, saa ensimmäisen vuoden kuormitusvirta olla korkeintaan 68 A, jolloin teho on 2,3 MW.

Kuten aiemmin on mainittu, Itä-Suomessa väestön määrä on vähenemässä. Voidaan olettaa, ettei sähkönkulutuskaan saavuta enää huippulukemiaan. Tosin yksittäisissä tapauksissa tehonkasvu on edelleen mahdollista, joten kaapelointi ei ole potentiaalinen vaihtoehto. Käyttökohteet sen soveltamiselle on määritettävä tarkemmin kuin avojohtotekniikkaa käytettäessä.

6 Yhteenveto

Sähkönjakeluverkon vanhentuuessa on kiinnostus sen kohtalosta tulevaisuudessa herännyt sähköyhtiöissä. Mikäli tilanne jatkuisi nykyisellään jatkossakin, olisi verkon kehittämisstrategioita suhteellisen helppo laatia jatkossakin. Diplomityön tekohetkellä eletään kuitenkin murrosvaihetta, sillä seuraavan kahden vuosikymmenen aikana tarvitaan olemassa olevaan verkostoon laajoja saneerauksia. Kun vielä 30 - 40 vuotta sitten pääasiallisesti rakennettiin uutta jakeluverkkoa, keskitytään tänä päivänä ylläpitämään ja kehittämään olemassa olevaa verkkoa.

Yhtenä huolena on toimintaympäristön muuttuminen. Varsinkin Itä-Suomessa eletään jatkuvan muuttotappion aikaa ja kasvualueet ovat vähissä. Tämän hetkisen Tilastokeskuksen ennusteen mukaan (Liite V) Itä-Suomen läänistä ainoastaan Joensuun seutu ympäristöineen on kasvavaa aluetta. Tämä aiheuttaa pelkoa ylimitoitetuista saneerauksista syrjäseuduille. Tehdyt saneerauslinjaukset ovat kauaskantoisia ja seuraava laajamittainen saneeraus on edessä vasta neljänkymmenen vuoden päästä. Tässä ajassa ehtii tapahtua paljon. Mikäli kulutus kääntyy laskuun, on erittäin kallista ylläpitää lähes tyhjäksi jäävää verkkoa. Toimintaympäristössä tapahtuva muutos tulee olemaan tutkimuksen kohteena.

Viranomaisenkin asettaa kehittämiselle omat paineensa. Mikäli sähkön siirtohinnot halutaan pitää entisellään tai mahdollisesti korottaa niitä, on toimintaa pystyttävä tehostamaan. Toimitusvarmuuden arvostus lisääntyy jatkuvasti ja sitä täytyy pystyä kehittämään. Tarpeettomat investoinnit ja väärin valittu kehittämisstrategia jäävät kuluttajien maksettavaksi.

R4 -yhtiöt käynnistivät Sähkönjakelu 2030 -projektin, jotta edellä mainittuja ongelmia pohdittaisiin laajemmin kuin yhden sähköyhtiön kesken. Näin saadaan laajempi näkemys sekä enemmän ideoita toiminnan kehittämiseen. Diplomityö on osa projektia ja työssä saneerausmenetelmien vaikutuksia tutkitaan verkon elinkaarikustannuksiin ja toimitusvarmuuteen. Pyrkimyksenä oli määrittää eri tekniikoille kannattavuuden rajat saneerauskohteissa.

Kaikille työssä käsitellyille viidelle tekniikalle, 1000 V-järjestelmälle, joihtojen siirtämiselle teiden varsille, päällystettyjen avojohtojen käytölle, maa-kaapeloinnille sekä pylväskatkaisijoiden käytölle löytyikin kannattavan investoinnin reunaehdot. Reunaehdot ovat jossain määrin karkeita, mutta niiden soveltuvuutta käytäntöön on tutkittu jokaisen tekniikan osalta esimerkiksi kokein. Toisena tavoitteena ollut saneerauslaskentaohjelma kehittyi myös työn ohella. Ohjelmalla pystytään vertailemaan tutkittujen tekniikoiden elinkaarikustannuksia sekä vaikutuksia häiriömääriin perinteisiin saneerausmenetelmiin nähden. Toivottavasti määritettyjä reunaehtoja sekä laskentaohjelmaa pystyttäisiin hyödyntämään mahdollisimman paljon käytännön suunnittelun apuvälineinä.

Pylväskatkaisijaa lukuun ottamatta, eivät tarkasteltavat tekniikat osoittautuneet esimerkkikohteissa kannattaviksi. Kannattavuusanalyysissa kaikille löytyi potentiaalisia käyttökohteita, satunnaisesti valitut esimerkit eivät vain olleet kannattavuusrajojen sisällä. Muitakin kiinnostavia tekniikoita olisi ollut tutkimukseen tarjolla, kuten piensähköasemat, mutta työn laajuuden takia täytyi tarkasteltavien tekniikoiden lukumäärä rajata. Tulevaisuudessa tullaan varmasti tarkastelemaan myös muiden tekniikoiden soveltuvuutta sähkönjakelun kehittämiseen.

Lähdeluettelo

- (ABB TTT/a) ABB Strömberg. Teknisiä tietoja ja taulukoita. Vaasa 1990. 8. painos. ISBN 951-99366-0-2
- (ABB TTT/b) ABB Oy. Teknisiä tietoja ja taulukoita. Ykkös-Offset Oy. Vaasa 2000. 9. ja 10. painos. Viitattu 23.3.2004. Saatavissa: <http://www.abb.fi>
- (Kaipia 2004) Kaipia T. 1000 V sähkönjakelujärjestelmän teknillistaloudellisen kannattavuuden tarkastelu. Diplomityö, LTY 2004. Viitattu 16.3.2005. Saatavissa: <http://www.ee.lut.fi/fi/lab/sahkomarkkina/julkaisut/index.html>
- (KA2:2003) KA 2:2003. Verkostosuositus Sähköenergialiitto ry. Verkostotöiden kustannusluettelo. Adato Energia Oy. Helsinki
- (Lakervi 1996) Lakervi E. Sähkönjakeluverkkojen suunnittelu. Helsinki 1996, Hakapaino Oy, Otatieto Oy. ISBN 951-672-220-2
- (Lohjala 2005) Lohjala J. Haja-asutusalueiden sähkönjakelujärjestelmien kehittäminen – erityisesti 1000 V jakelujännitteen käyttömahdollisuudet. Väitöskirja, LTY 2005
- (Partanen 2004a) Sähkönjakelutekniikka 2004. Luentokalvot, LTY 2003. Viitattu 23.3.2005. Saatavissa: <http://www.ee.lut.fi/fi/opi/kurssit/080421200/materiaalit.html>
- (RJ 21:92) RJ 21:92. Verkostosuositus Sähköenergialiitto ry. Ilmajohtojen johtoalueet. Adato Energia Oy. Helsinki
- (SA 5:94) SA 5:94. Verkostosuositus Sähköenergialiitto ry. Keskijänniteverkon sähköinen mitottaminen. Adato Energia Oy. Helsinki

(Sener 2003) Suositussopimus tele- ja sähköjohdoista 2003. Maa- ja metsätaloustuottajien keskusliitto ry, svenska landbruksproducenternas centralförbund r.f., Sähköenergialiitto ry Sener, Finnet-liitto ry, Sonera Oyj. Viitattu 22.4.2005. Saatavissa: <http://www.energia.fi>

(TilKe 2005) Ennuste Itä-Suomen väkiluvun muutoksesta 2003-2030. Tilastokeskus. Viitattu 20.1.2005. <http://www.tilastokeskus.fi/>

(VA 436) Suomen säädöskokoelma. Valtioneuvoston asetus N:o 436. Annettu Helsingissä 5.6.2003

Puhelin- sekä sähköpostikeskustelut, palaverit ja seminaarit

(Ahonen 2005) Ahonen P. Suur-Savon Sähkötyö Oy. Puhelinkeskustelu 18.3.2005

(Pajunen 2005) Pajunen A. Järvi-Suomen Energia Oy. Sähkönjakelu 2030 seminaari, 29.3.2005 HKK, Pienyrityskeskus, Mikkeli

(Partanen 2005a)Partanen J. LTY. Sähköposti 28.4.2005

(Partanen 2005b)Partanen J. LTY. Sähköposti 18.8.2005

(Partanen 2005c)Partanen J. LTY. Diplomityö -seminaari, 19.8.2005 PKS, Joensuu

(Salovaara 2005) Salovaara A. Atro Oy. Sähkönjakelu 2030 seminaari, 20.5.2005 PKS, Joensuu

(Sinisalo 2005) Sinisalo K. Kymenlaakson Sähkö Oy. Sähkönjakelu 2030 seminaari, 20.5.2005 PKS, Joensuu

(Sormunen 2005)Sormunen K. Onninen Oy. Puhelinkeskustelu 16.3.2005

Taulukko 1. Työssä käytettävät Senerin uudisrakentamisen kustannukset.

Tuote	Kustannus [€/km]	Rakennuttaminen [%]	Suunnittelu [%]	Rakentaminen [%]
20 kV ILMAJOHDOT				
Sparrow	16 770	15	13	71
Raven	18 240	16	12	72
Pigeon	20 240	17	13	70
PAS 70	23 990	16	11	73
PAS 95	28 740	15	10	75
20 kV KAAPELIT				
70 maakaapeli	30 000	4	5	91
95-120 maakaapeli	33 240	17	15	69
150-185 maakaapeli	39 680	12	11	77
PJ-ILMAJOHDOT				
AMKA 35	11 510	9	16	75
AMKA 70	15 060	13	13	74
PYLVÄSMUUNTAMOT				
1-pylväsmuuntamo	3 440	9	14	76
1-pylväsmuuntamo ilman	2 300	13	14	74
2-pylväsmuuntamo	5 950	12	9	78
Puistomuuntamo	27 530	12	9	78
MUUNTAJAT				
16 kVA	760	2	0	98
30 kVA	2 360	3	1	95
50 kVA	2 700	5	2	93
KAAPELIOJAN KAIVU				
Haja-asutus alue	10 550	20	11	69
Taajama	30 170	13	8	79
Kaupunki	56 480	11	15	75
KAAPELIPÄÄTTEET				
Kojeistopääte	1 020	13	10	76
Pylväspääte	2 280	18	12	70

Taulukko 2. Työssä käytettävät Senerin vanhan verkoston muutostöiden kustannukset.

Tuote	Kustannus [€/km]	Rakennuttaminen [%]	Suunnittelu [%]	Rakentaminen [%]
20 kV JOHDINTEN VAIHTO				
Uusi johdin Sparrow	6 100	7	12	81
Uusi johdin Raven	8 120	10	10	80
Uusi johdin Pigeon	9 700	9	9	82
PYLVÄSTYKSEN JA ORSIEN				
Pylvästys, 20 kV	510	9	10	82
RAKENTEIDEN PURKAMINEN				
20 kV avojohdo	2 540	9	9	82

Taulukko 3. Senerin kustannuksilla tarkasteltavien töiden sisältämät kustannukset.

Tuote	Kustannuksiin sisältyy	Kustannuksiin ei sisälly
20 kV ILMAJOHDOT		
Pylväät	x	
Johtimet asennustarvikkeineen	x	
Työkonekustannukset	x	
Kuljetuskustannukset	x	
Korvaus työnaikaisista vahingoista	x	
Raivaukset	x	
Johtoaluekorvaukset	x	
Maadoitukset	x	
Erottimet		x
Harukset	x	
PYLVÄSMUUNTAMOT		
Pylväät, orsi eristimineen, harukset	x	
SJ-erotin	x	
Muuntajan kannatin	x	
Varokeytkimet	x	
Maadoitukset	x	
Kaapelijakokaappi		x
Nousujohto	x	
Työkonekustannukset	x	
Kuljetuskustannukset	x	
Korvaus työnaikaisista vahingoista	x	
Johtoaluekorvaukset	x	
Muuntajan asennus	x	
Venttiilisuojat	x	
Pieneläin suojen asentaminen	x	
MUUNTAJAT		
Muuntajakoneet	x	
PIENJÄNNITEILMAJOHDOT		
Pylväät varusteineen	x	
Johtimet asennustarvikkeineen	x	
Työkonekustannukset	x	
Kuljetuskustannukset	x	
Maadoitukset johdonrakennustyö yht.	x	
Korvaus työnaikaisista vahingoista	x	
Raivaukset	x	
Johtoaluekorvaukset	x	
Varokeytkimet / Välivarokkeet		x
Haaroituskaapit		x
20 kV JOHDINTEN VAIHTO ENTISEEN		
PYLVÄSRAKENTEESEEN		
Vanhon johdinten purku	x	
Uudet johtimet asennustarvikkeineen	x	
Lisäharustus, lisäraivaus ja muut pienet lisätyöt	x	
Työkonekustannukset	x	
Kuljetuskustannukset	x	
Korvaus työnaikaisista vahingoista	x	
Purkautuva johdinmateriaali	x	
Orret		x
Pylväät		x

Taulukko 4. Senerin kustannuksilla tarkasteltavien töiden sisältämät kustannukset.

Tuote	Kustannuksiin sisältyy	Kustannuksiin ei sisälly
PYLVASTYKSEN JA ORSIEN VAIHDOT	x	
Pylväät varusteineen	x	
Orret eristimineen	x	
Johtimien irroitus ja kiinnitys	x	
Työkonekustannukset	x	
Kuljetuskustannukset	x	
Vanhan pylvästyksen purkaminen	x	
Korvaukset työnaikaisista vahingoista	x	
Palautuva materiaali	x	
RAKENTEIDEN PURKAMINEN		
Johtimien purkaminen	x	
Pylväiden poistaminen varusteineen	x	
Harusten purkaminen	x	
Muuntamon purku tarvikkeineen	x	
Erottimien purku	x	
Jälkityöt ja maisemointi	x	
Työkonekustannukset	x	
Purkujätteiden kuljetus ja mahdollinen varastointi tilaajan osoittamaan varastopaikkaan	x	
20 kV KAAPELIN ASENTAMINEN		
Kaapelin asentaminen		
Kaapeli	x	
Kaapeliojaan asennettu maadoitusjohdin	x	
Veto ja lasku	x	
Kuljetuskustannukset	x	
Kaivu ja täyttö		x
Kaapelimerkinnot ja -suojat	x	
Jatkokset ja päätteet		x
Pengerlävistys	x	
Pylväspäätte		
Maadoitustarvikkeet	x	
Venttiilisuojat	x	
Liittäminen ilmajohtoon	x	
Kaapeli		x
Pylväs		x
Pääteteline	x	
Kojeistopäätte		
Maadoitustarvikkeet	x	
Päätteasennus	x	
Kaapelin kiinnitys ja liittäminen	x	
Ylijännitesuojien asennus	x	
Vaiheistus	x	
Kaapeli		x
KAAPELIOJAN KONEELLINEN KAIVU		
Haja-asutusalueell		
Työmään valmistelu	x	
Kaivu ja täyttö	x	
Suojaaminen tarvikkeineen		x
Massan vaihto	x	
Asfaltin poistaminen	x	
Asfaltointi	x	
Roudan sulatus	x	
Laatoitus		x
Nurmetus	x	
Sorastus	x	

Taulukko 1. Laskennassa käytetyt parametrit.

Parametri	Arvo	Yksikkö
Pitoaika	40	a
Tehonkasvu-aika	20	a
Häviöiden huipunkäyttöaika	1 000	h
Laskentakorko	5	%/a
Tehokerroin	0,95	
Vuotuinen tehonkasvu	1	%/a
Häviötehon hinta	30	€/kW
Häviöenergian hinta	0,03	€/kWh
Viankorjauskustannukset, ilmajohto	1 270	€/vika
Viankorjauskustannukset, AMKA	480	€/vika
Viankorjauskustannukset, maakaapeli	3 286	€/vika
Ylläpitokustannukset KJ-verkossa	112	€/km,a
Ylläpitokustannukset kaapeliverkossa	23	€/km,a
Pylväskatkaisijan ylläpitokustannukset	1 000	€/kpl,a
Ylläpitokustannukset PJ-verkossa	53	€/km,a
20kV ilmajohdon vikatiheys	0,0591	€/km,a
Päällystetyn avojohdon vikatiheys	0,0296	€/km,a
AMKA:n vikatiheys	0,0437	€/km,a
20kV kaapeliverkon vikatiheys	0,0264	€/kpl,a
Onnistuneet PJK:t avojohdolla	0,4217	kpl/km,a
Onnistuneet AJK:t avojohdolla	0,1174	kpl/km,a
Onnistuneet PJK:t päällystetty ilmajohto	0,2100	kpl/km,a
Onnistuneet AJK:t päällystetty ilmajohto	0,0566	kpl/km,a

Taulukko 2. Elinkaarikustannusten laskennassa käytettävät KAH -arvot (Lohjala 2005).

Kuluttajaryhmät	KAH-arvo tunnin keskeytykselle [€/kW,h]	PJK [€/kW]	AJK [€/kW]
Kotitalous	0,57	0,07	0,09
Loma-asunnot	0,57	0,07	0,09
Maatalous	0,86	0,54	0,70
Teollisuus	7,60	2,10	2,90
Julkinen	5,06	0,46	0,73
Palvelu	10,92	1,90	2,10

Häiriöiden kokonaiskustannukset muodostuvat yhtälöstä

$$K_{K,kok} = K_{viank.} \cdot \kappa_Y + (K_{KAH} + K_{pjk} + K_{ajk}) \cdot \kappa_K$$

Missä viankorjauskustannukset

$$K_{viank.} = K_{vika} \cdot f_{vika} \cdot l$$

Pysyvästä viasta aiheutuneet KAH -kustannukset

$$K_{KAH} = P_k \cdot l \cdot f_{vika} \cdot t \cdot (y_{kot} \cdot k_{vika,kot} + y_{vap} \cdot k_{vika,vap} + y_{maat} \cdot k_{vika,maat} + y_{teol} \cdot k_{vika,teol} + y_{julk} \cdot k_{vika,julk} + y_{palv} \cdot k_{vika,palv})$$

Pjk:sta aiheutuneet KAH -kustannukset

$$K_{pjk} = P_k \cdot l \cdot f_{pjk} \cdot (y_{kot} \cdot k_{pjk,kot} + y_{vap} \cdot k_{pjk,vap} + y_{maat} \cdot k_{pjk,maat} + y_{teol} \cdot k_{pjk,teol} + y_{julk} \cdot k_{pjk,julk} + y_{palv} \cdot k_{pjk,palv})$$

Ajk:sta aiheutuneet KAH -kustannukset

$$K_{ajk} = P_k \cdot l \cdot f_{ajk} \cdot (y_{kot} \cdot k_{ajk,kot} + y_{vap} \cdot k_{ajk,vap} + y_{maat} \cdot k_{ajk,maat} + y_{teol} \cdot k_{ajk,teol} + y_{julk} \cdot k_{ajk,julk} + y_{palv} \cdot k_{ajk,palv})$$

Esimerkkilasku kohteen 1 keskeytyskustannusten laskennasta.

Laskennassa käytettävät parametrit ovat seuraavat

Keskimääräinen teho	P_k	= 730	kW
Saneerattavan osan pituus	l_s	= 10,76	km
Diskonttauskerroin	κ_K	= 20,6311	
Diskonttauskerroin	κ_Y	= 17,1591	
Pysyvien vikojen kesto aika	t	= 1,16	h
Pysyvien vikojen vikataajuus	f_{vika}	= 0,0591	kpl/km,a
Pjk:n vikataajuus	f_{pjk}	= 0,4217	kpl/km,a
Ajk:n vikataajuus	f_{ajk}	= 0,1174	kpl/km,a
Kotitalouksien kulutusosuus	y_{kot}	= 38,5	%
Loma-asuntojen kulutusosuus	y_{vap}	= 3,7	%
Maatalouden kulutusosuus	y_{maat}	= 40,9	%
Teollisuuden kulutusosuus	y_{teol}	= 0,9	%
Julkisen kulutuksen osuus	y_{julk}	= 12,7	%
Palveluiden kulutusosuus	y_{palv}	= 3,3	%

Ensimmäisen vuoden viankorjauskustannukset

$$K_{viank.} = 1270 \frac{\text{€}}{\text{kpl}} \cdot 0,0591 \frac{\text{kpl}}{\text{km,a}} \cdot 10,76 \text{ km}$$

Ensimmäisen vuoden kustannukset pysyvistä vioista aiheutuneesta haitasta

$$\begin{aligned}
 K_{KAH} &= 730\text{kW} \cdot 10,76\text{km} \cdot 0,0591 \frac{\text{kpl}}{\text{km},\text{a}} \cdot 1,16\text{h} \cdot (0,385 \cdot 0,57 \frac{\text{€}}{\text{kW},\text{h}} \\
 &+ 0,037 \cdot 0,57 \frac{\text{€}}{\text{kW},\text{h}} + 0,409 \cdot 0,86 \frac{\text{€}}{\text{kW},\text{h}} + 0,009 \cdot 7,60 \frac{\text{€}}{\text{kW},\text{h}} \\
 &+ 0,127 \cdot 5,06 \frac{\text{€}}{\text{kW},\text{h}} + 0,1092 \cdot 1,90 \frac{\text{€}}{\text{kW},\text{h}})
 \end{aligned}$$

Ensimmäisen vuoden kustannukset pikajälleenkytkennöistä aiheutuneesta haitasta

$$\begin{aligned}
 K_{pij} &= 730\text{kW} \cdot 10,76\text{km} \cdot 0,4217 \frac{\text{kpl}}{\text{km},\text{a}} \cdot (0,385 \cdot 0,068 \frac{\text{€}}{\text{kW},\text{h}} \\
 &+ 0,037 \cdot 0,068 \frac{\text{€}}{\text{kW},\text{h}} + 0,409 \cdot 0,54 \frac{\text{€}}{\text{kW},\text{h}} + 0,009 \cdot 2,10 \frac{\text{€}}{\text{kW},\text{h}} \\
 &+ 0,127 \cdot 0,46 \frac{\text{€}}{\text{kW},\text{h}} + 0,033 \cdot 1,90 \frac{\text{€}}{\text{kW},\text{h}})
 \end{aligned}$$

Ensimmäisen vuoden kustannukset aikajälleenkytkennöistä aiheutuneesta haitasta

$$\begin{aligned}
 K_{ajk} &= 730\text{kW} \cdot 10,76\text{km} \cdot 0,1174 \frac{\text{kpl}}{\text{km},\text{a}} \cdot (0,385 \cdot 0,088 \frac{\text{€}}{\text{kW},\text{h}} \\
 &+ 0,037 \cdot 0,088 \frac{\text{€}}{\text{kW},\text{h}} + 0,409 \cdot 0,70 \frac{\text{€}}{\text{kW},\text{h}} + 0,009 \cdot 2,90 \frac{\text{€}}{\text{kW},\text{h}} \\
 &+ 0,127 \cdot 0,73 \frac{\text{€}}{\text{kW},\text{h}} + 0,033 \cdot 2,10 \frac{\text{€}}{\text{kW},\text{h}})
 \end{aligned}$$

Häiriöiden kokonaiskustannukset 40 vuoden pitoajalla

$$K_{K,\text{kok}} = 807\text{€} \cdot 17,1591 + (898 + 1296 + 474)\text{€}/\text{a} \cdot 20,6311$$

$$K_{K,\text{kok}} = 68891\text{€}$$

Asetetaan pylväskatkaisijalla varustetulle lähdöllä keskeytyskustannukset vastaamaan investoinnista sekä ylläpidosta aiheutuneita kustannuksia. Merkitään kokonaiskustannusta K seuraavasti

$$K = K_{\text{inv}} + \kappa_Y \cdot K_{\text{yp}}$$

Investoinnin kannattavuuden yhtälö saadaan muotoon

$$\begin{aligned} K &= [(P_1 + P_2) \cdot (l_1 + l_2) \cdot (f_{\text{vika}} \cdot t \cdot \Sigma y \cdot k_{\text{vika}} + f_{\text{pjk}} \cdot \Sigma y \cdot k_{\text{pjk}} + f_{\text{ajk}} \cdot \Sigma y \cdot k_{\text{ajk}}) \\ &- (P_1 + P_2) \cdot l_1 \cdot (f_{\text{vika}} \cdot t \cdot \Sigma y \cdot k_{\text{vika}} + f_{\text{pjk}} \cdot \Sigma y \cdot k_{\text{pjk}} + f_{\text{ajk}} \cdot \Sigma y \cdot k_{\text{ajk}}) \\ &- P_2 \cdot l_2 \cdot (f_{\text{vika}} \cdot t \cdot \Sigma y \cdot k_{\text{vika}} + f_{\text{pjk}} \cdot \Sigma y \cdot k_{\text{pjk}} + f_{\text{ajk}} \cdot \Sigma y \cdot k_{\text{ajk}})] \cdot \kappa_K \end{aligned}$$

Kertomalla yhtälö auki saadaan

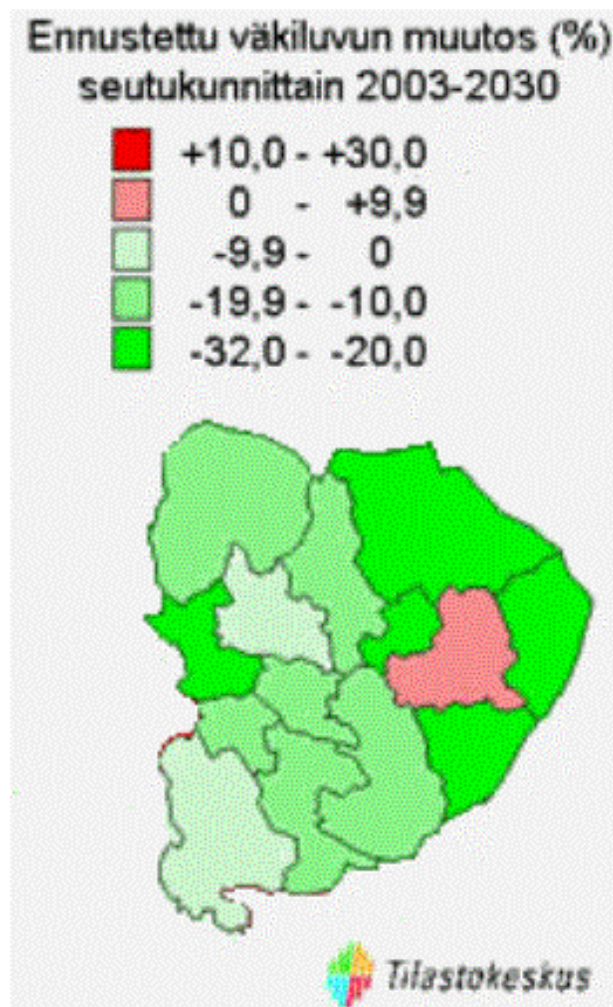
$$\begin{aligned} K &= \kappa_K \cdot [(P_1 \cdot l_1 + P_1 \cdot l_2 + P_2 \cdot l_1 + P_2 \cdot l_2) \cdot (f_{\text{vika}} \cdot t \cdot \Sigma y \cdot k_{\text{vika}} + f_{\text{pjk}} \cdot \Sigma y \cdot k_{\text{pjk}} \\ &+ f_{\text{ajk}} \cdot \Sigma y \cdot k_{\text{ajk}}) - (P_1 \cdot l_1 + P_2 \cdot l_1) \cdot (f_{\text{vika}} \cdot t \cdot \Sigma y \cdot k_{\text{vika}} + f_{\text{pjk}} \cdot \Sigma y \cdot k_{\text{pjk}} \\ &+ f_{\text{ajk}} \cdot \Sigma y \cdot k_{\text{ajk}}) - P_2 \cdot l_2 \cdot (f_{\text{vika}} \cdot t \cdot \Sigma y \cdot k_{\text{vika}} + f_{\text{pjk}} \cdot \Sigma y \cdot k_{\text{pjk}} + f_{\text{ajk}} \cdot \Sigma y \cdot k_{\text{ajk}}) \end{aligned}$$

Sieventämällä yhtälö saadaan

$$K = \kappa_K \cdot P_1 \cdot l_2 \cdot (f_{\text{vika}} \cdot t \cdot \Sigma y \cdot k_{\text{vika}} + f_{\text{pjk}} \cdot \Sigma y \cdot k_{\text{pjk}} + f_{\text{ajk}} \cdot \Sigma y \cdot k_{\text{ajk}})$$

Josta alkuosan kannattavaksi minimitehoksi

$$P_1 = \frac{K}{l_2 \cdot (f_{\text{vika}} \cdot t \cdot \Sigma y \cdot k_{\text{vika}} + f_{\text{pjk}} \cdot \Sigma y \cdot k_{\text{pjk}} + f_{\text{ajk}} \cdot \Sigma y \cdot k_{\text{ajk}}) \cdot \kappa_K}$$



Kuva 1. Tilastokeskuksen ennuste Itä-Suomen läänin väkiluvun muutoksesta. (TilKe 2005)