

**LAPPEENRANNAN TEKNILLINEN YLIOPISTO**

**Teknillinen tiedekunta**

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Marko Haaranen

**ROVAKAIRA OY:N KESKIJÄNNITEVERKON KEHITTÄMISSUUNNITELMA  
TOIMITUSVARMUUSKRITERISTÖN NÄKÖKULMASTA**

Työn tarkastajat: Professori Jarmo Partanen

Diplomi-insinööri Arto Miettinen

Työn ohjaajat: Tekniikan tohtori Jukka Lassila

Diplomi-insinööri Mikko Kangasniemi

## **TIIVISTELMÄ**

Lappeenrannan teknillinen yliopisto

Teknillinen tiedekunta

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Marko Haaranen

### **Rovakaira Oy:n keskijänniteverkon kehittämissuunnitelma toimitusvarmuuskriteeristön näkökulmasta**

Diplomityö 2011

131 sivua, 51 kuvaa, 23 taulukkoa ja 5 liitettä.

Tarkastajat: Professori Jarmo Partanen, Diplomi-insinööri Arto Miettinen

Hakusanat: sähköjakeluverkko, keskijänniteverkko, toimitusvarmuuskriteeristö, kehittämissuunnitelma.

Diplomityössä tavoitteena on etsiä teknistaloudellisimmat ratkaisut sekä tutkia niiden vaikutuksia sähköjakeluverkoston käyttövarmuuteen ja luotettavuuteen toimitusvarmuuskriteeristön näkökulmasta. Lisäksi työssä esitetään uusi tunnusluku kriteeristön ylityksestä aiheutuvan haitan arvostukseen.

Merkittävä osa Rovakaira Oy:n keskijänniteverkosta joudutaan uusimaan lähivuosikymmeninä teknistaloudellisen pitoajan täytyessä. Verkon uusiminen antaa mahdollisuuden toteuttaa verkkoa nykyisiin vaatimuksiin paremmin sopivilla ratkaisuilla. Kehitysvaihtoehtoina vertaillaan johdon tien varteen siirtoa, maastokatkaisijoiden lisäämistä, pienitehoisten ja päättävien haarajohtojen korvaamista 1 kV tekniikalla sekä pienoissähköaseman kannattavuutta. Työssä tarkastellaan yksityiskohtaisemmin Sodankylän käyttövarmuuden parantamista sähköasemavian aikana ja alueen kuormituksenkasvuun varautumista.

## **ABSTRACT**

Lappeenranta University of Technology

Faculty of Technology

Degree Programme in Electrical Engineering

Marko Haaranen

### **Developing Plan for a medium voltage network of the Rovakaira Ltd based on the criterion of reliability of delivery**

Master's thesis 2011

131 pages, 51 figures, 23 tables and 5 appendices

Supervisors: Professor Jarmo Partanen, M.Sc. Arto Miettinen

Keywords: electricity distribution network, medium voltage network, criterion of reliability of delivery, developing plan.

The aim of this M.Sc thesis is to find reliability improvement methods in medium voltage distribution network based on the criterion of reliability of delivery. This work also proposes new characteristic for exceeding criterion of reliability of delivery. Because most of the medium voltage network have been built 1950's to the 1980's there is nowadays great options to redevelop by using improvement techniques.

This work deals with alternative redevelopment methods that are replacement of medium voltage network to roadsides, adding pole circuit breakers, 1 kV system in low-duty branch lines, underground cables and miniature electric stations. The thesis examines in more details the reliability and load growth of electricity distribution in Sodankyla region.

## **ALKUSANAT**

Tämä diplomityö on tehty Rovakaira Oy:n esittämästä aiheesta kesäkuun ja joulukuun 2011 välisenä aikana. Työntarkastajana on toiminut verkkopäällikkö, diplomi-insinööri Arto Miettinen ja ohjaajana kehityspäällikkö, diplomi-insinööri, Mikko Kangasniemi. Haluan kiittää heitä, siirtopäällikkö Pentti Rimalia ja kaikkia Revontulessa toimivien energiayhtiöiden työntekijöitä saamistani neuvoista ja miellyttävästä työympäristöstä.

Haluan esittää kiitokset myös Lappeenrannan teknillisen yliopiston puolesta tarkastajana toimineelle professori Jarmo Partaselle sekä työnohjaajana toimineelle tekniikan tohtori Jukka Lassilalle, joka on antanut tärkeitä neuvoja koko opintojeni ajan.

Suuri kiitos kuuluu myös Marjo Mämmille, josta on ollut suuri apu työni oikoluvussa. Lopuksi haluan kiittää perhettäni, sukulaisiani ja ystäviäni tuesta, jota olen heiltä saanut opintojeni aikana.

Rovaniemellä 9.12.2011

Marko Haaranen

puh. +358 50 409 2670

## Sisällysluettelo

1.	JOHDANTO.....	10
1.1	Tutkimuksen rajaus ja työn tavoite.....	11
2.	KÄYTETTÄVÄT LÄHTÖTIEDOT JA SUUNNITTELUN PERUSTEET.....	13
2.1	Laskennassa käytettävät parametrit .....	13
2.2	Sähkötekniinen laskenta.....	13
2.2.1	Jännitteenalenema.....	13
2.2.2	Teho ja energiahäviöt.....	14
2.3	Taloudellisuuslaskelmat .....	16
2.3.1	Uuden johtimen mitoitus.....	18
2.3.2	Johdinvaihdon kannattavuusrajat .....	19
2.4	Luotettavuuslaskelmat .....	21
2.4.1	Keskeytyksestä aiheutuva haitta.....	22
2.5	Suunnittelussa käytettävät tietojärjestelmät .....	23
2.5.1	Verkkotietojärjestelmä.....	23
2.5.2	Käyttötukijärjestelmä .....	24
2.5.3	Käytönvalvontajärjestelmä.....	25
3.	SÄHKÖNJAKELUN TOIMITUSVARMUUSKRITEERISTÖ .....	27
3.1	Taustaa toimitusvarmuuden ja luotettavuuden määrittämisestä.....	27
3.1.1	Sähkönjakelun luotettavuutta kuvaavat tunnusluvut .....	27
3.2	Toimitusvarmuuskriteeristön vaatimukset ja tavoitetasot.....	29
3.3	Siirtymäaika ja seuraamukset ylityksistä .....	31

4.	JAKELUVERKON NYKYTILA.....	33
4.1	Kuormitukset .....	35
4.1.1	Päämuuntajien kuormitukset sähköasemittain .....	36
4.1.2	Johtolähtöjen kuormitukset sähköasemittain .....	37
4.2	Verkon mekaaninen kunto .....	46
4.3	Verkon luotettavuus.....	48
4.4	Verkon häviökustannukset .....	54
4.5	Sähköasemien korvaustarkastelu .....	56
4.5.1	Meltauksen sähköaseman korvaus.....	57
4.5.2	Sodankylän sähköaseman korvaus .....	59
4.5.3	Sirkan sähköaseman korvaus .....	60
4.5.4	Luoston sähköaseman korvaus.....	61
4.6	Sähköasemavikojen vaikutukset ja niiden minimointi .....	62
5.	ROVAKAIRAN JAKELUALUEEN KUORMIEN KASVU-ENNUSTE.....	64
5.1	Kittilän alue .....	66
5.2	Sodankylän alue.....	66
5.3	Rovaniemen alue .....	67
5.4	Yhteenveto tarkasteltavan verkkoalueen kuormitusten kehittymisestä .....	68
6.	TOIMITUSVARMUUSKRITEERISTÖN MUKAINEN VYÖHYKKEIDEN MÄÄRITTELY JA MUUNTOPIIRIEN LIITTÄMINEN NIIHIN .....	70
6.1	Kittilän alue .....	72
6.2	Sodankylän alue.....	73
6.3	Rovaniemen alue .....	74
6.4	Vyöhykejaon vaikutukset verkon topologiaan .....	75

7. VERKOSTON KEHITTÄMISEN VAIHTOEHDOT TOIMITUS- VARMUUSKRITEERISTÖN NÄKÖKULMASTA .....	77
7.1 Lähtökohdat kehityssuunnitelman tekemiseen toimitusvarmuuskriteeristön näkökulmasta .....	77
7.1.1 Kriteeristön ylityksestä aiheutuvan haitan arvostaminen .....	78
7.2 Verkkotekniikat .....	83
7.2.1 Tien varteen siirto .....	83
7.2.2 Pienitehoisten haarajohtojen korvaaminen 1 kV tekniikalla.....	84
7.2.3 Verkostoautomaatiikan lisääminen .....	86
7.3 Esimerkkialueille tehtävät analyysit .....	87
7.3.1 Case 1: Kittilä –Meltaus.....	87
7.3.2 Case 2: Nivavaara –Vikajärvi .....	94
7.3.3 Case 3: Nivavaara –Teollisuusalue.....	99
7.4 Case 4: Uuden sähköaseman vaikutukset Sodankylän alueella .....	104
7.4.1 Sodankylän asemavian aiheuttamat kustannukset.....	107
7.4.2 Kehitystoimenpiteiden vertailu .....	109
7.5 Kokonaistilanne tarkasteltavalla verkkoalueella .....	112
7.5.1 Kehitystoimenpiteiden vaikutukset koko verkkoalueen luotettavuuteen ja kustannuksiin .....	114
7.6 Laskentaparametrien muutosten vaikutus kehitysvaihtoehtojen kannattavuuteen.... .....	118
7.5.1 Herkkyysanalyysi luotettavuusparametreilla .....	118
7.5.2 Herkkyysanalyysi talousparametreilla .....	120
8 YHTEENVETO.....	123
LÄHTEET .....	126

## LIITTEET

- I Esimerkki keskeytyskustannusten laskennasta.
- II Esimerkki häviökustannusten laskennasta.
- III Esimerkki kriteeristön ylityksestä aiheutuvan haitan (CED-kustannusten) laskennasta.
- IV Esimerkki 1000V järjestelmän kannattavuudesta.
- V Laskennassa käytetyt sähköjakeluverkon komponenttien yksikköhinnat vuodelle 2011



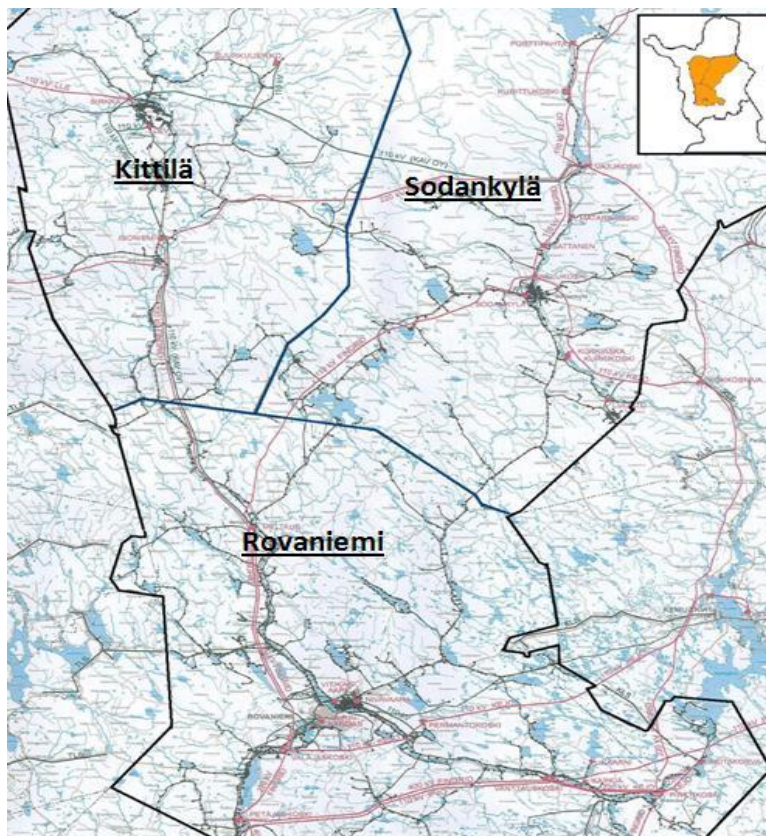
**KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET**

AJK	aikajälleenkytkentä
ATJ	asiakastietojärjestelmä
CAIDI	Customer Average Interruption index
CED	kriteeristön ylityksestä aiheutuva haitta, (Criterion Exceedance Detriment)
CLC	maanpeittoaineisto, (Corine land Cover)
Ed	edellinen
EMV	energiamarkkinavirasto
FG	Fingrid Oy
KAH	keskeytyksestä aiheutuva haitta
KEJO	Kemijoki Oy
KJ	keskijännite
KLS	Koillis-Lapin Sähkö Oy
KTJ	käytöntukijärjestelmä
LC	elinkaari (Life Cycle)
MAIFI	Momentary Average Interruption Frequency Index
NA	nykyarvo
PJ	pienjännite
PM	päämuuntaja
RMU	rengassyöttökojeisto, (Ring main unit)
SA	sähköasema
SAIDI	System Average Interruption Duration
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SCADA	käytönvalvontajärjestelmä, (Supervisory Control and Data Acquisition)
UPS	varavirtajärjestelmä, (Uninterruptible Power Supply)

VL	voimalaitos
VTJ	verkkotietojärjestelmä
YKR	yhdyskuntarakentaminen
$b$	keskeytysenergian haitta-arvo
$c$	hinta
$d$	keskeytystehon haitta-arvo
$f$	vikataajuus
$I$	virta
$k$	investointikustannus
$k\%$	kuormitusaste
$l$	pituus
$P$	pätöteho
$p$	korkoprosentti
$r$	vuotuinen tehonkasvuprosentti
$R$	resistanssi
$R'$	ominaisresistanssi
$S$	näennäisteho
$t$	aika
$T$	investointijakso
$U$	jännite
$uh$	jännitteenalenema
$X$	reaktanssi
$\epsilon$	annuiteettikerroin
$\kappa$	kapitalisointikerroin
$\phi$	tehokerroin

## 1. JOHDANTO

Rovakaira Oy vastaa sähkön siirrosta ja jakelusta sekä niihin liittyvistä palveluista Rovaniemellä ja sen naapurikunnissa. Jakelualueeseen kuuluvat Rovaniemen kaupunkia ympäröivien alueiden lisäksi Kittilän ja Sodankylän kunnat. Vuoden 2010 lopussa Rovakaira Oy (jatkossa Rovakaira) vastasi jakeluverkonhaltijana sähkön siirrosta 28 378 asiakkaalle. Yhtiön jakelualue on maan suurimpia ja kattaa 8,5 % koko Suomen pinta-alasta. Arktiset olosuhteet sekä suuret etäisyydet asettavat suuria haasteita verkonrakentamiselle. Rovakairan lähes 6 000 km mittaisella jakeluverkolla sähköenergian nettosiirto oli vuonna 2010 noin 632 GWh. Sähkön siirtomäärässä on tapahtunut viimeisen kahden vuoden aikana lähes 25 % kasvu, jonka selittää Lapin matkailukeskusten ja kaivosteollisuuden kehittäminen. Kuvassa 1 on esitetty Rovakairan jakelualue kartalla. (RVK 2011)



Kuva 1. Rovakairan jakelualue kartalla. Rovaniemen kaupungin keskustan alueen sähkönsiirrosta vastaa Rovaniemen Verkko Oy.

## 1.1 Tutkimuksen rajaus ja työn tavoite

Sähkönjakelun luotettavuuden ja toimitusvarmuuden arvostus on kasvanut voimakkaasti viime aikoina. Osaltaan tähän ovat vaikuttaneet yhteiskunnan kehittyminen teknisempään suuntaan sekä erityisesti viime vuosina esiintyneet sääolot, jotka ovat aiheuttaneet paikallisesti suurhäiriöitä sähkönjakeluverkkoihin. Sähkönjakelun luotettavuutta, verkkojen käytettävyyttä ja luotettavuutta on käytetty verkostosuunnittelussa reunaehtona erilaisten tunnuslukujen muodossa jo pitkään. Sähkön laatuun liittyvät tekijät ovat korostuneet sekä asiakkaiden että verkkoyhtiöiden keskuudessa. Ala onkin ottamassa tulevaisuudessa käyttöön toimitusvarmuuskriteeristöä yksittäisen asiakkaan toimitusvarmuuden takaamiseksi sekä toimialan maineen parantamiseksi. Sähkönjakelun toimitusvarmuuskriteeristöä ja siihen liittyviä reunaehtoja on esitetty tarkemmin luvussa 3.

Diplomityön tavoitteena on tutkia ja selvittää eri toimenpiteiden vaikutuksia jakeluverkon käyttövarmuuteen ja luotettavuuteen. Tutkimuksessa on tarkoitus myös jakaa Rovakairan jakelualueen asiakkaat toimitusvarmuuskriteeristön mukaisesti taajama- ja maaseutuasiakkaisiin, ja selvittää tämän jälkeen millaisilla teknillistaloudellisilla jakeluverkon rakenneratkaisuilla saavutetaan tietty luotettavuuden taso näillä eri alueilla sekä millaisia panostuksia se vaatii, ja etenkin millä kustannuksilla luotettavuuden tasot saavutetaan.

Diplomityön alkuosassa analysoidaan toimitusvarmuuskriteeristön asettamia vaatimuksia sähkönjakelulle tulevaisuudessa, lisäksi teoriaosuudessa käsitellään sähköverkon mitoituksessa huomioonotettavia tekijöitä, käyttövarmuutta sekä luotettavuutta parantavia toimenpiteitä. Sähkön laatutekijöistä tutkimuksessa perehdytään erityisesti keskeytyksiin.

Teoriaosuuden jälkeen diplomityössä keskitytään määrittämään kriteerit jakelualueen asiakkaiden jakamiseksi muuntopiireittäin taajama- ja maaseutuasiakkaisiin. Tavoitteena, että tulevaisuudessa uuden asiakkaan liittyessä sähköverkkoon, asiakastietojärjestelmään (jatkossa ATJ) merkitään automaattisesti, kumpaan edellä mainituista alueista kyseinen asiakas kuuluu. Tämän jälkeen määritetään Rovakairan verkon nykytila. Määrittämisessä

apuna käytetään verkkotietojärjestelmän (jatkossa VTJ) tehonjako-, oikosulku- ja maasulkulaskentaa. Tuloksista analysoidaan täyttääkö nykyverkko sille asetetut tekniset vaatimukset ja selvitetään verkon tämän hetkiset kuormitukset. Lisäksi jokaisen johtolähdön keskeytyksiä tarkastellaan viimeisen viiden vuoden ajalta.

Työn yhtenä osana sähköasemille tehdään korvaustarkastelu. Korvaus tehdään tilanteessa, jossa yksittäinen sähköasema on kiskoineen pois käytöstä huippukuormituksen aikana. Korvaustarkastelun tavoitteena on selvittää, kuinka paljon aseman tehosta voidaan korvata jakamalla sen kuormat muille asemille vian sattuessa.

Tämän jälkeen tarkastellaan eri kehittämisen ratkaisumalleja jakeluverkolle luotettavuuden näkökulmasta. Kehityssuunnitelman perusteella yritys voi varautua tuleviin investointeihin aikaisempaa paremmin samalla tehostaen verkon käyttövarmuutta sekä pienentäen mahdollisuutta vikainvestointien riskiin.

## 2. KÄYTETTÄVÄT LÄHTÖTIEDOT JA SUUNNITTELUN PERUSTEET

### 2.1 Laskennassa käytettävät parametrit

Verkostolaskennassa käytettävillä laskentaparametreilla on keskeinen vaikutus lopputuloksiin, joten parametrien määrittämiseen kannattaa kiinnittää huomiota. Laskennassa käytetyt verkon sähköiset parametrit saatiin verkkotietojärjestelmä Integrasta. Lisäksi käytettiin seuraavia yhtiökohtaisia laskentaparametreja

- Laskentajännite, kisko  $U_{\text{kisko}} = 20,5 \text{ kV}$
- Korkoprosentti  $p = 5 \%$
- Suurin sallittu jännitteenalenema (KJ)
  - Normaalitilanteessa  $U_{\text{h\%}} = 10 \%$
  - Korvaustilanteessa  $U_{\text{vika\%}} = 15 \%$
- Tehokerroin (ellei VTJ:ssä tietoa)  $\cos\phi = 0,95$
- Häviöenergian hinta  $C_h = 50 \text{ €/MWh}$

### 2.2 Sähkötekniinen laskenta

#### 2.2.1 Jännitteenalenema

Jännitteenalenema on sähkönlaadun tärkeimpiä suureita, ja jännitteenalenema kulutuspaikassa on yksi tärkeimmistä verkostosuunnittelun reunaehdoista. Jännitteenalenemalla tarkoitetaan jännitehäviötä, joka syntyy 20 kV:n muuntajan ja kulutuspaikan välisen johtoreitin (KJ-johdin, muuntaja, PJ-johdin) impedansseissa riippuen johdossa siirrettävästä tehosta. Kantaverkon jännitteenalenemat eivät näy loppukäyttäjälle saakka sähköasemilla olevien automaattisten käämikytkimien ansiosta.

Verkostosuunnittelun kannalta jännitteenalenema on tärkeä mitoitusarvo etenkin pitkillä maaseutulähdöillä, jossa verkon mitoitus joudutaan usein tekemään sen sanelemin ehdoin.

Standardi SFS-EN 50160 määrittää, että normaaleissa käyttöolosuhteissa pienjännitteen tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvojen tulee olla välillä +10 %...-15 % (253-195 V). Standardi on väljä salliessaan näin suuren jännitteen vaihteluvälin. Lisäksi standardissa puhutaan 10 minuutin keskiarvosta, joka tarkoittaa, että jännitteenalenema voi olla hetkellisesti jopa tätä suurempi. Sähköala onkin määritellyt ohjeellisena kyseistä standardia tiukemmaksi jännitteen vaihtelurajaksi +6 %...-10 %. Jännitteenaleneman likiarvotulos käsin laskemalla saadaan yhtälön 2.1 avulla. VTJ käyttää jännitteenaleneman määrittämiseen iteratiivista ratkaisumenetelmää, jonka käyttäminen soveltuu myös normaalista poikkeavien kuormitustilanteiden yhteydessä. (Lakervi 2008)

$$U_{h\%} = I \cdot R \cdot \cos\phi + I \cdot X \cdot \sin\phi, \quad (2.1)$$

jossa  $I$  on virta,  $R$  johtimen resistanssi,  $X$  johtimen reaktanssi ja  $\phi$  tehokerroin.

### 2.2.2 Teho ja energiahäviöt

Aina siirrettäessä energiaa paikasta toiseen syntyy häviöitä johtimen/kaapelin poikkipinnasta ja siirtoetäisyydestä riippuen. Häviöillä on suuri merkitys sähkönjakelun taloudellisuuteen ja ne voivat myös aiheuttaa eristyksiä vaurioittavia korkeita lämpötiloja. Johtimissa syntyvä häviöteho saadaan laskettua yhtälön 2.2 avulla

$$P_h = 3 \cdot R \cdot I^2, \quad (2.2)$$

jossa  $R$  on johtimen resistanssi ja  $I$  virta.

Muuntajien häviöt muodostuvat tyhjäkäynti- ja kuormitushäviöistä ja johtimien häviöt ainoastaan kuormitushäviöistä. Kuormitushäviöt ovat riippuvaisia kuormasta, kun taas

tyhjäkäyntihäviöt pysyvät vakiona kuormasta riippumatta. Muuntajan kuormitushäviöteho voidaan määrittää yhtälön 2.3 avulla.

$$P_k = (S/S_n)^2 \cdot P_{kn}, \quad (2.3)$$

jossa  $S$  on muuntajan kuorma,  $S_n$  muuntajan nimellisteho ja  $P_{kn}$  muuntajan nimelliskuormitushäviö. Muuntajan tyhjäkäyntihäviöt muodostuvat muuntajan rautasydämessä rauta- ja pyörrevirtahäviöistä. Muuntajan tyhjäkäyntihäviöteho voidaan laskea yhtälön 2.4 avulla.

$$P_0 = (U/U_n)^2 \cdot P_{on}, \quad (2.4)$$

jossa  $U$  on muuntajan toision jännite muuntajan resistanssin ja reaktanssin aiheuttama jännitteenalennus huomioiden,  $U_n$  toision nimellijännite ja  $P_{kn}$  nimellistyhjäkäyntiteho, joka ilmoitetaan muuntajan kilpiarvoissa.

Verkostokomponenttien häviökustannuksia laskettaessa on mahdollista käyttää häviöiden huipunkäyttöaika  $t_h$ . Parametrilla muunnetaan häviöenergia tehoksi tai päinvastoin. Mikäli häviökustannukset on jaoteltu erikseen energian ja tehon mukaan, ne saadaan yhdistettyä yhtälön 2.5 avulla.

$$c_h = c_p + t_h c_e, \quad (2.5)$$

jossa

$c_p$	= häviökustannus [€/kW,a]
$c_e$	= häviökustannus [€/kWh]
$t_h$	= häviöiden huipunkäyttöaika [h]

Häviöiden huipunkäyttöaika riippuu kuormituksen ajallisesta vaihtelusta, ja VTJ määrittää sen asiakkaiden energiankulutusta kuvaavien kuormitusmallien avulla. Mitä ”huipukkaampi” kuormitus on, sitä lyhempi häviöiden huipunkäyttöaika. Tyypillisiä



häviöiden huipunkäyttöaikoja KJ-verkolle 2000–2500 h/a, PJ-verkolle 700–1000 h/a ja sähköasemalle 3000–3500 h/a. Muuntajien tyhjäkäyntihäviöiden huipunkäyttöaikana käytetään 8760 h. (Lakervi 2008)

### 2.3 Taloudellisuuslaskelmat

Sähköverkkoyhtiön jakeluverkoston arvo on huomattava, käyttöikä pitkä ja kertainvestoinnit ovat usein suuria. Verkkoyhtiöiden tavoitteena on minimoida pitkän aikavälin kokonaiskustannukset reunaehtojen puitteissa, ja omistussuhteista riippuen tavoitteena on yleensä maksimoida verkkoon sitoutuneen pääoman tuotto. Verkostosuunnittelussa edellytetään sähköteknisen osaamisen lisäksi myös vahvaa taloudellista näkemystä asioista, sillä muuten on vaikeaa osoittaa, että tietyillä toimenpiteillä saavutetaan säästöjä kokonaiskustannuksissa.

Vertailtaessa verkon eri kehittämisvaihtoehtojen kokonaiskustannuksia koko pitoajalta on pitoajaltaan ja investointikustannuksiltaan erisuuruiset hankkeet pystyttävä tekemään toistensa suhteen vertailukelpoisiksi. Vertailu voidaan tehdä usealla eri menetelmällä (nykyarvo, annuiteetti, sisäinen korko, kustannus- hyötyanalyysi), mutta useimmiten vertailu tehdään jompaakumpaa kahta ensin mainittua tapaa käyttäen. Nykyarvon ja annuiteetin laskentatapa on esitetty yhtälöissä 2.6 ja 2.7. (Investointilaskelmat 2009, Lakervi 2008)

$$\text{Nykyarvo} \quad NA = \frac{1}{(1+p/100)^t} \quad (2.6)$$

$$\text{Annuiteetti} \quad \epsilon = \frac{p(1+p)^t}{(1+p)^t - 1} \quad (2.7)$$

jossa  $p$  on korko ja  $t$  aika.

Nykyarvon laskenta kertoo rahamäärän, joka korkoa korolle laskien antaa tulokseksi vuonna  $t$  sellaisen rahamäärän, että kyseinen kustannus voidaan sillä maksaa. Annuiteettikerroin tarkoittaa tasasuuruista vuotuista kustannuserää, joka tarvitaan kokonaiskustannusten maksamiseksi koko pitoajalta. Molemmista yhtälöistä huomataan, että korolla on keskeinen vaikutus arvioitaessa investointien tuomia säästöjä/kustannuksia. Korkoprosentti kuvastaa investoinnin reaalisia rahoituskuluja, investoinnilta haluttua reaalista tuottoa sekä investoinnin sisältämää riskiä, mutta mikäli verkkoliiketoiminnan kokonaistuoton maksimointi ei ole yhtiön keskeisin toiminnan tavoite, korolla kuvataan ainoastaan esimerkiksi inflaatiosta johtuvia rahoituskuluja ja -riskiä. Alhainen korko korostaa käyttökustannusten (keskeytykset, häviöt, ylläpitokustannukset) merkitystä ja johtaa alumiinin lisääntymiseen verkossa, kun taas korkea johtaa suurten investointien viivästyttämiseen väliaikaisininvestointien avulla. (Investointilaskelmat 2009, Lakervi 2008)

Suunnittelujakson ollessa pitkä ja vuotuisten häviökustannusten vaihdellessa tehon funktiona, jokaisen vuoden kustannusten diskonttaaminen nykyarvoon on aikaa vievä prosessi, jota voidaan helpottaa kapitalisointikertoimien avulla. Kertomalla kapitalisointikertoimella  $\kappa$  ensimmäisen vuoden kustannuserä  $K_1$  saadaan tulokseksi koko tarkastelujakson vuotuisten kustannusten nykyarvo. Kapitalisointikerroin määritetään yhtälöiden 2.8–2.12 avulla (Lakervi 2008, Sähkönjakelutekniikka 2010)

$$\kappa = \psi_1 \frac{\psi_1^t - 1}{\psi_1 - 1} + \beta^{2t} \frac{1}{\alpha^t} \cdot \psi_2 \frac{\psi_2^{T-t} - 1}{\psi_2 - 1}, \quad (2.8)$$

$$\psi_1 = \frac{\left(1 + \frac{r}{100}\right)^2}{1 + \frac{p}{100}} \quad (2.9)$$

$$\psi_2 = \frac{1}{1 + \frac{p}{100}} \quad (2.10)$$

$$\alpha = 1 + \frac{r}{100} \quad (2.11)$$

$$\beta = 1 + \frac{p}{100}, \quad (2.12)$$

jossa  $t$  on kaksiportaisen investointijakson alkuvuosi,  $T$  investointijakson kokonaispituus ja  $r$  vuotuinen tehonkasvuprosentti. Kaksiportaisella investointijaksolla tarkoitetaan esimerkiksi tilannetta jossa teho kasvaa aluksi  $t$  vuotta  $r$  prosenttia vuodessa, jonka jälkeen kasvu pysähtyy ja on nolla investointijakson  $T$  loppuun saakka.

Edellä olevat yhtälöt soveltuvat myös keskeytyskustannusten ja tyhjäkäyntihäviöiden laskentaan. Keskeytyskustannuksia laskettaessa yhtälön 2.9 osoittajan neliöllisyys jää pois, koska keskeytyskustannukset ovat suoraan verrannollisia tehonkasvuun. Tyhjäkäyntihäviöitä määritettäessä yhtälön 2.9 osoittaja muuttuu siten, että tehonkasvuprosentti  $r = 0$  %/a, sillä kuormitusvirran kasvun vaikutus tyhjäkäyntihäviötehoon on pieni. (Lakervi 2008)

### 2.3.1 Uuden johtimen mitoitus

Uutta johtoa rakennettaessa keskeinen kysymys liittyy sopivan poikkipinnan valintaan. Poikkipinnan tulee olla riittävä täyttääkseen johdolle asetettavat sähkötekniset reunaehdot, mutta myös taloudellisesti järkevä. Poikkipinnan taloudellinen valinta voidaan suorittaa häviökustannusten ja johdon investointikustannusten avulla (Lakervi 2008)

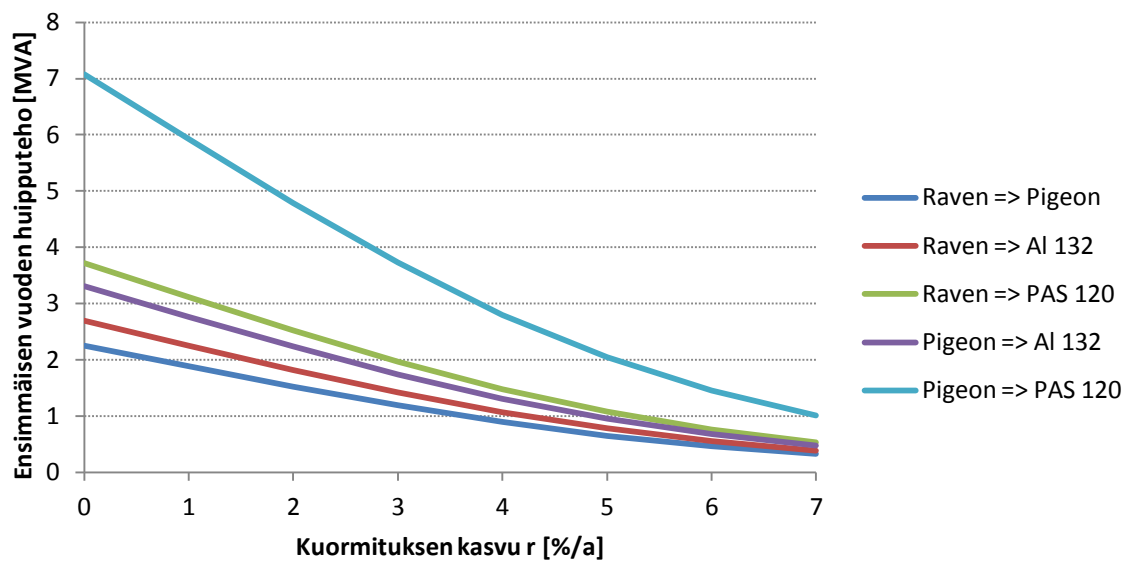
$$S_1 \geq U \sqrt{\frac{k_{IA2} - k_{IA1}}{\kappa C_p (R'_{A1} - R'_{A2})}}, \quad (2.13)$$

jossa

$k_{IA1}, k_{IA2}$	= johdinpoikkipintojen A1 ja A2 investointikustannukset [€/ km]
$R'_{A1}, R'_{A2}$	= johdinpoikkipintojen A1 ja A2 ominaisresistanssit [Ω / km]
$S_1$	= ensimmäisen vuoden huipputeho [kVA]

Kuvassa 2.1 on esitetty yhtälöllä 2.13 lasketut uuden johdon taloudelliset rajatehot Rovakairan uusiin kohteisiin asennettaville johdoille (Raven, Pigeon, Al 132, PAS).

Laskentaparametreina käytettiin kappaleessa 2.1 esitettyjä arvoja ja Energiamarkkinaviraston (EMV) komponenttien indeksikorjattuja yksikköhintoja vuodelle 2011. (EMV 2011b, Draka 2011)



Kuva 2.1. Ensimmäisen vuoden huipputeho kuormituksen kasvun funktiona.

Kuvan perusteella voidaan todeta, ettei päällystetyn ilmajohdon käyttöä voi perustella häviökustannussäästöillä, vaan syyt johdon käyttämiseen ovat parantuvan luotettavuuden sanelemia pika- ja aikajälleenkytkentöjen vähenemisen seurauksena. Kuvasta huomataan myös, kuinka voimakkaasti kuormituksen vuotuinen kasvu pienentää johdinten välistä rajatehoa. Rajakäyriä tulee päivittää riittävän usein mahdollisten laskentaparametrien muutoksista johtuen.

### 2.3.2 Johdinvaihdon kannattavuusrajat

Johdinvaihto tulee kyseeseen, mikäli saatava vuotuinen häviösäästö ylittää johdinvaihdon annuiteetin, tai jokin sähkötekninen reunaehto ei täyty. Terminen kuormitettavuus ei ole yleensä syy ilmajohtojen vaihtamiseen tai vahvistukseen, vaan syyt ovat jännitteen laadun ja häviöiden sanelemia. Maakaapelilla sen sijaan terminen kuormitettavuus on yleensä rajoittava tekijä. Johdinvaihdon vaikutuksia ovat (Lakervi 2008):

- Keskijänniteverkon häviöt pienentyvät
- Jännitteenalenemat sähkökäyttäjien liityntäpisteissä pienentyvät
- Parantaa kyseisen johtimen oikosulkukestoisuutta
- Suurentaa oikosulkuvirtaa
- Voi aiheuttaa oikosulkukestoisuus ongelmia muualla verkossa
- Verkon nykykäyttöarvo kasvaa uusitun johdon yksikköhinnan verran, jos pylväät uusitaan ja kun uusittavan johdon ikä on ylittänyt sille suunnitellun pitoajan
- Verkon jälleenhankinta-arvo kasvaa, mikäli johtorakenne muuttuu.

Johdinvaihdon taloudellinen rajateho voidaan laskea yhtälön 2.14 avulla.

$$S \geq U \cdot \sqrt{\frac{\epsilon k}{c_p(R'_{1}-R'_{2})}}, \quad (2.14)$$

jossa

$$\epsilon = \frac{p(1+p)^t}{(1+p)^t - 1}$$

$$k = \text{johdinvaihdon kustannukset}$$

Taulukossa 2.1 on esitetty yhtälön 2.14 avulla lasketut johdinvaihdon rajatehot eri johdintyypeille. Johdinvaihdon kustannuksiin sisältyy mm. entisten johdinten purku, uudet johtimet asennustarvikkeineen sekä työ- ja kuljetuskustannukset. Sen sijaan kustannukset eivät sisällä mahdollisia orsien ja pylväidenvaihtoja tai lisäpylväitä.

Taulukko 2.1. Johdinvaihtojen rajatehot, kun  $T=50$  a,  $p=5$  %,  $c_p=70$  €/kW,a.

<b>Vanha johdin</b>	<b>Uusi johdin</b>	<b>Rajateho [MVA]</b>	<b>Vaihtokustannus [k€/km]</b>	<b>Terminen kuormitettavuus [MVA]</b>
Sparrow	Raven	3,35	11,01	7,3
Sparrow	Pigeon	2,94	14,01	12,8
Sparrow	A1132 tai suurempi	3,48	24,24	17,1
Raven	Pigeon	4,71		
Raven	A1132 tai suurempi	4,89		
Pigeon	A1132 tai suurempi	8,00		

Koska EMV ei ole määritellyt erikseen johdinvaihdon hintoja, taulukon 2.1 rajatehot laskettiin Energiateollisuuden verkostosuosituksen KA 2:10 kustannustiedoilla, jotka perustuvat vuonna 2010 jakeluverkon haltijoilta kyselyllä saatuihin keskimääräisiin kustannustietoihin (ET KA 2:10). Taulukosta huomataan, että johdinvaihto kannattaa tehdä paljon aikaisemmin ennen kuin johdon terminen kuormitettavuus rajoittaa tehonsiirtoa. Lisäksi pienen poikkipintamuutoksen tekeminen ei ole yleensä kannattavaa, koska saavutettava häviösäästö on pieni verrattuna investointikustannuksiin. Vaihdon taloudellisen kannattavuuden ehtona on ainoastaan, ettei johdon kuormitus tai häviöiden arvostus pienene pitoajan aikana vaihtohetkeen verrattuna, joten väärän investointipäätöksen tekemiseen ei liity suurta riskiä. (Lakervi 2008)

## 2.4 Luotettavuuslaskelmat

Verkostosuunnittelussa tulee voida mitata rahassa rakentamis- ja häviökustannusten lisäksi myös keskeytyskustannukset, sillä muuten verkon kaapeloinnin, varayhteyksien ja automatiikan lisäyksen tuomia taloudellisia hyötyjä on vaikea vertailla keskenään. Sähkönjakelun luotettavuutta, verkkojen käytettävyyttä ja luotettavuutta on käytetty verkostosuunnittelussa reunaehtona erilaisten tunnuslukujen muodossa jo pitkään ja vuonna 2008 tuli voimaan lakimuutos, jossa velvoitetaan jakeluverkonhaltija maksamaan asiakkaalle vakiokorvauksia yli 12 h kestävästä yhtäjaksoisesta keskeytyksestä, riippumatta verkonhaltijan osallisuudesta keskeytyksen syntyyn. Vakiokorvausten suuruus kasvaa

keskeytyksen pituuden mukaan, mutta on enintään 100 % tai 700 € asiakkaan vuotuisesta verkkopalvelumaksusta. Vakiokorvausten käyttöönottolla pyrittiin parantamaan sähkön toimitusvarmuutta, sillä se kannustaa verkonhaltijan ehkäisemään, paikantamaan ja korjaamaan viat aiempaa nopeammin.

Keskeytysten aiheuttaman rahallisen haitan KAH-arvon muodostumista on käsitelty seuraavassa kappaleessa.

#### 2.4.1 Keskeytyksestä aiheutuva haitta

Ilman KAH-arvoja verkkoyhtiölle vian aiheuttamat kustannukset muodostuisivat toimittamatta jääneestä sähköstä sekä mahdollisista korjauskustannuksista. Tällöin esimerkiksi PJK:n ja AJK:n aiheuttamat kustannukset olisivat verkkoyhtiölle vain marginaaliset, kun teollisuusasiakkaalle aiheutuvan haitan suuruus voi olla huomattavasti suurempi esimerkiksi tuotantoprosessin pysähtymisen seurauksena. Kotitalouksille vastaavan katkon aiheuttama taloudellinen vaikutus on usein huomattavasti pienempi.

Edellä mainituista syistä KAH-arvojen laskennassa otetaan huomioon erityyppiset kuluttajaryhmät sekä keskeytystyyppit jaoteltuna, odottamattomiin- ja työkeskeytyksiin sekä pika- ja aikajälleenkytkentöihin. KAH-arvot eri kuluttajille on esitetty taulukossa 2.2.

Taulukko 2.2. KAH-arvot kuluttajaryhmille. (Sähkönjakelutekniikka 2010b)

	Vikakeskeytykset		Työkeskeytykset		PJK	AJK
	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh		
<b>Kotitalous</b>	0,36	4,29	0,19	2,21	0,11	0,48
<b>Maatalous</b>	0,45	9,38	0,23	4,80	0,20	0,62
<b>Teollisuus</b>	3,52	24,45	1,38	11,47	2,19	2,87
<b>Julkinen</b>	1,89	15,08	1,33	7,35	1,49	2,34
<b>Palvelu</b>	2,65	29,89	0,22	22,82	1,31	2,44
<b>Painotettu keskiarvo</b>	1,1	11	0,5	6,8	0,55	1,1

Keskeytyksestä aiheutuva haitta-arvo perustuu asiakasryhmille tehtyihin kyselyihin, joissa pyydettiin asiakasryhmiä arvioimaan keskeytyksestä aiheutuvaa taloudellista haittaa ja

paljonko paremmasta toimitusvarmuudesta oltaisiin valmiita maksamaan. Taulukon 2.2 viimeisellä rivillä on KAH-arvot painotettuna verkkoyhtiöiden keskimääräisellä asiakasmäärällä, joita käyttämällä keskeytyskustannusten laskentaa voidaan yksinkertaistaa. Keskeytyskustannukset voidaan määrittää yhtälön 2.15 avulla. (Lakervi 2008)

$$KAH = P_{av} \cdot (l \cdot f_{vika} \cdot d + b(t) \cdot t) + P_{av} \cdot l \cdot f_{PJK} \cdot d + P_{av} \cdot l \cdot f_{AJK} \cdot d, \quad (2.15)$$

jossa  $f$  vikataajuus,  $t$  vian aiheuttama keskeytysaika,  $P_{av}$  keskimääräinen keskeytysteho,  $l$  johdon pituus,  $d$  keskeytystehon haitta-arvo ja  $b$  keskeytysenergian haitta-arvo. Verkkoalueen keskeytyskustannuksia on käsitelty tarkemmin nykytila-analyysin yhteydessä luvussa 4.

## 2.5 Suunnittelussa käytettävät tietojärjestelmät

Tietotekniikan voimakas kehittyminen viimeisten vuosikymmenten aikana on mahdollistanut aikaisempaa tehokkaampaa sähköverkkojen suunnittelua ja kehittämistä. Lisäksi asiakkaiden asettamat vaatimukset sähkön laadulle ovat kasvaneet jatkuvasti ja näihin tarpeisiin vastaaminen edellyttää sähköverkkoyhtiöiltä useiden eri tietojärjestelmien tehokasta rinnakkaista käyttöä.

Kappaleissa 2.5.1-2.5.3 on esitetty verkkoyhtiöissä yleisesti käytössä olevia tietojärjestelmiä ja niiden tuomia mahdollisuuksia etenkin verkostosuunnittelun ja tämän tutkimuksen näkökulmasta.

### 2.5.1 Verkkotietojärjestelmä

Tärkein verkostosuunnittelun työväline on verkkotietojärjestelmä (VTJ). Verkkotietojärjestelmää hyödynnetään niin yleissuunnittelussa ja omaisuuden hallinnassa kuin myös verkostosuunnittelussa ja operatiivisessa toiminnassa. VTJ on graafinen suunnittelu- ja dokumentointijärjestelmä, johon on mallinnettu verkkokomponenttien



sijaintitieto sekä komponentteihin liittyvä tekninen ja taloudellinen tieto. VTJ on välttämätön työkalu nykytilan mallintamiseen sekä tulevaisuuden tavoiteverkkojen suunnitteluun. Se helpottaa suunnitteluun liittyviä rutiineja sekä parantaa suunnitelmien laatua, mikä edesauttaa pitkän tähtäyksen suunnitteluun liittyvissä päätöksentekoprosesseissa. (Vierimaa 2007)

Nykyisin markkinoilla on tarjolla useiden eri valmistajien verkkotietojärjestelmiä, jotka sisältävät erilaisia toimintoja ja sovelluksia valmistajasta riippuen. Tätä tutkimusta tehdessä hyödynnettiin ABB:n Integra verkkotietojärjestelmää, joka on tarkoitettu verkkoyhtiöiden keski- ja pienjänniteverkkojen hallintaan. Ohjelma sisältää neljä toimitilaa, *verkkolaskenta- ja selailutilan, tietokannan ylläpito- eli päivitystilan, väliaikaisverkkotilan sekä suunnittelutilan.* (ABB 2011)

Tässä tutkimuksessa toimitiloista käytettiin etenkin verkkolaskenta- ja selailutilaa sekä suunnittelutilaa. Verkkolaskenta- ja selailutilan avulla selvitettiin mm. johtolähtöjen pituudet, jännitteenalenemat, virrat sekä häviöt. Suunnittelutilaa käytettiin sähköasemien korvaustarkastelussa sekä erityisesti luvussa 7 vertailtaessa erilaisten kehitysvaihtojen vaikutuksia verkkoalueeseen tulevaisuudessa.

### 2.5.2 Käytöntukijärjestelmä

Käytöntukijärjestelmällä (KTJ) tarkoitetaan ohjelmistokokonaisuutta, joka erilaisten tietokantojen ja verkosta saatavan reaaliaikaisen tiedon perusteella muodostaa monipuolista tietoa verkon käyttötoiminnan helpottamiseksi. KTJ sisältää monipuolisia analyysi- ja päättelytoimintoja esimerkiksi oikosulkujen paikantamiseksi ja varasyöttöjen käyttöönottamiseksi. (Lakervi 2008)

Yksi tärkeimmistä käytöntukijärjestelmän ominaisuuksista on oikosulkuvirtojen paikannussovellus. Paikannus perustuu verkon eri solmupisteissä laskennallisesti määritettävien vikavirtojen vertaamista SCADAn kautta saatuun todelliseen mitattuun

vikavirtaan. Vianpaikannuksen ehtona ovat tarvittava lisenssi sekä sähköasemien numeeriset releet, jotka pystyvät välittämään vikavirran tyypin ja suuruuden SCADAn kautta KTJ:lle. Mahdollisia vikapaikkoja voi olla verkon dimensioista riippuen yksi tai useampia ja ne tulevat graafisesti näkyviin KTJ:n karttapohjalle. Maasulkujen tarkka paikannus ei ole vielä nykyisin mahdollista, sillä maasulkuvirran suuruus ei riipu vikapaikasta, kuten oikosulikutapauksissa.

Tässä tutkimuksessa höydynnettiin ABB:n Opera toiminnoista esimerkiksi vika-arkistoa, jonka sisältämien tietojen avulla analysoitiin vikojen kestoja sekä paikkoja viimeisen viiden vuoden osalta. Lisäksi apuna käytettiin graafista tietokantahakua, joka mahdollistaa halutun tulosten tarkastelemisen suoraan verkkokuvassa.

Suurin ero käytöntuki- ja käytönvalvontajärjestelmien (SCADA) välillä on niiden kyvyssä käsitellä informaatiota. KTJ sisältää paljon älykkäitä päättelytoimintoja, kun taas SCADA kerää ja välittää tietoja sekä ohjauksia. Käytönvalvontajärjestelmän sisältämiä ominaisuuksia on esitelty tarkemmin seuraavassa kappaleessa. (Raussi 2009)

### 2.5.3 Käytönvalvontajärjestelmä

SCADAn (Supervisory Control and Data Acquisition) tehtävänä on sähköjakeluverkon reaaliaikainen valvonta. SCADAn avulla saadaan ajantasaista tietoa sähköjakeluprosessista ja tehdään tarvittavia kytkentätilan muutoksia verkolle. SCADAn kautta toteutetaan monia kriittisiä toimintoja, joka asettaa sen toiminnalle todella suuret luotettavuusvaatimukset myös häiriötilanteissa. Järjestelmät ovatkin yleensä kahdennettuja, jolloin toisen koneen vikaantuessa toinen kone ottaa välittömästi järjestelmän hallinnan. Lisäksi laitteistot on varustettu pitkään toiminta-aikaan kykenevillä UPS-laitteistolla. (Lakervi 2008)

Käytöntukijärjestelmä saa SCADA:ta esimerkiksi vianpaikannuksessa tarvittavan tiedon vikaantuneen lähdön releen mittaamasta oikosulkuvirran suuruudesta. Lisäksi SCADAn

kautta välitetään tietoja mm. kytkinlaitteiden tiloista, releiden asetteluarvoista ja erilaisista mittaustiedoista. SCADAn tietokannoissa on kuvattu tarkasti sähköasemat ja niiden laitteistot, mutta verkon tiedot ovat tavallisesti yleisluontoisia eivätkä sisällä tarkkoja tietoja KJ- ja PJ-verkon komponenteista tai asiakkaista.

Tässä tutkimuksessa käytönvalvontajärjestelmää hyödynnettiin ainoastaan sen sisältämien verkon kuormitustietojen osalta. SCADAn arkistoista saatuja mitattuja asema- ja johtolähtökohtaisia tehoja verrattiin VTJ:llä suoritettun tehonjakolaskennan tuloksiin.

### 3. SÄHKÖNJAKELUN TOIMITUSVARMUUSKRITEERISTÖ

#### 3.1 Taustaa toimitusvarmuuden ja luotettavuuden määrittämisestä

Sähkönjakelun luotettavuuden ja toimitusvarmuuden arvostus on kasvanut voimakkaasti viime aikoina. Osaltaan tähän ovat vaikuttaneet yhteiskunnan kehittyminen teknisempään suuntaan sekä erityisesti viime vuosina esiintyneet sääolot, jotka ovat aiheuttaneet paikallisesti suurhäiriöitä sähkönjakeluverkkoihin. Sähkön laatuun liittyvät tekijät ovat korostuneet sekä asiakkaiden että verkkoyhtiöiden keskuudessa. Ala onkin ottamassa tulevaisuudessa käyttöön toimitusvarmuuskriteeristöä yksittäisen asiakkaan toimitusvarmuuden takaamiseksi sekä toimialan maineen parantamiseksi.

##### 3.1.1 Sähkönjakelun luotettavuutta kuvaavat tunnusluvut

Sähkönjakelun luotettavuutta, verkkojen käytettävyyttä ja luotettavuutta on käytetty verkostosuunnittelussa reunaehtona erilaisten tunnuslukujen muodossa kauan. Standardin IEEE 1366-2001 mukaisilla tunnusluvuilla on kuvattu sähkön toimitusvarmuutta eri puolella maailmaa jo pitkään. Standardissa määritellään seuraavat keskeytyksiä koskevat tunnusluvut: (Järventausta 2005)

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)

SAIFI kuvaa asiakkaiden kokemien keskeytyksien keskimääräistä lukumäärää tietyn ajanjakson, esimerkiksi vuoden aikana (kpl/asiakas,a). SAIFI voidaan laskea yhtälön 3.1 avulla

$$SAIFI = \frac{\sum_j n_j}{N_s}, \quad (3.1)$$

jossa  $n_j$  on asiakkaan  $j$  kokemien keskeytysten lukumäärä ja  $N_s$  kaikkien asiakkaiden lukumäärä.

- SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

SAIDI kuvaa asiakkaiden kokemien keskeytysten yhteenlaskettua kestoja esimerkiksi vuoden pituisen ajanjakson aikana (h/asiakas,a). SAIDI voidaan laskea yhtälön 3.2 avulla.

$$SAIDI = \frac{\sum_i t_{ij} \sum_j n_j}{N_s}, \quad (3.2)$$

jossa  $i$  on keskeytysten lukumäärä,  $n_j$  on asiakkaan  $j$  kokemien keskeytysten lukumäärä,  $N_s$  kaikkien asiakkaiden lukumäärä ja  $t_{ij}$  asiakkaalle  $j$  keskeytyksestä  $i$  aiheutunut sähkötön aika.

Kahden edellä mainitun tunnusluvun osamäärän avulla saadaan määritettyä CAIDI, joka kuvaa vikojen keskimääräistä kestoja (h/asiakas/vika).

- CAIDI (Customer Average Interruption Index)  $= \frac{SAIDI}{SAIFI}$  (3.3)

Pysyvien vikojen lisäksi myös jälleenkytkennöille on oma tunnuslukunsa, joka kuvaa jälleenkytkentöjen keskimääräistä lukumäärää (kpl/asiakas,a). MAIFIn laskenta voidaan suorittaa yhtälön 3.4 avulla.

- MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index)

$$= \frac{\sum_j n_{jk}}{N_s}, \quad (3.4)$$

jossa  $n_{jk}$  on asiakkaan  $j$  kokemien jälleenkytkentöjen määrä.

Asiakkaan näkökulmasta näiden tunnuslukujen käyttö on ongelmallista, sillä ne kuvaavat ainoastaan koko sähkönjakelujärjestelmän keskimääräistä luotettavuutta sekä käyttövarmuutta ja yksittäisellä asiakkaalla keskeytysten määrä ja keskeytysaika voivat vaihdella suuresti vuosittain. Tästä syystä toimiala on määrittänyt itselleen palvelutavoitteet, jotka tulee saavuttaa viimeistään vuonna 2030. Seuraavassa kappaleessa on kerrottu tarkemmin toimitusvarmuuskriteeristön mukanaan tuomista vaatimuksista.

### 3.2 Toimitusvarmuuskriteeristön vaatimukset ja tavoitetasot

Toimitusvarmuuskriteeristön käyttöön ottamisella pyritään verkkopalveluiden kehittämiseen ja toimialan maineen parantamiseen. Kriteeristö koskee sähköasemien sekä KJ- ja PJ-verkoissa tapahtuneiden vikojen aiheuttamia keskeytyksiä. Pysyvien vikojen kohdalla tarkastellaan yksittäisen asiakkaan vuosittaista kumulatiivista keskeytysaikaa ja jälleenkytkentöjen kohdalla vuosittaista kumulatiivista lukumäärää. (Energiatutkimus 2010)

Kriteeristö pohjautuu aluejaotteluun, jossa joka alueelle määritetään omat reunaehdot edellä mainituille keskeytyksille. Jaon tavoitteena on määritellä sähköverkosta riippumattomat reunaehdot erilaisille alueille niiden yhdyskuntarakenteen mukaan. Aluejaottelussa käytetyt alueet ovat city, taajama ja maaseutu, mutta useimpien maaseutumaiden verkkoyhtiöiden kohdalla aluejako perustuu ainoastaan kahteen viimeksi mainittuun alueeseen. Verkkoyhtiö päättää itse miten aluejako suoritetaan verkkoalueelle. Jaon tulisi olla kuitenkin mahdollisimman selkeä ja yksiselitteinen. Näin se on helposti perusteltavissa yhtiön asiakkaille sekä siirrettävissä verkko- ja asiakastietojärjestelmiin.

Variaatioita aluejaon muodostamiseen on useita. Aluejako voidaan muodostaa esimerkiksi asemakaavoitukseen, maakuntakaavoitukseen, maanpeittoaineistoon (CLC), pelastusvoimien riskialueuokitteluun tai näiden yhdistelmiin perustuen. Aluejaossa erityistä huomiota tulee kiinnittää taajama-alueiden erottamiseen maaseudusta, sillä näiden

alueiden välillä merkittävä ero toimitusvarmuuskriteeristön mukaisissa asiakaslupauksissa. Käytännössä yksittäisen alueen kohdalla verkoston kehittäminen riippuu ratkaisevasti siitä, luokitellaanko se taajamaan vai maaseutuun. City-alueella tarkoitetaan kaupungin ydinalueita, jossa on suuri kuormitustiheys sekä rakennustehokkuus ja verkon kaapelointiaste on 100 % (Energiatutkimus 2010)

Kriteeristön tavoitetasot eri alueille ovat seuraavat: (Energiatutkimus 2010)

### **City**

- Kokonaiskeskeytysaika: Enintään 1 tunti vuodessa
- Jälleenkytkentöjen määrä: Ei jälleenkytkentöjä

### **Taajama**

- Kokonaiskeskeytysaika: Enintään 3 tuntia vuodessa
- Jälleenkytkentöjen määrä: Enintään 10 kpl vuodessa

### **Maaseutu**

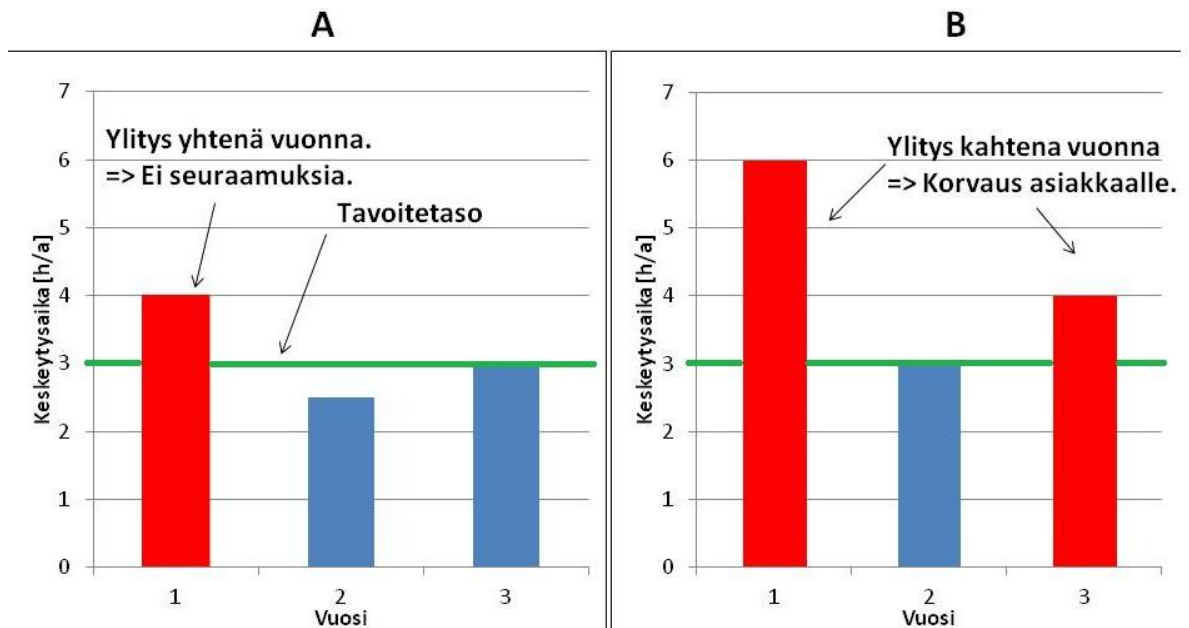
- Kokonaiskeskeytysaika: Enintään 6 tuntia vuodessa
- Jälleenkytkentöjen määrä: Enintään 60 kpl vuodessa

Toimitusvarmuuskriteeristön mukaista aluejakoa Rovakairan jakelualueella on käsitelty tarkemmin luvussa 6.

### 3.3 Siirtymäaika ja seuraamukset ylityksistä

Tavoitteena on, että toimitusvarmuuskriteeristö otetaan käyttöön vuonna 2030 ja käyttöönoton jälkeen verkkoyhtiö lähettää vuosittain asiakkaille käyttövarmuusraportin, jossa esitetään kuluneen vuoden tilastot ja analyysi tavoitetasojen toteutumisesta sekä tarvittaessa selityksen ylittymisen johtaneista syistä. (Energiatutkimus 2010)

Peruseriaate toimitusvarmuuskriteeristössä on, että reunaehtoja tarkkaillaan vuosi kerrallaan kolmen vuoden ajanjaksolta, jonka aikana sallitaan yksi ylitys ilman sanktiota. Toinen ylitys johtaisi mahdollisesti joko asiakaskorvaukseen tai verkon kehitysvelvoitteeseen. Korvauseriaatetta keskeytysajan suhteen on havainnollistettu kuvassa 3.1. Kuvassa 3.1A kuvattu tilannetta, jossa on tapahtunut ylitys, mutta se ei johda toimenpiteisiin ja kuvassa 3.1B tilanne, joka johtaa korvaukseen asiakkaalle.



Kuva 3.1. Toimitusvarmuuskriteeristön mukaisen korvausvelvoitteen muodostuminen taajama-alueella vuotuisen kumulatiivisen keskeytysajan perusteella.



Kriteeristön mukaisen aluejaon ja sen sisältämien erilaisten sähkönlaatuvaatimusten käyttöönottamisen jälkeen, voi herätä epäilyjä johtaako se yhtiön asiakkaiden eriarvoiseen kohteluun asiakkaan sijainnin perusteella. Käytännössä tilanne on vastaava jo monen muun palvelun kohdalla. Kaukolämpö- ja vesihuoltoverkko on tyypillisesti saatavissa taajamissa tontin rajalle ilman lisäkustannuksia ja myös monet muut yhteiskunnan tuottamat palvelut, kuten terveydenhuolto ja koulut ovat lähempänä taajama-asukkaita. Lisäksi tulee muistaa, että toimitusvarmuuskriteeristön mukainen tavoitetaso on maaseudullakin huomattavasti tiukempi verrattuna nykyisin käytössä olevaan vakiokorvauksiin.

## 4. JAKELUVERKON NYKYTILA

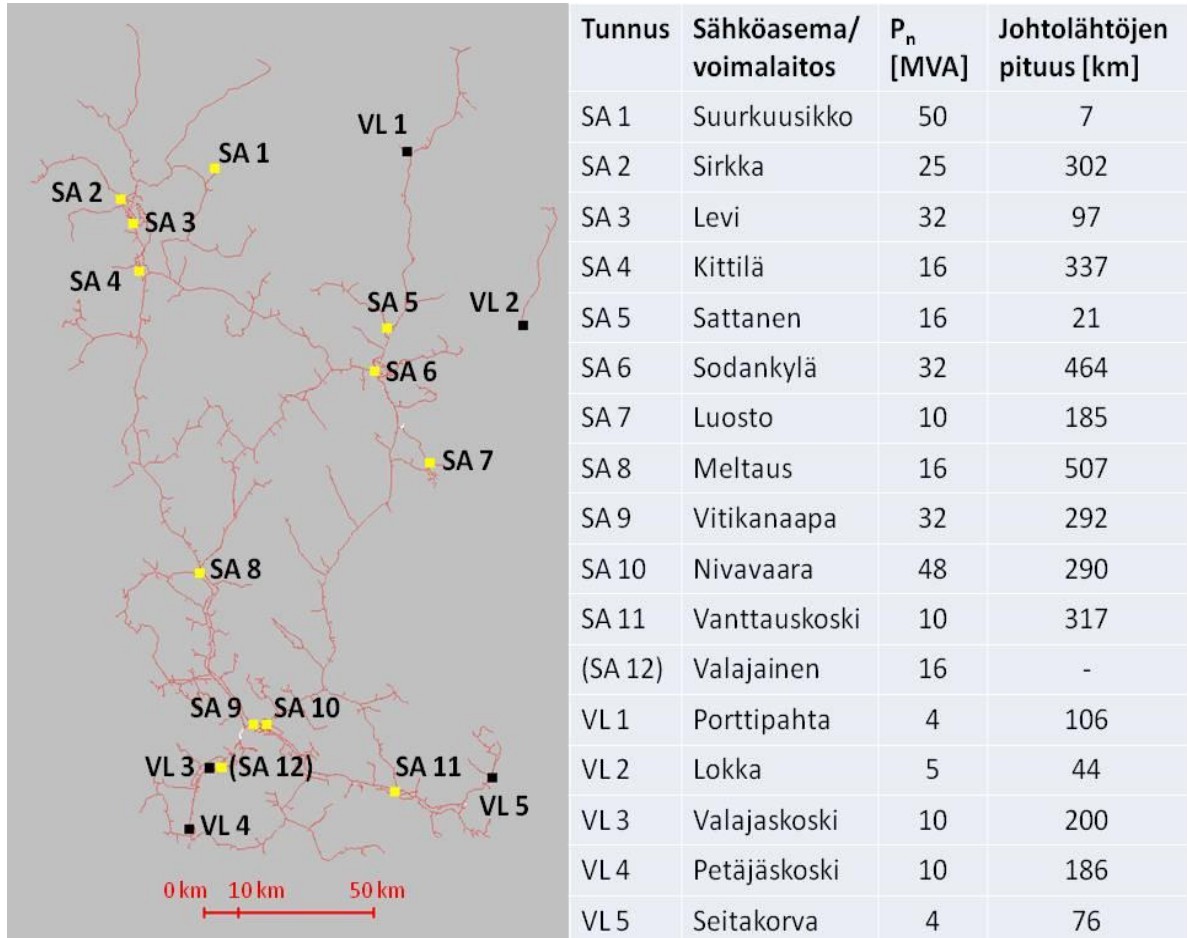
Tässä työssä nykytilan määrittäminen tehtiin koko Rovakairan jakelualueelle. Tarkastelun kohteina olivat kuormitukset, keskeytykset, jännitteenalenemat ja häviöt. Suojauksen toimivuuden määrittäminen kuuluu tyypillisesti nykytilan määrittämiseen, mutta osana tämän tutkimuksen rajausta se päätettiin jättää tekemättä. Taulukkoon 4.1 on koottu olennaisimpia tietoja tutkittavasta verkkoalueesta.

Taulukko 4.1. Perustietoja tarkasteltavasta verkkoalueesta vuonna 2010.

<b>KJ-verkon pituus</b> [km]	3287	<b>Liikevaihto</b> [M€]	14,3
josta kaapeloitu [%]	2,3	<b>Asiakkaita</b> [kpl]	28378
<b>Jakelumuuntajia</b> [kpl]	2469	<b>Sähköasemat 110 kV tai yli</b> [kpl]	10
<b>PJ-verkon pituus</b> [km]	3267	<b>Sähköasemat alle 110 kV</b> [kpl]	1
josta kaapeloitu [%]	46,8	<b>Maastokatkaisijoita</b> [kpl]	3
<b>Oma 110 kV verkko</b> [km]	60	<b>Erottimia</b> [kpl]	1347
<b>Siirretty energia</b> [GWh/a]	632	josta kauko-ohjattavia [kpl]	76

Rovakairan keskijänniteverkkoa syötetään 16 syöttöpisteestä, joista 11 on sähköasemia, 4 Kemijoki Oy:n (jatkossa KEJO) voimalaitoksia ja yksi Koillis-Lapin Sähkö Oy:n (KLS) voimalaitos. Voimalaitokset vastaavat energian tuottamisen lisäksi myös Rovakairan sähköjakelun loistehotaseesta. Sähköasemista kaksi (Suurkuusikko, Sattanen) syöttävät pelkästään kaivosteollisuutta, ja niiden osalta tässä työssä tarkastellaan vain häviöitä. Voimalaitosten osalta tarkastelun kohteena ovat niiden syöttämät johtolähdöt. Rovakairan jakelualueella sijaitsevat sähköasemat ja voimalaitokset sekä niiden nimellisteho sekä yhteenlaskettu johtolähtöjen pituus sähköasemittain on esitetty kuvassa 4.1 ja siirretyn energian jakaantuminen käyttäjäryhmittäin kuvassa 4.2.

Rovakairalla on käynnissä parhaillaan kWh-mittarinvaihtoprojekti, jonka tavoitteena on asentaa etäluettavat kWh-mittarit jokaiselle asiakkaalle vuoden 2012 loppuun mennessä. Mittareiden myötä asiakkaat pystyvät seuraamaan omaa energiankulutustaan tuntitasolla ja laskutuksessa tullaan siirtymään pelkästään lukemalaskuihin. Tämän työn tehonjakolaskentaan ei saatu mukaan jo asennettujen mittareiden tuntisarjoja.



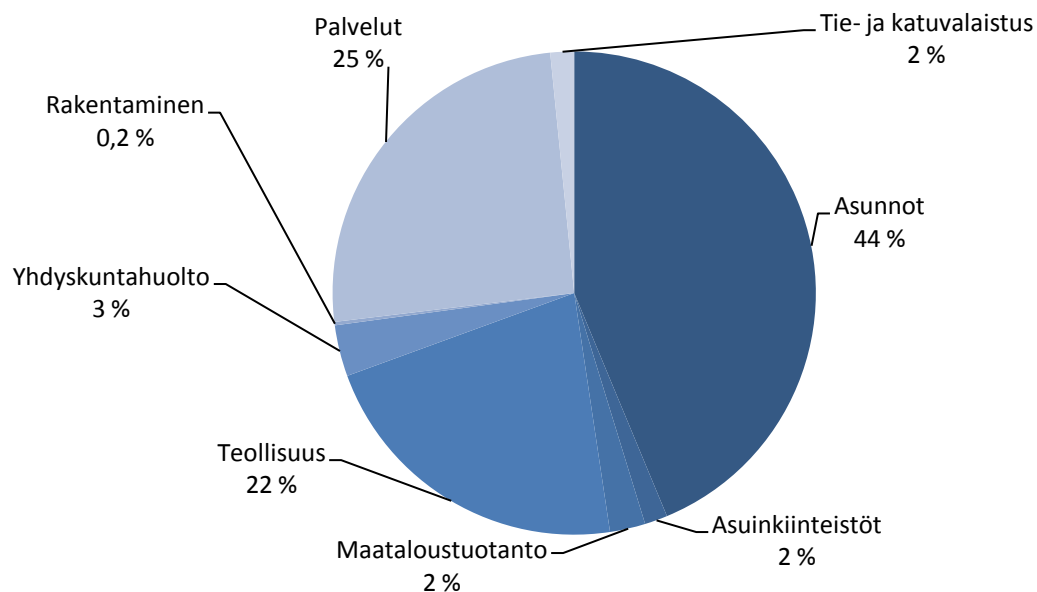
Kuva 4.1. Rovakairan jakelualueen syöttöpisteet jaoteltuna sähköasemiin ja voimalaitoksiin. Sähköasemia on kuvattu keltaisilla ja voimalaitoksia mustilla neliöillä.

Kittilän alueella sijaitsee neljä sähköasemaa, jotka ovat pohjoisimmasta eteläisimpään lueteltuna; Suurkuusikko, Sirkka, Levi ja Kittilä. Pohjoisimpana sijaitseva Suurkuusikon sähköasema syöttää pelkästään alueella olevaa kultakaivosta.

Sodankylän alueella sijaitsee kaksi KEJOn ja KLS:n voimalaitokset Porttipahta Lokka sekä kolme sähköasemaa; Sattanen, Sodankylä ja Luosto. Pohjoisimpana sijaitseva Sattasen sähköasema syöttää ainoastaan Pahtavaaran kultakaivosta.

Rovaniemen alueella sijaitsee kolme KEJOn voimalaitosta; Valajaskoski, Seitakorva ja Petäjaskoski, sekä viisi sähköasemaa. Sähköasemista selkeästi pohjoisimpana on Meltauksen asema. Sen eteläpuolella sijaitsevat Vitikanaavan ja Nivavaaran sähköasemat,

jotka syöttävät Rovaniemen kaupunkia ympäröiviä taajama-alueita. Näistä asemista lounaaseen on Valajaskosken voimalaitos sekä Valajaisen sähköasema vieretysten. Valajaisen sähköasema ei ole vielä käytössä, mutta tulevaisuudessa se tulee korvaamaan kokonaan viereisen Valajaskosken voimalaitoksen. Alueen kaakkoispuolella sijaitseva Vanttauskosken sähköasema eroaa muista asemista, sillä sitä syötetään KJ-yhteydellä läheiseltä KEJOn voimalaitokselta. Vanttauskoskesta on myös KJ-yhteys noin 10 km päässä olevaan Rovakairan omaan 1,3 MVA Kaihuan vesivoimalaitokseen, jonka ajorytmi on varsin epäsäännöllinen.



Kuva 4.2 Kulutetun energian jakaantuminen käyttäjäryhmittäin vuonna 2010.

#### 4.1 Kuormitukset

Kuormitusten nykytilan määrittämiseksi käytettiin käytönvalvontajärjestelmästä (SCADA) saatuja todellisia mitattuja tehoja viime talvelta, joita verrattiin VTJ:llä suoritettuun tehojakolaskentaan.

#### 4.1.1 Päämuuntajien kuormitukset sähköasemittain

Taulukossa 4.2 on esitetty päämuuntajien lasketut ja mitatut huipputehot ja virrat sekä lasketun ja mitatun virran suhde. Sattasen sähköaseman osalta mitattuja arvoja viime talvelta ei ollut käytettävissä.

Taulukko 4.2. Päämuuntajien kuormitukset. Mitatut arvot ovat vuodelta 2011.

Sähköasema	Muuntaja	Laskettu huipputeho [MVA]	Mitattu huipputeho [MVA]	Laskettu/ mitattu virta [%]
<b>KITTILÄ</b>	PM1	12,5	13,4	93
<b>LEVI</b>	PM1	17,5	18,2	96
<b>LUOSTO</b>	PM1	5,1	6	85
<b>MELTAUS</b>	PM1	5,9	5,9	101
<b>NIVAVAARA</b>	PM1	9,7	11	88
	PM2	9,9	10,7	92
<b>SATTANEN</b>	PM1	2,2	-	-
<b>SUURKUUSIKKO</b> (ei käytössä)	PM1	-	17,5	-
	PM2	-	-	-
<b>SIRKKA</b>	PM1	12,6	15,3	82
<b>SODANKYLÄ</b>	PM1	14,6	15	98
	PM2	6,9	8	86
<b>VITIKANAAPA</b>	PM1	25,4	24,4	104
<b>VANTTAUSKOSKI</b>	PM1	5,4	5,2	103

Kuten taulukosta 4.2 huomataan, laskennalliset ja mitatut virrat sekä tehot voivat poiketa merkittävästikin toisistaan. On kuitenkin otettava huomioon, että huipputeho on kestoaltaan vain hetkellinen ja se osuu vuoden kylmimmille päiville. Johtuen suuresta sähkölämmittäjien määrästä Rovakairan alueella vuotuinen huipputeho voi poiketa vuosittain suurestikin riippuen muun muassa pakkasjaksojen pituuksista. Mitattujen ja laskettujen arvojen eroista johtuen tässä työssä osalla sähköasemista käytettiin korjauskertomia, joiden avulla lasketut arvot täsmäävät paremmin mitattuihin arvoihin. Sähköasemakohtaiset korjauskertoimet, huipputehot, lasketun ja mitatun virran suhde sekä muuntajien kuormitusaste huipputehon aikana on esitetty taulukossa 4.3.

Taulukko 4.3. Päämuuntajien huipputehot, lasketun ja mitatun virran suhde sekä kuormitusasteet.

Sähköasema	Muuntaja	Korjauskerroin	Laskettu huipputeho [MVA]	Laskettu/mitattu [%]	Käyttöaste huipun aikaan [%]
KITTILÄ	PM1	1,1	13,7	102	86
LEVI	PM1	1	17,5	96	55
LUOSTO	PM1	1,2	6,1	102	61
MELTAUS	PM1	1	5,9	101	37
NIVAVAARA	PM1	1,1	10,6	97	66
	PM2	1,1	10,9	102	34
SIRKKA	PM1	1,2	15,1	99	60
SODANKYLÄ	PM1	1	14,6	98	92
	PM2	1,2	8,2	103	51
VITIKANAAPA	PM1	1	25,4	104	79
VANTTAUSKOSKI	PM1	1	5,4	103	54

Taulukosta 4.3 voidaan huomata, että muuntajien kuormitusaste huippukuormassa jää alhaiseksi, ainoastaan toinen Sodankylän muuntajista on yli 90 % kuormassa. Asemien korkea reservikapasiteetti helpottaa kuormien jakamista muille asemille vikatilanteissa jos asemien väliset KJ-yhteydet ovat tarpeeksi vahvoja. Matkailukeskusten voimakas kasvu Kittilän kunnan alueella lisää todennäköisesti investointitarvetta alueelle lähitulevaisuudessa.

#### 4.1.2 Johtolähtöjen kuormitukset sähköasemittain

Johtolähtöjen kuormitukset selvitettiin ABB:n DMS 600 NE verkkotietojärjestelmän tehokas laskentaa käyttäen, jonka jälkeen saatuja tuloksia verrattiin viime talvena mitattuihin huipputehoihin. Kuten sähköasemien kohdalla, myös osalla johtolähdöistä käytettiin korjauskertoimia, jotta tiedot olisivat mahdollisimman totuuden mukaisia. On kuitenkin huomioitava ettei kerroin muuta tulosta täysin oikeaksi, riippuen muun muassa kuormitusten painopisteistä, sillä se olettaa virheen jakautuvan tasaisesti koko johtolähdön matkalle. Taulukoissa 4.4-4.12 on esitetty sähköasema- ja voimalaitoskohtaiset

tehonjakolaskelmat johtolähdöittäin. Suurin jännitteenalenema on laskettu korjauskertoimen huomioimisen jälkeen.

Taulukko 4.4. Kittilän sähköaseman johtolähtöjen tehonjaon tulokset.

Johtolähtö	Tunnus	Pituus [km]	Korjauskerroin	Mitattu huippu-teho [kVA]	Laskettu huippu-teho [kVA]	Korjattu laskettu/mitattu teho [%]	Suurin jännitteen alenema [%]
Sodankylä	J07	144,5	1,3	2194	1616	96	7,7
Sirkka	J08	8,3	1,2	771	580	90	0,4
Meltaus	J05	142,1	1,3	3983	3077	100	8,5
Koulu	J11	2,8	1,3	2564	1879	95	0,1
KK4	J10	16,1	1,6	927	549	95	1,1
KK2	J12	7,4	1	3055	2925	96	0,7
Alakittilä	J09	15,7	1,3	2539	1978	101	1,0

Lukuun ottamatta lähtöä J12 KK2, kaikilla muilla johtolähdöillä jouduttiin käyttämään korjauskerrointa, jolla laskennallista virtaa suurennettiin lähemmäksi mitattua-arvoa. Varsin suuri ero mitattujen ja laskettujen tehojen välillä selittyy verkon normaalista poikkeavalla kytkentätilanteella vioista tai huoltotöistä johtuen. Esimerkiksi johtolähtöä J10 KK4 käytetään vikatilanteissa oman aseman KK2:n ja Kittilän sähköaseman Taalo lähdön korvaukseen. Meltauksen ja Kittilän lähdöillä jännitteenalenema on suuri johtuen niiden huomattavasta, lähes 150 km pituudesta. Aseman suurimmat kuormituspisteet löytyvät J12 KK2:n, J11 Koulun ja J09 Alakittilän lähdöiltä, jotka syöttävät Kittilän kunnan taajama-alueita. Kaikkien lähtöjen kuormitusaste jää alle 60 %. Meltaus johtolähdöllä on jatkuvasti kiinni kaksi 600 kVar kondensaattoria, jolla saadaan runkojohdon jännitteenalenemaa pienennettyä noin kaksi prosenttiyksikköä.

Taulukossa 4.5 on esitetty Levin sähköaseman johtolähtöjen tehonjaon tulokset.

Taulukko 4.5. Levin sähköaseman johtolähtöjen tehonjaon tulokset.

Johtolähtö	Tunnus	Pituus [km]	Korjauskerroin	Mitattu huippu-teho [kVA]	Laskettu huippu-teho [kVA]	Korjattu laskettu/mitattu teho [%]	Suurin jännitteen alenema [%]
<b>Utsuvaara</b>	J07	17,4	1	4644	4671	101	3,9
<b>Taalo</b>	J08	28,7	1,5	3639	2431	100	2,1
<b>Koutalaki</b>	J10	7,5	1,3	2269	1685	97	0,7
<b>Kittilä</b>	J09	16,3	1	983	67,5	7	0,1
<b>Katka</b>	J03	9,8	1,2	4775	4078	102	2,4
<b>Gondoli</b>	J05	9,9	1	2302	2223	97	0,5
<b>Eturinne</b>	J04	7,3	1,1	2635	2311	96	1,1

Verrattuna muihin sähköasemiin Levin asema on poikkeuksellinen. Johtolähdöt ovat lyhyitä, suurin osa alle 10 km mittaisia ja pisinkin alle 30 km, mikä näkyy pieninä jännitteenalenemina ja suurempana kuormitustiheytenä. Lisäksi suurin osa aseman johdoista on joko kaapeloitu tai päällystettyä avojohtoa. Aseman kuormituksen painopiste on aseman läheisyydessä olevalla Levin hiihtokeskuksella sekä sitä ympäröivillä taajamamaisilla mökkikylillä. Johtolähdön J09 Kittilä suuri mitatun ja lasketun virran ero selittyy kytkentätilanteella, jonka aikana lähtöä käyttäen on myös syötetty Taalon johtolähtöä. Rakkavaaraan lähivuosina mahdollisesti valmistuva sähköasema tulisi vaikuttamaan myös Levin aseman kytkentätilanteeseen.

Taulukossa 4.6 on esitetty Luoston sähköaseman johtolähtöjen tehonjaon tulokset.

Taulukko 4.5. Luoston sähköaseman johtolähtöjen tehonjaon tulokset.

Johtolähtö	Tunnus	Pituus [km]	Korjauskerroin	Mitattu huippu-teho [kVA]	Laskettu huippu-teho [kVA]	Korjattu laskettu/mitattu teho [%]	Suurin jännitteen alenema [%]
<b>Torvinen</b>	J08	113,6	2,5	2569	1018	99	5,8
<b>Orresokka</b>	J10	12,9	1	1604	1678	105	0,7
<b>Luosto</b>	J09	13,2	1,2	2045	1684	99	1,0
<b>Alakitinen</b>	J04	45,5	1,5	1121	737	99	1,2



Luoston sähköasema on valmistunut vuonna 2008 Sodankylän eteläpuolelle. Johtolähdön J08 Torvisen suuri ero mitatun ja lasketun arvon välillä selittyy eri kytkentätilanteella. Johtolähtö on selkeästi aseman lähdoista pisin ja tärkeässä roolissa lounaassa olevan Nivavaaran sähköaseman vikaherkän johtolähdön J08 Vikajärvi korvaustilanteessa. Osalla Luoston sähköaseman johtolähdöistä jouduttiin käyttämään suurta korjauskerrointa, että tulokset olisivat mahdollisimman totuudenmukaisia. Luoston aseman kuormituksen painopistealue on läheisessä taajamassa, jossa sijaitsee muun muassa kaksi laskettelukeskusta. Aseman johdoilla ei ole ongelmia kuormitusasteiden tai jännitteenalennemien suhteen.

Taulukossa 4.7 on esitetty Meltauksen sähköaseman tehonjaon tulokset.

Taulukko 4.7. Meltauksen sähköaseman johtolähtöjen tehonjaon tulokset.

Johtolähtö	Tunnus	Pituus [km]	Korjauskerroin	Mitattu huippu-teho [kVA]	Laskettu huippu-teho [kVA]	Korjattu laskettu/mitattu teho [%]	Suurin jännitteen alenema [%]
<b>Unari</b>	J06	76,8	1,5	1045	705	101	6,6
<b>Sinettä</b>	J08	50,3	1	1102	1083	98	1,8
<b>Rattosjärvi</b>	J09	98,2	1,2	826	683	99	6,5
<b>Ounasjoki-itäpuoli</b>	J05	74,8	1,1	1632	1440	97	4,2
<b>Lohiniva</b>	J07	128,9	1,2	1971	1656	101	8,3
<b>Kierinki</b>	J10	77,7	1,7	837	471	96	9,0

Meltauksen sähköaseman johtolähtöjen yhteispituus nousee yli 500 km ja vähäisestä kulutuspaikkojen määrästä johtuen johtopituus asiakasta kohti on suuri. Unari ja Kierinki lähdet kulkevat osan matkasta samassa pylväsrakenteessa ja kuormat voidaan siirtää pelkästään toiselle lähdölle. Tilanne jännitteenalenneman suhteen paranee näiden lähtöjen osalta jo kesällä 2012, kun pienipoikkipintaisia johto-osuuksia vaihdetaan suurempaan A1132 johtimeen.

Taulukossa 4.8 on esitetty Nivavaaran sähköaseman tehonjaon tulokset.

Taulukko 4.8. Nivavaaran sähköaseman johtolähtöjen tehonjaon tulokset.

Johtolähtö	Tunnus	Pituus [km]	Korjauskerroin	Mitattu huipputeho [kVA]	Laskettu huipputeho [kVA]	Korjattu laskettu/mitattu teho [%]	Suurin jännitteen alenema [%]
Vikajärvi	J08	180,6	1,1	3216	2940	101	6,7
Teollisuusalue	J12	7,7	1,2	1779	1465	99	0,5
Saarituvat	J11	13,5	1	4015	3785	94	1,1
Saarenkylä 1	J16	8,3	1	3459	3256	94	0,8
Saarenkylä 2	J14	3,3	1,3	1430	1099	100	0,3
Saarenkylä 3	J13	5,7	1,1	3446	3180	102	0,4
Napapiiri	J05	3,41	1,1	1317	1212	101	0,1
Lentokenttä	J10	2,4	1,1	1086	940	95	0,2
Koskenkylä	J07	64,7	1,1	2299	2083	100	2,6

Nivavaaran sähköasema on toinen Rovaniemen kaupungin välittömässä läheisyydessä sijaitsevista asemista. Tyypillinen johtopituus on alle 10 km, mutta joukosta löytyy myös yli 180 km pitkä Vikajärven lähtö J08. Nivavaaran asemalla on kaksi päämuuntajaa, joiden kuormat on jaettu siten että toinen syöttää lähinnä alueen pohjois- ja toinen eteläosaa. Alueen kuormituksen painopiste on PM I syöttämällä Saarenkylän esikaupunkialueella. PM II suuri muuntajakoko ja pieni kuormitusaste selittyvät osaltaan Rovaniemen kaupungin eteläosiin tulevana vuosina rakennettavalla Pöykkölän asuinalueella sekä korkealla reservikapasiteettitehon tarpeella vikatilanteessa. Lähdöt J16 ja J14 Saarenkylä 1 ja 2 ovat keskeisiä yhteyksiä viereiselle Vitikanaavan sähköasemalle.

Taulukossa 4.9 on esitetty Sirkan sähköaseman tehonjaon tulokset.

Taulukko 4.9. Sirkan sähköaseman johtolähtöjen tehonjaon tulokset.

Johtolähtö	Tunnus	Pituus [km]	Korjauskerroin	Mitattu huipputeho [kVA]	Laskettu huipputeho [kVA]	Korjattu laskettu/mitattu teho [%]	Suurin jännitteen alenema [%]
Sirkka	J07	9,3	1,1	3996	3443	95	1,7
Rauhala	J01	47,8	1,3	901	680	98	6,8
Levijärvi	J05	14,9	1,5	3533	2335	99	1,4
Levi	J09	6,3	1,1	3568	3327	103	1,5
Köngäs	J03	195,1	1,2	3516	2918	100	6,9
Immeljärvi	J10	28,4	1	1873	84	4	0,1

Sirkan sähköaseman johtolähdöistä J07 Sirkka, J05 Levijärvi ja J09 Levi ovat hyvin samankaltaisia kuin etelämpänä olevan Levin sähköaseman johtolähdöt. Johdot ovat taajamalähtöjä ja kuormituksen painopiste sijaitsee Levin hiihtokeskuksen läheisyydessä Sirkan kylässä, jossa on suurin osa Levitunturin hotelleista ja palveluista. Lähdöistä pisimmät ovat J01 Rauhala ja J03 Köngäs, jotka ovat tyypillisiä maaseutulähtöjä. Immeljärven lähtö J10 on suuripoikkipintaista ja normaalikytkentätilanteessa pienessä kuormassa, joka mahdollistaa Sirkan taajamalähtöjen korvaamisen vikatilanteessa. Suuri ero johtolähdön mitatun ja lasketun arvon välillä johtuu normaalista poikkeavasta kytkentätilanteesta.

Sodankylän sähköaseman tehonjaon tulokset on esitetty taulukossa 4.10.

Taulukko 4.10. Sodankylän sähköaseman johtolähtöjen tehonjaon tulokset.

Johtolähtö	Tunnus	Pituus [km]	Korjauskerroin	Mitatun huipputeho [kVA]	Laskettu huipputeho [kVA]	Korjattu laskettu/mitattu teho [%]	Suurin jännitteenalenema [%]
<b>Vuotso</b>	J18	110,7	1,3	2650	2024	99	9,5
<b>Vikajärvi</b>	J12	49,4	1,3	2014	1514	98	5,3
<b>Vaalajärvi</b>	J14	67,0	1,1	1272	1094	95	3,5
<b>Syväjärvi</b>	J10	118,1	1	1943	1840	95	7,9
<b>PLM</b>	J17	5,6	1,1	1531	1414	102	1,1
<b>KK1</b>	J13	10,2	1	3392	3253	96	2,0
<b>KK2</b>	J09	10,4	1,2	3551	3018	102	1,9
<b>KK3</b>	J11	8,4	1,3	3242	2523	101	1,2
<b>KK4</b>	J15	15,7	1,1	3286	3021	101	1,8
<b>Kelujärvi</b>	J19	49,9	1,2	1696	1416	100	5,5
<b>Ala-kitinen</b>	J16	18,4	1,4	535	382	100	0,5

Sähköaseman kuormituksen painopiste sijaitsee Sodankylän kunnan taajama-alueilla, joita syöttää noin puolet aseman johtolähdöistä. Lähdöllä J18 Vuotso ja lähdöllä J10 Syväjärvi on suuria ongelmia jännitteenaleneman suhteen. Vuotson tilannetta pahentaa edelleen, että se on vikatilanteessa ainoa varayhteys pohjoisempana olevaan Sattasen sähköasemaan. Myös johtolähdön J12 vikajärvi jännitteenalenema kannattaa huomioida, sillä se on toinen

varayhteyksistä etelässä olevaan Luoston sähköasemaan. Kuormitusasteet johtolähdöillä eivät sen sijaan ole ongelma.

Taulukossa 4.11 on esitetty Vitikanaavan sähköaseman tehonjaon tulokset.

Taulukko 4.11. Vitikanaavan sähköaseman johtolähtöjen tehonjaon tulokset.

Johtolähtö	Tunnus	Pituus [km]	Korjauskerroin	Mitattu huipputeho [kVA]	Laskettu huipputeho [kVA]	Korjattu laskettu/mitattu teho [%]	Suurin jännitteenalenema [%]
Ylikylä	J14	25	1,1	2650	2024	99	2,4
Vitikanpää	J13	4,5	1,3	2014	1514	98	0,5
Tekojärvi	J11	7,3	1,1	1272	1094	95	1,2
Sinettä	J12	51,7	1,2	1943	1840	95	5,6
Saarenkolmio	J07	10,4	1	1531	1414	102	1,6
PLM	J03	-	1	3392	3253	96	-0,2
Paloasema	J09	5,6	1	3551	3018	102	0,6
Ounasjoki	J10	109,4	1,1	3242	2523	101	5,7
Alakemijoki	J15	34,6	1,1	3286	3021	101	3,7

Vitikanaavan tehonjaon tulokset täsmäsivät melko hyvin laskettujen ja mitattujen arvojen osalta, joka selittyy vähäisellä vikojen määrällä lähisähköasemilla eikä poikkeavaa kytkentätilannetta ole tarvinnut käyttää huippukuormien aikana. Ainoastaan johtolähdöllä J03 oli heittoa arvojen välillä. Kyseinen lähtö on kokonaan puolustusvoimien käytössä ja siellä on PV:n omia voimalaitoksia, mikä selittää jännitteen nousemisen sekä suuren heiton mitatun ja lasketun arvon välillä. Suuriosa aseman johdoista on taajamalähtöjä, joiden kuormituksen painopiste on Rovaniemen kaupungin pohjoisosassa sijaitsevassa Saarenkylän kaupunginosassa. Jännitteenalenemia tarkasteltaessa voidaan huomata arvojen olevan merkittäviä ainoastaan pitkillä Ounasjoen J10 ja Sinetän J12 johtolähdöillä.

Taulukossa 4.12 on esitetty Vanttauskosken sähköaseman tehonjaon tulokset.

Taulukko 4.12. Vanttauskosken sähköaseman johtolähtöjen tehonjaon tulokset.

Johtolähtö	Tunnus	Pituus [km]	Korjauskerroin	Mitattu huippu-teho [kVA]	Laskettu huippu-teho [kVA]	Korjattu laskettu/mitattu teho [%]	Suurin jännitteenalenema [%]
<b>Oikarainen</b>	J08	98,8	1,5	2918	1873	96	10,2
<b>Vikajärvi</b>	J10	90,2	2,3	2544	1092	99	8,5
<b>Pirttikoski</b>	J05	38,1	1,1	1046	948	100	1,9
<b>Autti</b>	J03	75,2	1,5	2120	1399	99	5,2
<b>Kaihuan tuotanto</b>	J07	14,4	1	7314	53,7	1	0,1

Vanttauskosken sähköasema sijaitsee Rovakairan jakelualueen eteläpuolisella alueella Kemijoen varrella. Se eroaa muista Rovakairan sähköasemista siten että se ei ole kiinni 110 kV verkossa, vaan sitä syötetään KJ-yhteyttä pitkin Vanttauskosken vesivoimalaitokselta. Jotta aseman tehonjakolaskenta saatiin mahdollisimman todenmukaiseksi, jouduttiin osalla lähdöistä käyttämään kohtalaisen suuria korjauskertoimia. Lähtö J07 Kaihuan tuotanto on yhdistetty PJ-kulutuspaikkojen lisäksi noin 10 km päässä olevaan Kaihuan vesivoimalaitokseen, ja lähdön huippuvirta riippuu täysin voimalaitoksen ajosykleistä. Jännitteenalenemat ovat suuria lähes 100 km pitkillä Oikarisen J08 ja Vikajärven J10 johtolähdöillä. Todellisuudessa jännitteenalenemat eivät kuitenkaan ole näin suuria, sillä laskennassa käytetty korjauskerroin olettaa kuormitusvirran jakautuvan tasaisesti koko lähdön matkalle. Tilannetta kuitenkin huonontaa molempien lähtöjen keskeinen rooli aseman korvattavuuden suhteen vikatilanteen aikana.

Taulukossa 4.13 on esitetty Kemijoki Oy:n vesivoimalaitosten johtolähtöjen tehonjaon tulokset.

Taulukko 4.13. Kemijoki Oy:n vesivoimalaitosten johtolähtöjen tehonjaon tulokset. Voimalaitosten osalta ei ollut tiedossa kuin laitosten johtolähtöjen yhteisteho eli taulukossa olevat arvot on summattu johtolähdöittäin jokaisen voimalaitoksen osalta.

Vomalaitos	Tunnus	Pituus [km]	Johtolähtö	Laskettu/ mitattu virta [A]	Huipputeho [kVA]	Suurin jännitteen alenema [%]
<b>VALAJASKOSKEN KYTKINASEMA</b>	J01	32,6	Muurola**			
	J02	24,5	Rovaniemi**			
	J03	30,9	Poikkioja**			
<b>PORTTIPAHTA</b>	J02	64,8	Vuotso			5,0
	J04	41,4	Vajukoski	112	1440	
<b>LOKKA</b>	J02	44,2	Tanhua	144	397	0,3
	J08	55,2	Lautaselkä			3,1
<b>SEITAKORVA</b>	J06	14,3	Pirttikoski	119	1130	1,5
	J07	6,6	Pumppulinja			0,1
	J07	6,6	Pumppulinja			0
<b>VALAJASKOSKI</b>	A22_1	88,5	A22_1			2,9
	A22_1	23,6	Pumppujohto	90	5105	1,7
<b>PETÄJÄSKOSKI</b>	J02	163,7	Louejärvi			6,5
	Haarotus- asema.	2,9		134	2974	0,0
	J03	19,5	Pumppulinja			0,4

\*\* Lähtö A22\_1 syöttää johtolähtöjä

Edellisestä taulukosta 4.13 voidaan huomata, että vesivoimalaitosten osalta ei ollut käytettävissä kuin ainoastaan johtolähtöjen voimalaitoskohtaiset summatut tehot eikä korjauskertomia käytetty, sillä tehot ja jännitteenalenemat olivat pieniä tai laskennallinen arvo oli suurempi kuin mitattu. Lisäksi taulukkoon otettiin mukaan Valajaskosken voimalaitoksen syöttämä Valajaskosken kytkinasema, jolle teho siirretään johdon A22\_1 kautta. Kytkinaseman kautta tehoa jaetaan J01 Muurolalle, J02 Rovaniemelle ja J03 Poikkiojalle. Valajaisen sähköaseman 110 kV kentän valmistuttua vuonna 2012 asemaa tullaan syöttämään suoraan 110 kV kantaverkosta, ja yhteyttä Valajaskosken voimalaitokseen tullaan käyttämään tarvittaessa vain voimalaitoksen varayhteytenä. Lokan voimalaitokselta puuttuu kokonaan KJ-yhteys muualle Rovakairan verkkoon, joten näiltä osin se eroaa kaikista muista voimalaitoksista.

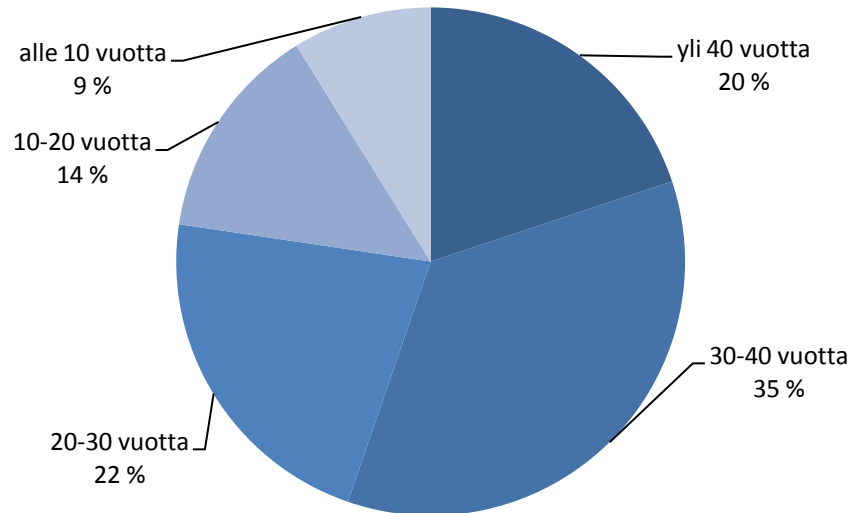
Johtolähtöjen kuormitustietoja analysoitaessa huomattiin, että mitatut ja lasketut tehot poikkesivat joidenkin johtolähtöjen kohdalla varsin suuresti toisistaan ja suurella osalla lähdöistä jouduttiin käyttämään korjauskertoimia. Tämä kertoo virheellisistä parametreista VTJ:ssä tai normaalista poikkeavalla kytkentätilanteella. Jälkimmäisen vaihtoehdon todennäköisyyttä voidaan kuitenkin pitää todennäköisempänä suurimmalle osalla johtolähdöistä. Niiden lähtöjen osalta, joita ei voida käyttää varayhteytenä häiriötilanteessa lasketut ja mitatut arvot täsmäsivät melko hyvin toisiinsa. Tulevaisuudessa lähtökohtaisia mitattuja huipputehoja dokumentoitaessa tulee kirjata ylös myös verkon kytkentätilanne, jotta eri vuosien tuloksia pystytään vertailemaan toisiinsa ja vetämään johtopäätöksiä mm kuormituksen kehittymisestä alueella. Näin pystytään reagoimaan todellisiin ongelmiin tarpeeksi nopeasti.

## **4.2 Verkon mekaaninen kunto**

Verkoston kunnossapidon tavoitteena on pitää verkossa käytetyt komponentit toimintakuntoisina siten, että pitkällä aikavälillä verkon kokonaiskustannukset minimoituvat. Kunnossapito toteutetaan useimmiten joko aikaperusteisena kunnossapitona tai kuntotilan seurantaan perustavana kunnossapitona. Jakeluverkoissa on erittäin suuri määrä komponentteja, joten kunnossapidon toimivuuteen vaikuttaa suuresti tietokannoissa olevat kuntotiedot ja niiden oikeellisuus. Tällöin kunnossapitotoimet voidaan ajoittaa täsmällisesti oikeisiin paikkoihin. (Lakervi 2008)

Rovakaira aloitti vuonna 2008 mittavan kunnonmääritysprosessin koko sähkönjakeluverkolle. Prosessissa määritetään jokaiselle komponentille (pylväät, erottimet, johdot, jakelumuntajat) kuntoluokka 0-5. Mitä suurempi kuntohierarkian luku on, sitä nopeammin kyseinen komponentti tulisi huoltaa tai vaihtaa. Tällä hetkellä noin 1/3 verkosta on tarkastettu, mutta koko verkkoalueen tarkastaminen voi kestää vielä useita vuosia. Koska Rovakairalla ei ole dokumentoitu käytössä olevien puupylväiden asennus- tai kyllästysvuotta, käytetään elinkaaren loppupäässä olevien pylväiden löytämiseksi normaalin lahotarkastuksen lisäksi tehtävään koulutettua lahokoiraa.

Useimmiten johtolähtöjen ikä ja saneeraustarve määritetään verkossa olevien pylväiden iän perusteella. Tässä tutkimuksessa pylväiden ikätietoja ei ollut käytettävissä, joten verkon iän määrittämiseksi käytettiin tietokannoissa olevaa tietoa solmupistevälien johdotusvuosista. Kuvassa 4.3 on esitetty johtojen ikärakenne tarkasteltavalle verkkoalueella.

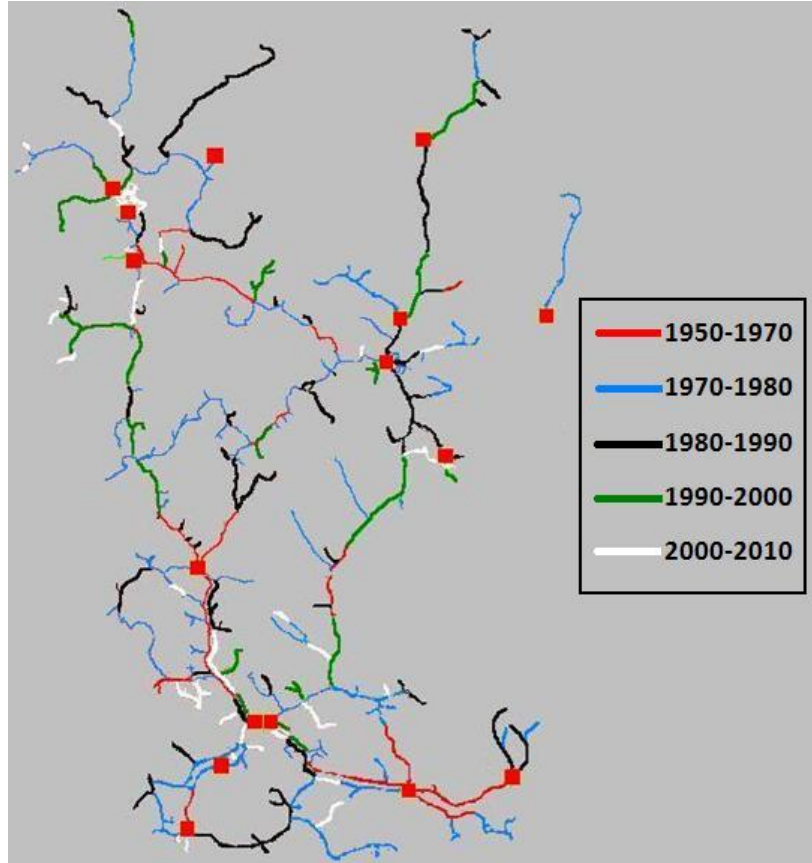


Kuva 4.3. Jakelualan johtojen ikärakenne.

Kuvan perusteella voidaan todeta, että suurin osa verkosta on yli 30 vuotta vanhaa. Johtojen taloudellisena pitoaikana käytetään EMV:n uuden linjauksen myötä 50 vuotta, mikä tarkoittaa suuria investointeja verkkoon tulevan 20 vuoden aikana. Mikäli investoinnit jätetään tekemättä, laskee verkon nykykäyttöarvo huomattavasti ja vaikuttaa näin verkkoyhtiön sallittuun liikevaihtoon. Suuret investoinnit ovat yhtiölle haaste, mutta toisaalta myös mahdollisuus uudistaa verkkoa siten, että sen käyttövarmuus sekä luotettavuus paranevat.

Kuvassa 4.4 on esitetty johtojen sijoittuminen verkkoalueelle iän mukaan käyttäen VTJ:n graafista tietokantakyselyä. Tarkastellulla verkkoalueella on solmupisteitä lähes 10 000, joten kuvan selkeyttämiseksi joitakin tuloksia suodatettiin kuvan ulkopuolelle.





Kuva 4.4. Tarkastellun verkkoalueen ikä solmupistevälien johdotusvuoden mukaan lajiteltuna.

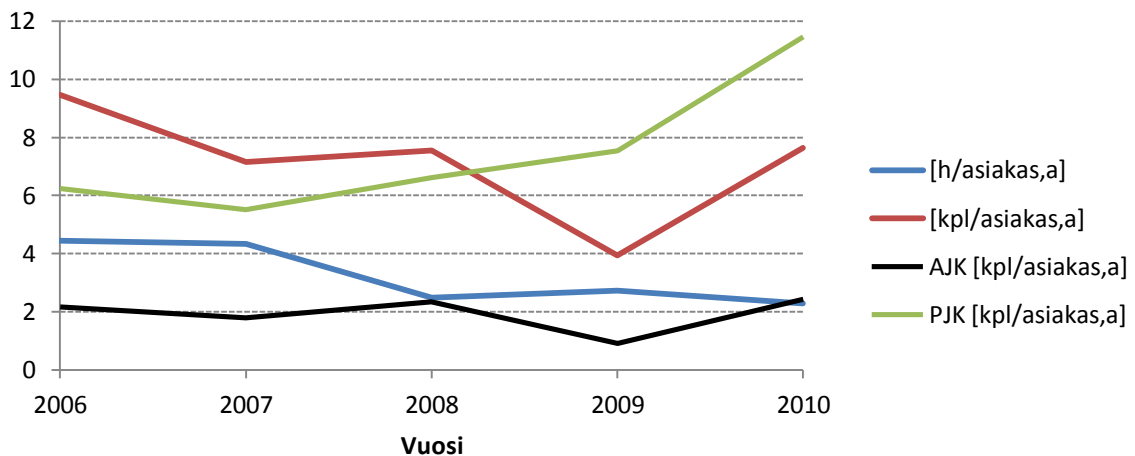
Kuvasta voidaan huomata, että verkkoa on uusittu paljon entiselle paikalleen, joka näkyy kirjavana värityksenä joidenkin johto-osuuksien kohdalla. Koska suuriosa verkosta on lähitulevaisuudessa korvausinvestointien kohteena, on syytä pohtia onko teknistaloudellisesti kannattavampaa uusia koko johtolähtö kerralla ja siirtää se paremmalle paikalle, kuin saneerata siitä pieniä osia kerrallaan entiselle paikalleen.

### 4.3 Verkon luotettavuus

Osana nykytilan analyysia selvitettiin tarkasteltavan verkkoalueen luotettavuuden nykytila. Luotettavuutta kuvaavat tunnusluvut selvitettiin sähköasemittain johtolähtökohtaisesti. Työssä tarkasteltiin jokaisen johtolähdön keskeytysten sekä pika- ja aikajälleenkytkentöjen keskiarvo viimeisen viiden vuoden ajalta. Viiden vuoden tarkastelujakso koettiin tarpeeksi

pitkäksi ajaksi antamaan riittävän luotettava kuva keskeytysten ja jälleenkytkentöjen määrästä. Viisi vuotta on samalla riittävän lyhyt ajanjakso, etteivät verkon tekniset muutokset tai olosuhteiden muuttuminen vääristä tuloksia.

Rovakairan jakelualue eroaa suurimmasta osasta muista Suomen sähköverkkoyhtiöstä toimintaympäristönsä takia. Pohjoisen sijainnin takia alueella on matalampi puusto ja myrskyjen esiintyminen on harvinaisempaa kuin etelämpänä, joka vähentää asiakkaiden kokemien keskeytysten määrää. Toisaalta pohjoinen sijainti altistaa verkon ja sen komponentit arktisille olosuhteille. Jakelualueeseen kuuluvassa Kittilän Pokassa on mitattu Suomen pakkasennätys  $-51,6$  °C, näin ollen pakkasen, lumen ja jään aiheuttamat keskeytykset ovat alueella merkittäviä. Kuvassa 4.5 on esitetty Rovakairan vikojen määrän ja keston sekä PJK:n ja AJK:n kehittyminen viimeisen viiden vuoden aikana. (Ilmatieteen laitos 2011, Sener)



Kuva 4.5. Vikojen kehittyminen vuosina 2006-2010.

Kuvasta 4.5 voidaan huomata, että vuosittainen vaihtelu vikojen määrässä voi vaihdella suuresti. Vuosien 2006 ja 2010 osalta tykkylumi aiheutti ongelmia sähkönjakelussa, joka näkyy kuvassa jyrkempänä nousuna.

Taulukossa 4.14 on esitetty tarkasteltavien sähköasemien johtolähtökohtaiset vikataajuudet jaoteltuna pysyviin vikoihin ja jälleenkytkentöihin. Luoston sähköasema valmistui vuonna

2008, joten sen osalta vikatilastot on laskettu viimeisen kolmen vuoden ajalta. Laskennassa on huomioitu ainoastaan KJ-verkon keskeytykset.

Taulukko 4.14. Johtolähtöjen keskimääräinen vikataajuus jaoteltuna pysyviin vikoihin ja jälleenkytkentöihin vuosina 2006-2010

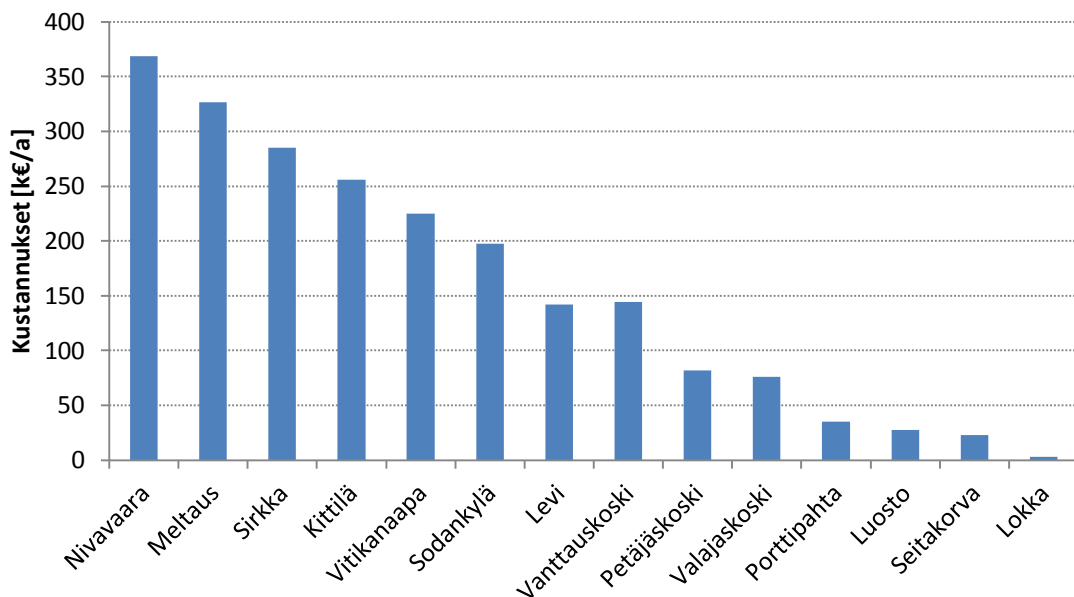
Sähköasema	Johtolähtö	Pituus [km]	Vika- taajuus [kpl/ km,a]	Vian kesto [h/a]	Vian kesto [h/vika]	PJK [kpl/ km,a]	AJK [kpl/ km,a]	
<b>KITTILÄ</b>	Sodankylä	144,5	0,03	7,02	1,67	0,15	0,03	
	Sirkka	8,3	0,02	0,07	0,33	0,00	0,07	
	Meltaus	142,1	0,03	7,63	1,91	0,13	0,02	
	Koulu	2,8	0	0	0	0,79	0,07	
	KK4	16	0,03	0,56	1,40	0,06	0,01	
	KK2	7,4	0,05	1,09	2,72	0,11	0,08	
	Alakittilä	15,7	0,03	0,68	1,69	0,09	0,06	
<b>LEVI</b>	Utsuvaara	17,4	0,06	1,40	1,40	0,02	0,00	
	Taalo	28,7	0,08	5,76	2,62	0,13	0,06	
	Koutalaki	7,5	0,13	1,76	1,76	0,08	0,05	
	Kittila	16,3	0,02	2,53	6,33	0,06	0,00	
	Katka	9,8	0,02	0,06	0,28	0,02	0,00	
	Gondoli	9,9	0,06	0,48	0,80	0,06	0,02	
	Eturinne	7,3	0,03	0,01	0,05	0,03	0,00	
<b>LUOSTO</b>	Torvinen	113,6	0,01	2,03	1,22	0,14	0,02	
	Orresokka	12,9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Luosto	13,2	0,05	1,74	1,57	0,11	0,08	
	Alakitinen	45,5	0,04	1,59	0,57	0,18	0,03	
<b>MELTAUS</b>	Unari	76,8	0,03	6,45	2,69	0,33	0,15	
	Sinettä	50,3	0,01	0,46	1,16	0,23	0,15	
	Rattosjärvi	98,2	0,05	16,14	3,23	0,34	0,14	
	Ounasjoki- itäpuoli	74,8	0,02	4,49	2,81	0,18	0,07	
	Lohiniva	128,9	0,08	20,33	2,07	0,32	0,16	
<b>NIVAVAARA</b>	Kierinki	77,7	0,04	6,59	2,20	0,27	0,12	
	Vikajärvi	180,6	0,03	11,98	2,60	0,27	0,05	
	Teollisuusalue	7,7	0,18	1,01	0,72	0,52	0,36	
	Saarituvat	13,5	0,00	0,00	0	0,34	0,07	
	Saarenkylä 1	<b>Viat näkyvät Vitikanaavan Syväsenvaara johtolähdöllä</b>						
	Saarenkylä 2	3,3	0,00	0,00	0	0,97	0,00	
	Saarenkylä 3	5,7	0,04	1,06	5,30	0,91	0,18	
	Napapiiri	3,41	0,00	0,00	0	0,12	0,06	
	Lentokenttä	2,4	0,00	0,00	0	0,08	0,00	
	Koskenkylä	64,7	0,04	9,04	3,23	0,15	0,03	
	<b>SIRKKA</b>	Sirkka	9,3	0,06	0,80	1,33	0,15	0,04
Rauhala	47,8	0,04	7,34	4,08	0,15	0,03		
Levijärvi	14,9	0,12	1,95	1,08	0,16	0,16		
Levi	6,3	0,03	2,47	12,37	0,13	0,00		
Köngäs	195,1	0,03	11,80	2,36	0,30	0,10		
Immeljärvi	28,4	0,04	1,40	1,40	0,13	0,01		

Sähköasema	Johtolähtö	Pituus [km]	Vika- taajuus [kpl/ km,a]	Vian kesto [h/a]	Vian kesto [h/vika]	PJK [kpl/ km,a]	AJK [kpl/ km,a]	
<b>SODANKYLÄ</b>	Vuotso	110,7	0,01	3,00	2,14	0,12	0,02	
	Vikajärvi	49,4	0,01	0,32	0,81	0,09	0,01	
	Vaalajärvi	67	0,04	4,41	1,70	0,20	0,01	
	Syväjärvi	118,1	0,02	3,31	1,27	0,20	0,03	
	PLM	5,6	0,00	0,00	0	0,36	0,07	
	KK1	10,2	0,06	1,19	1,98	0,45	0,08	
	KK2	10,4	0,06	0,84	1,40	0,25	0,00	
	KK3	8,4	0,05	0,16	0,40	0,14	0,00	
	KK4	15,7	0,04	1,38	2,30	0,28	0,04	
	Kelujärvi	49,9	0,01	0,19	0,97	0,33	0,03	
	Ala-kitinen	18,4	0,01	0,07	0,37	0,05	0,01	
	<b>VITIKANAAPA</b>	Ylikylä	25	0,05	2,65	2,21	0,01	0,00
		Vitikanpää	4,5	0,00	0,00	0	0,00	0,00
		Tekojärvi	7,3	0,05	0,39	0,97	0,03	0,00
Sinettä		51,7	0,02	0,11	0,13	0,09	0,00	
Saarenkolmio		10,4	0,06	2,76	4,61	0,08	0,02	
PLM		<b>Johtolähtö puolustusvoimien käytössä</b>						
Paloasema		5,6	0,04	0,03	0,17	0,04	0,04	
Ounasjoki		109,4	0,02	5,28	2,64	0,11	0,01	
Alakemijoki		34,6	0,01	1,57	3,93	0,06	0,06	
Syväsenvaara		8,3	0,05	0,26	0,64	0,10	0,00	
<b>VANTTAUS- KOSKI</b>	Oikarainen	98,8	0,02	3,35	1,86	0,17	0,01	
	Vikajärvi	90,2	0,02	4,79	2,66	0,43	0,16	
	Pirttikoski	38,1	0,03	2,01	1,68	0,30	0,04	
	Autti	75,2	0,03	7,79	2,99	0,24	0,07	
	Kaihuan tuotanto	14,4	0,03	1,73	4,33	0,00	0,00	
	<b>VALAJASKOSKEN</b>	Muurola	32,6	0,04	2,35	1,96	0,38	0,39
<b>KYTKINASEMA</b>	Rovaniemi	24,5	0,04	1,46	1,46	0,27	0,03	
	Poikkioja	30,9	0,03	2,19	2,19	0,45	0,23	
<b>PORTTIPAHTA</b>	Vuotso	64,8	0,02	4,62	3,30	0,06	0,03	
	Vajukoski	41,4	0,00	0,52	2,58	0,13	0,02	
<b>LOKKA</b>	Tanhua	44,2	0,01	1,35	2,26	0,00	0,00	
<b>SEITAKORVA</b>	Lautaselkä	55,2	0,03	4,63	3,31	0,22	0,05	
	Pirttikoski	14,3	0,01	0,48	2,42	0,10	0,00	
	Pumppulinja	6,6	0,03	0,06	0,30	0,00	0,03	
<b>VALAJASKOSKI</b>	Valajask_syöttö	88,5	0,01	2,54	2,54	0,00	0,00	
	Pumppujohto	23,6	0,03	0,30	0,38	0,06	0,10	
<b>PETÄJÄSKOSKI</b>	Louejärvi	163,7	0,02	8,42	2,34	0,70	0,28	
	Haarointusasema	2,9	0,00	0,00	0	0,00	0,00	
	Pumppulinja	19,5	0,05	2,43	2,43	0,00	0,03	
<b>KESKIARVO</b>		43,6	0,03	2,81	1,88	0,18	0,05	

Tarkasteltaessa edellä olevaa taulukkoa 4.14 huomataan, että vikataajuus vaihtelee johdoittain, mutta tyypillisesti vikoja on kahdesta viiteen 100 km johtoa kohti vuodessa,

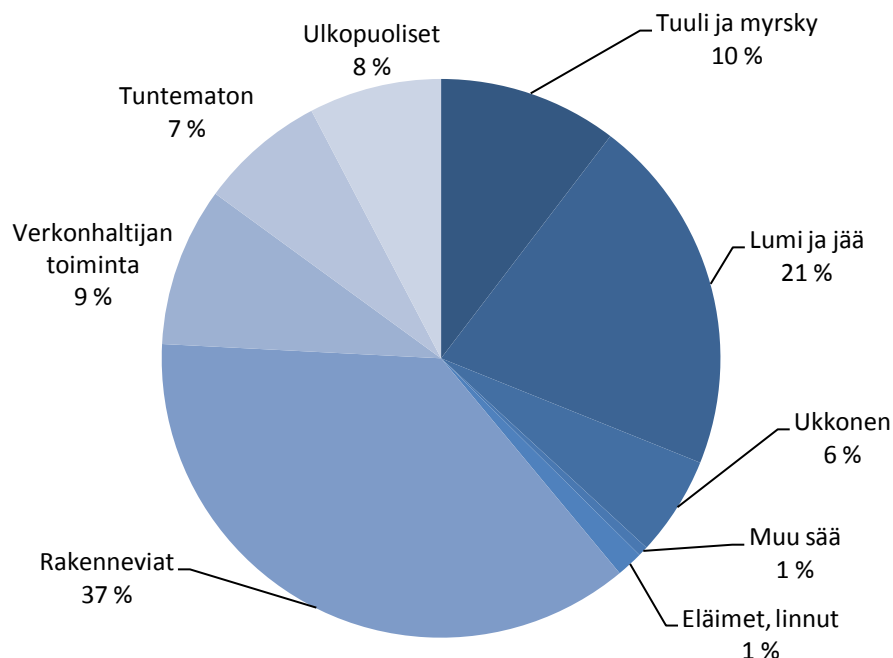
joka on hyvin tyypillinen arvo metsässä sijaitseville avojohdoille. Lyhyt puusto sekä suurimmalta osin sammutettu verkko pitää PJK-taajuuden varsin matalana. Lisäksi tarkastelujakson aikana oli yksi päämuuntajavika Vanntauskosken asemalla vuonna 2010. Muutamien johtolähtöjen osalta vikoja ei löytynyt tarkastelujakson ajalta ollenkaan tietokannoista, jonka selittää lähtöjen lyhyt pituus ja mahdollinen dokumentoinnin puute. Vian kestoissa on johtolähdöittäin melko suuria eroja, tämä selittyy osaltaan kauko-ohjattavien erottimen ja varayhteyksien puutteesta sekä pitkistä etäisyyksistä, jolloin korjaajien saapuminen vikapaikalle voi kestää kauan.

Keskeytykset ja niistä muodostuvat keskeytyskustannukset vaikuttavat suoraan sähköverkkoyhtiöiden sallitun tuoton määrään. Kuvassa 4.6 on havainnollistettu yhtälöllä 2.15 laskettuja keskeytyskustannuksia sähköasemille. Laskuissa käytettiin johtolähtöjen todellisia vikataajuuksia ja vian kestoja sekä lähtöjen keskitehoja. Lisäksi kuvasta 4.7 voidaan nähdä odottamattomien KJ-vikojen jakaantuminen keskeytystyypeittäin vuosina 2006–2010. Liitteessä I on esitetty yhden johtolähdön esimerkkilaskenta keskeytyskustannuksille.



Kuva 4.6. Keskimääräiset vuotuiset keskeytyskustannukset sähköasemittain.

Laskennassa saadut keskeytyskustannukset eroavat hieman EMV:lle ilmoitetuista todellisista keskeytysluvuista, mutta ne antavat silti riittävän luotettavan kuvan keskeytyskustannusten jakaantumisesta sähköasemittain. On huomioitavaa, että suurimmat keskeytyskustannukset aiheuttavan Nivavaaran sähköaseman keskeytyskustannuksista noin puolet aiheuttaa johtolähtö J08 Vikajärvi.



Kuva 4.7. Odottamattomien KJ-vikojen jakaantuminen keskeytystyypeittäin vuosina 2006-2010.

Kuvasta 4.7 voidaan huomata suurimman yksittäisen keskeytyksen aiheuttajan olevan rakennevika. Rakennevikoja ovat esimerkiksi posliinieristimien rikkoontuminen tai roudan aiheuttamat vauriot puupylväille. Kuvasta ei voida suoraan vetää johtopäätöksiä vikojen vaikutuksista keskeytyskustannuksiin, sillä siinä on huomioitu ainoastaan keskeytysten lukumäärä, mutta ei niiden kestoja.

Verkkoliiketoiminnan tavoitteena on pitkän aikavälin kustannusten minimointi. Kustannukset liiketoiminnassa muodostuvat investointi-, käyttö- ja keskeytyskustannuksista. Omistajapolitiikan takia Rovakaira ei ole maksimaalista voittoa

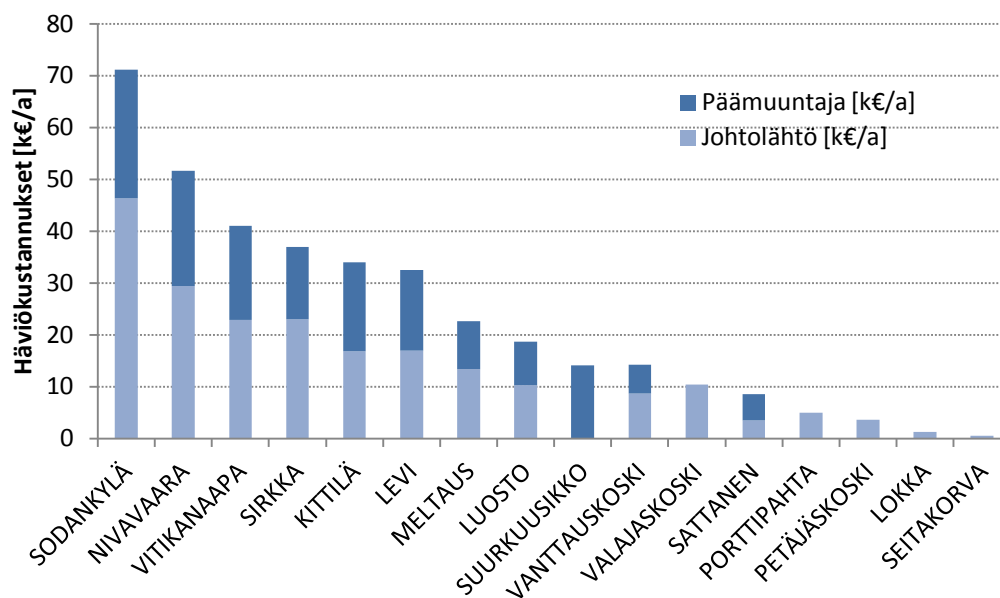
tavoitteleva yhtiö, mutta mikäli omistussuhteet muuttuvat tulevaisuudessa, keskeytyskustannusten tarkasteluun tulee kiinnittää enemmän huomiota.

Muuntopiirikohtaisia vuotuisia keskeytysaikoja on käsitelty luvun 7 verkkoalueen saneerausesimerkeissä.

#### **4.4 Verkon häviökustannukset**

Nykytilan määrittämisen yhtenä osana määritettiin tarkasteltavan verkkoalueen häviöt VTJ:n laskennan avulla. Aina siirrettäessä energiaa paikasta toiseen syntyy häviöitä johtimen/kaapelin poikkipinnasta ja siirtoetäisyydestä riippuen. Häviöillä on suuri merkitys sähkönjakelun taloudellisuuteen ja ne voivat myös aiheuttaa eristyksiä vaurioittavia korkeita lämpötiloja. Muuntajien häviöt muodostuvat tyhjäkäynti- ja kuormitushäviöistä ja johtimien häviöt ainoastaan kuormitushäviöistä. Kuormitushäviöt ovat riippuvaisia kuormasta, kun taas tyhjäkäyntihäviöt pysyvät vakiona kuormasta riippumatta.

Kuvassa 4.8 on esitetty päämuuntajien ja KJ-johtolähtöjen vuosittaiset häviökustannukset jaoteltuna sähköasemittain. KEJOn voimalaitoksista häviöitä tarkasteltiin vain johtolähtöjen osalta. Liitteessä II on esitetty yhden sähköaseman esimerkkilaskenta häviökustannusten osalta.

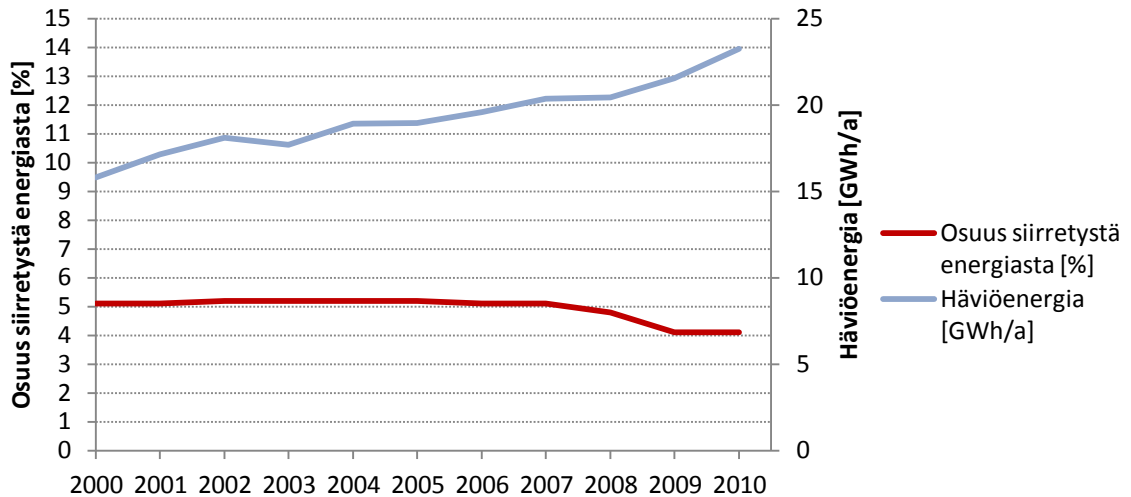


Kuva 4.8. Sähköasemien vuotuiset häviökustannukset jaoteltuna päämuuntajien ja johtolähtöjen aiheuttamiin kustannuksiin.

Kuvasta 4.8 voidaan huomata, että suurimmat vuotuiset häviökustannukset aiheuttaa Sodankylän sähköasema. Tämä johtuu päämuuntajien varsin korkeasta kuormitusasteesta muihin asemiin nähden, johtolähtöjen lukumäärästä sekä osalla johtolähdöistä kuormituksen painopisteen sijoittumisesta kauas asemasta.

Sähkönjakeluverkon häviöt muodostuvat päämuuntajien ja KJ-verkon lisäksi jakelumuuntajissa ja PJ-verkoissa tapahtuvista häviöistä. Jakelumuuntajien ja PJ-verkon häviöt muodostavat tavallisesti noin 40–60 % kokonaishäviöistä verkon topologiasta riippuen, mutta pitkällä pienjännitteen siirtoetäisyyksillä niiden aiheuttamat häviöt voivat nousta jopa 80 % jakeluverkon kokonaishäviöistä. (Löf 2009). Kuvassa 4.9 on esitetty Rovakairan verkon kokonaishäviöt ja niiden osuus siirretyn energian määrästä viimeisen 10 vuoden ajalta.





Kuva 4.9. Tarkasteltavan verkkoalueen kokonaishäviöt ja niiden osuus siirretyn energian määrästä vuosina 2000-2010.

Kuvassa 4.9 kannattaa kiinnittää huomiota erityisesti vuoden 2008–2009 väliselle ajanjaksolle, jolloin kokonaishäviöiden määrä kasvaa varsin tasaisesti, mutta niiden prosentuaalinen osuus siirretyn energian määrästä laskee jyrkästi. Ilmiön selittää Suurkuusikon kultakaivoksen toiminnan aloitus. Verkkoyhtiön siirretyn energian määrä kasvoi kaivoksen avauksen myötä 18 %, mutta suuren kuormituksen sijoittuminen sähköaseman välittömään läheisyyteen vähentää muodostuvia häviöitä. Tämä osoittaa kuinka sähköaseman ja kuormituksen välinen etäisyys vaikuttaa suoraan muodostuviin häviökustannuksiin ja näin ollen uusien sähköasemien rakentamista voidaan perustella paitsi verkon luotettavuuden myös sen häviökustannusten kannalta. Häviökustannuksia ja niihin liittyviä taloudellisuuskalkuleja on käsitelty tarkemmin luvussa 2.

#### 4.5 Sähköasemien korvaustarkastelu

Sähköaseman syöttämän alueen sähkönjakelun toteuttaminen muita asemia hyödyntäen tulee normaalitilanteessa eteen esimerkiksi huoltotöiden yhteydessä. Mikäli mahdollista huoltotoimenpiteet ajoitetaan pienimmän kuorman aikaan, jolloin suurimmat sallitut jännitteenalenemat tai kuormitusvirrat eivät ylitä. Tilanne on kuitenkin toisenlainen jos sähköasema vikaantuu huippukuorman aikana. Tällöin yhden sähköaseman koko kuorma

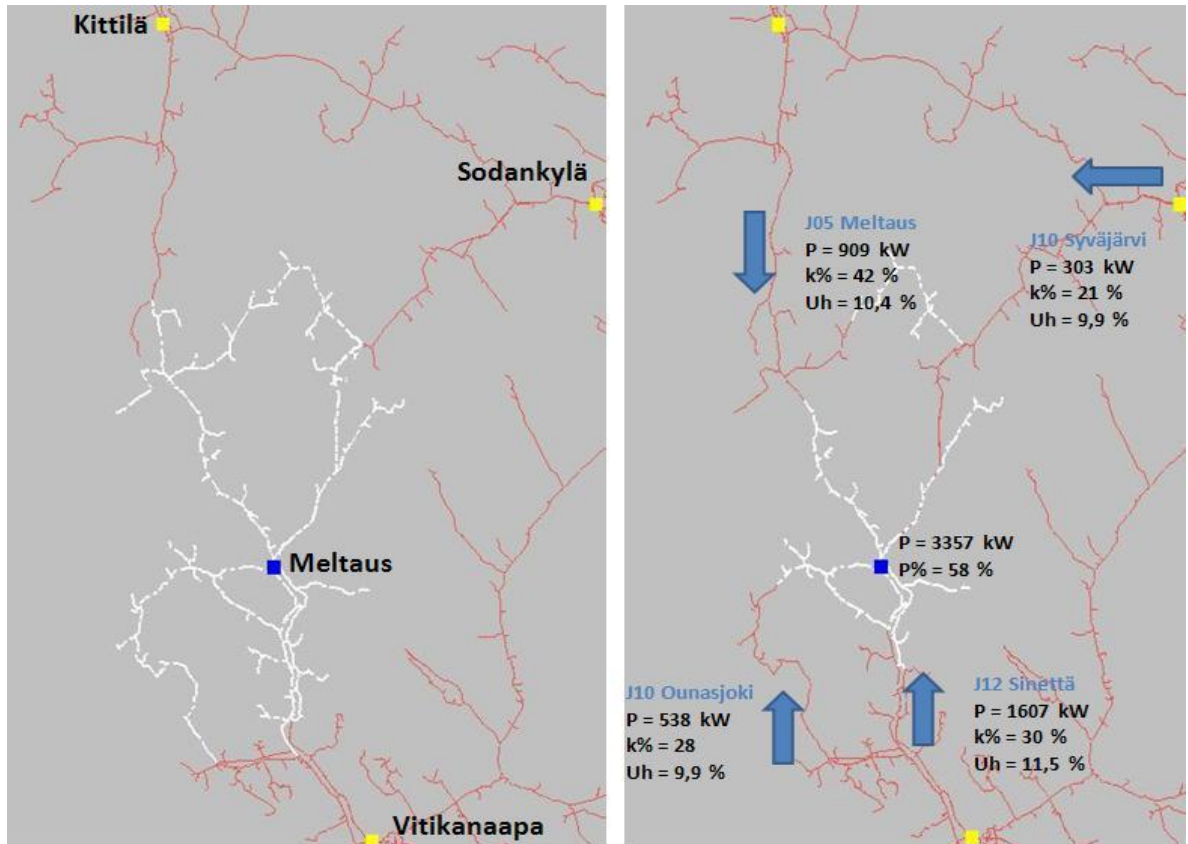
on pyrittävä korvaamaan oman ja mahdollisesti naapuriverkkoyhtiöiden keskijänniteyhteyksiä käyttäen.

Tässä luvussa tutkitaan kuinka hyvin Rovakaira selviää huipputehon aikaisesta sähköaseman käyttökeskeytyksestä. Korvaustarkastelu tehtiin neljälle alueen 11:sta sähköasemasta. Käyttökeskeytyksessä lähdetään tilanteesta, jossa koko sähköasema on poissa käytöstä eli myöskään aseman kiskostoa ei voida käyttää. Lisäksi jännitteenalenuema ei saa ylittää käyttöpaikassa 15 %. Enimmäiskorvaustehoa määritettäessä tulee huomioida myös suojauksen toimiminen ja mahdolliset releasettelujen muutokset poikkeuksellisessa kytkentätilanteessa. Releen täytyy havahtua pienimmästä kaksivaiheisesta oikosulkuvirrasta ilman laukeamista kasvaneen kuormitusvirran seurauksena.

Seuraavissa kappaleissa käsitellään korvattavat sähköasemat yksitellen. Jokaisen aseman kohdalla on selvitetty, mitkä johtolähdöt ja päämuuntajat syöttävät korvattavan aseman lähtöjä, onko mahdollista käyttää varayhteyksiä naapuriyhtiöihin ja kuinka monta % huippukuorman aikaisesta tehosta voidaan korvata. Lisäksi selvitetään kuinka lähtöjen ja päämuuntajien jännitteenalenemat ja kuormitusasteet muuttuvat korvaustilanteen aikana.

#### *4.5.1 Meltauksen sähköaseman korvaus*

Meltauksen sähköaseman sijainti tekee sen korvaamisen haasteelliseksi. Korvauksessa käytettävistä kolmesta sähköasemasta kaksi sijaitsee noin 80 km päässä Meltauksen asemasta, joka johtaa suuriin jännitteenalenuemiin korvaustilanteessa. Kuvassa 4.10 on esitetty verkon kytkentätilanne, kun Meltauksen sähköaseman kiskosto ei ole käytettävissä huippukuorman aikana. Kuvassa vasemmalla puolella on kuvattu tilannetta ennen kuin aseman kuormia on siirretty muille asemille ja oikealla puolella on esitetty korvauksessa käytettävät johtolähdöt, niiden maksimi korvausteho, kuormitusaste sekä jännitteenalenuema aseman korvauksen aikana.



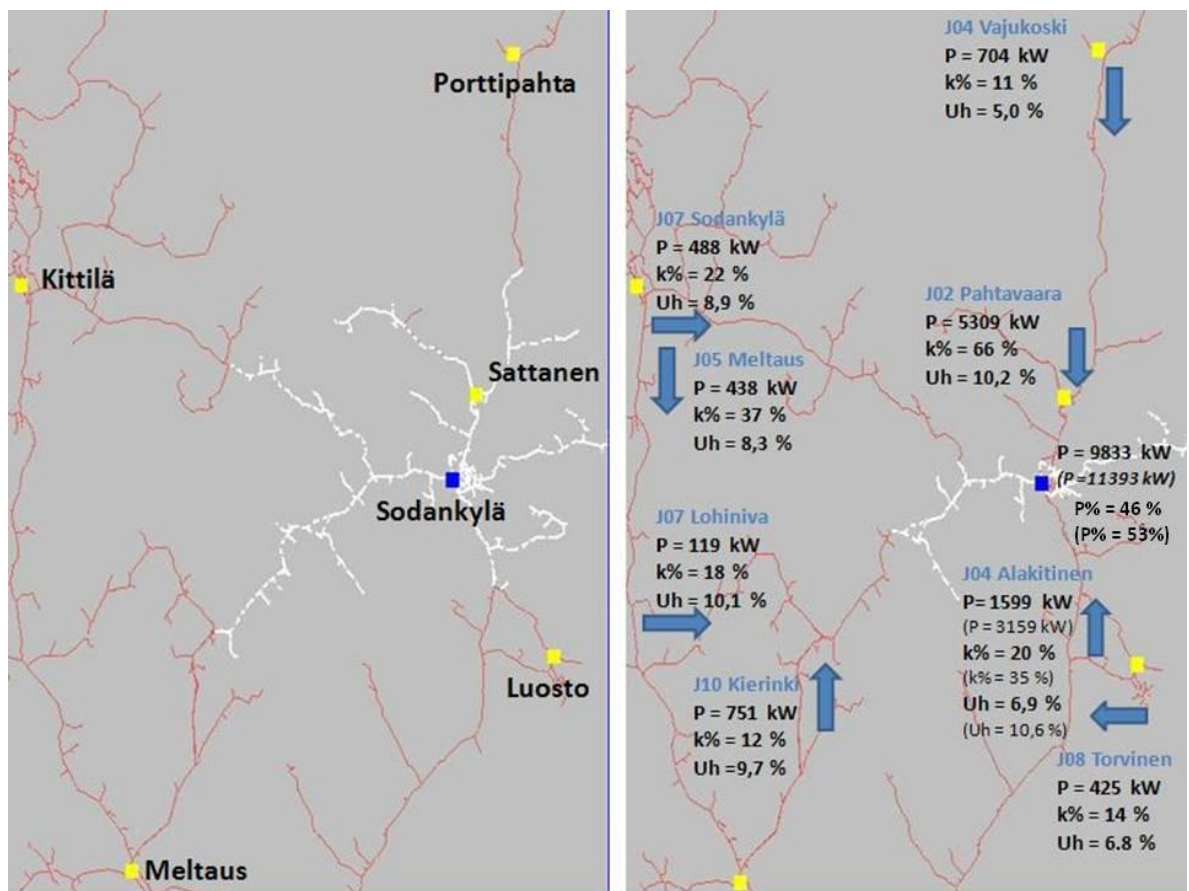
Kuva 4.10. Meltauksen sähköaseman korvaustilanne. Punainen väri kuvaa jännitteisiä johtoja ja valkoinen jännitteettömiä.

Kuvasta 4.10 voidaan huomata, että Meltauksen aseman huipputehon aikaisesta kuormasta voidaan korvata muita sähköasemia käyttäen noin 60 %. Suurin korvausteho saadaan läheisimmältä Vitikanaavan asemalta, jonka päämuuntajan kuormitusaste nousee korvaustilanteessa 88 %, Kittilän aseman päämuuntajan 85 % ja Sodankylän päämuuntajan 50 % muuntajan maksimitehosta.

Meltauksen aseman korvattavuus ei parani päämuuntajan vikaantuessa ja aseman kiskoston ollessa käytettävissä, sillä jännitteenalenemasta johtuen yhdelläkään korvaavista johtolähdöistä ei saada siirrettyä korvaustehoa aseman kiskostoon asti. Päämuuntajan vikaantuessa kannattaa harkita toisen muuntajan siirtoa Nivavaaran tai Suurkuusikon sähköasemalta Meltauksen. Pienet mahdollisuudet kuormituksen vuorottelussa sekä alhainen aseman korvausaste tekevät tilanteen hankalaksi alueen sähkölämmitteisille asunnoille.

#### 4.5.2 Sodankylän sähköaseman korvaus

Sodankylän sähköaseman täydellinen korvaus voidaan todeta heti mahdottomaksi aseman huipputehon ollessa noin 21,5 MVA. Tämän lisäksi rajoittavaksi tekijäksi tulevat jännitteenalenemat ja erottimien vähäinen määrä, joilla verkon kytkentätilannetta voitaisiin muuttaa tehokkaammin vikatilanteen aikana. Kuvassa 4.11 on esitetty verkon kytkentätilanne, kun Sodankylän sähköaseman kiskosto ei ole käytettävissä huippukuorman aikana.



Kuva 4.11. Sodankylän sähköaseman korvaustilanne. Punainen väri kuvaa jännitteisiä johtoja ja valkoinen jännitteettömiä. Kuvan vasemmalla puolella on tilanne ennen aseman korvausta ja oikealla tilanne korvauksen jälkeen.

Sodankylän aseman korvaustilanteessa sen kuormia jaetaan viidelle muulle sähköasemalle, mutta silti sen huippukuormasta voidaan korvata vain alle puolet. Kittilän asemalta syötetään korvaustilanteessa myös Meltauksen asemaa, jotta sen johtolähdöillä jännitteenalenemat eivät kasvaisi kuormitusvirran takia liian suureksi. Lisäksi Luoston

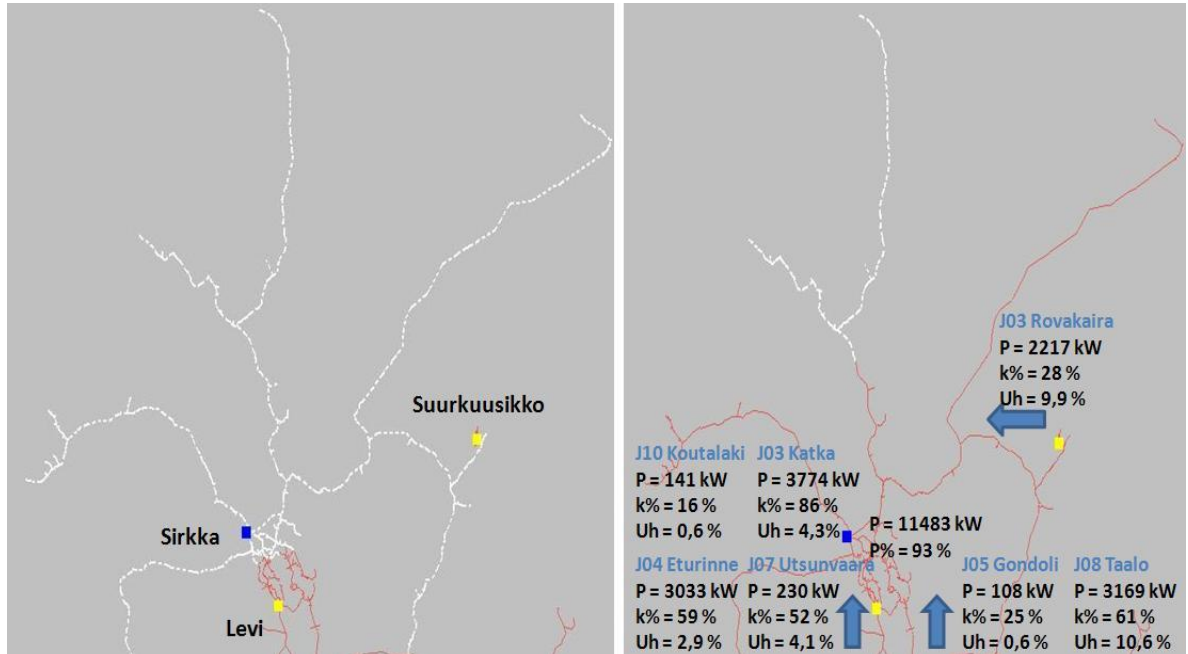
asemalla muutetaan kytkentätilannetta siten, että johtolähtö J08 Torvinen korvaa osan johtolähtö J04 Alakitisen kuormasta.

Kiskostoviat ovat yleensä päämuuntajavikojen lisäksi pitkäkestoisia verrattuna muihin vikoihin. Mikäli aseman kiskoston korjaus tulee kestämään huomattavan pitkään ja jos lähdöt ovat toteutettu ilmajohtoina, yksi vaihtoehto on suorittaa sähköaseman ulkopuolella väliaikaisia kytkentöjä eri lähtöjen välillä. Kuvassa 4.11 on merkitty sulkuihin tilanne, kun johtolähtö J04 Alakitinen on kytketty yhteen väliaikaisesti Sodankylän aseman lähdön J19 Kelujärvi kanssa. Tällöin korvaustehoa saadaan yli 1,5 MW lisää.

#### *4.5.3 Sirkan sähköaseman korvaus*

Sirkan sähköaseman korvauksessa voidaan apuna käyttää Levin ja Suurkuusikon sähköasemia. Sirkan sähköaseman kuormituksen painopiste on läheisessä taajamassa, johon myös Levin sähköasemalta on vahvat KJ-yhteydet. Sirkan asemalla on lisäksi kaksi pitkää maaseutulähtöä, joilla on ongelmia jännitteenaleneman suhteen huippukuorman aikana normaalikytkentätilanteessakin. Korvauksessa käytettävien Levin ja Suurkuusikon asemien kuormaa ei tarvitse keventää korvaustilanteessa muille asemille johtuen päämuuntajien suuresta koosta kuormitukseen nähden sekä vahvoista johtolähdöistä.

Kuvassa 4.12 on esitetty verkon kytkentätilanne, kun Sirkan sähköaseman kiskosto ei ole käytettävissä huippukuorman aikana.



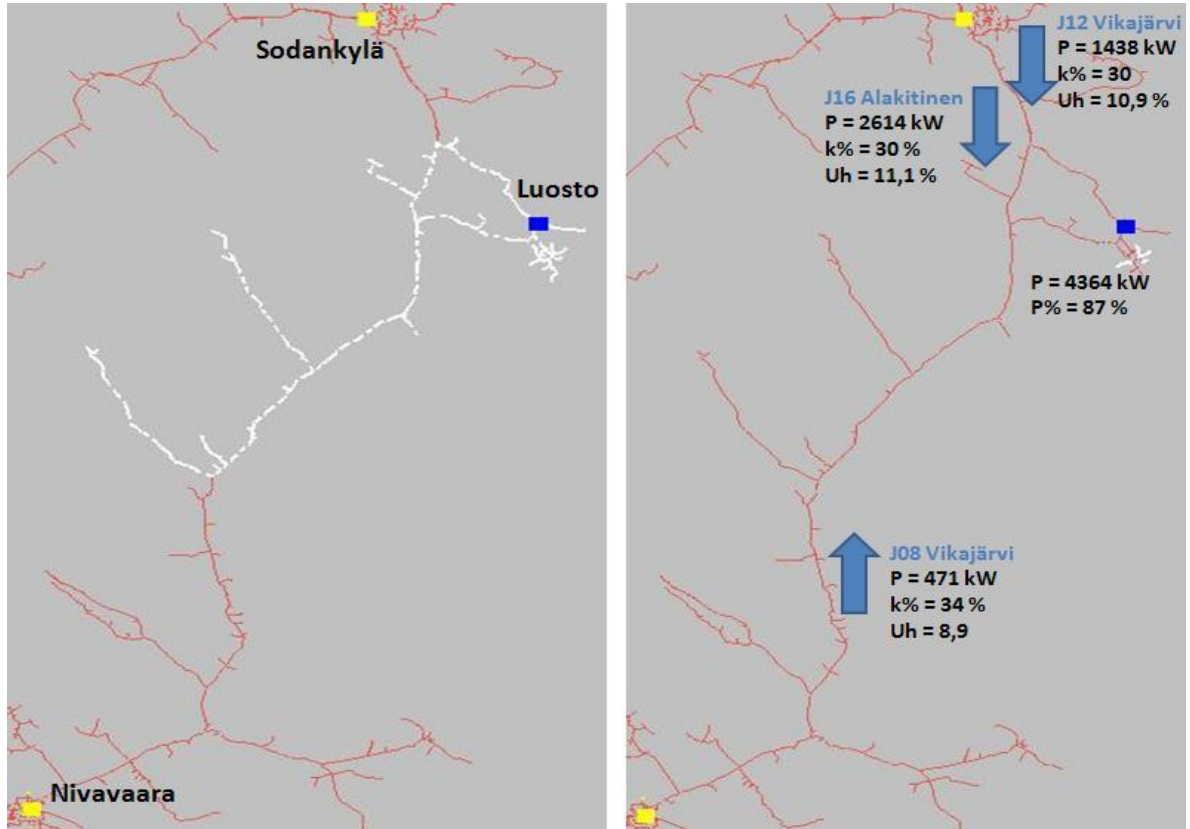
Kuva 4.12. Sirkkan sähköaseman korvaustilanne. Punainen väri kuvaa jännitteisiä johtoja ja valkoinen jännitteettömiä. Kuvan vasemmalla puolella on tilanne ennen aseman korvausta ja oikealla tilanne korvauksen jälkeen.

Kuten kuvasta 4.12 voidaan todeta, Lähtöä J03 Köngäs lukuun ottamatta, koko aseman huipputeho voidaan korvata muita asemia käyttämällä ilman, että mikään reunaehdoista ylittyy. Lisäksi Sirkkan aseman johtolähdöltä J01 Rauhala löytyy varayhteys Muonion sähköosuuskunnan verkkoon, jota voidaan tarvittaessa käyttää vikatilanteen aikana. (Muonio 2011)

#### 4.5.4 Luoston sähköaseman korvaus

Luoston sähköaseman korvaus suoritetaan käyttäen apuna Nivavaaran ja Sodankylän sähköasemia. Luoston sähköasema on huippukuormituksen aikaankin varsin kevyessä kuormassa. Lisäksi kuormituksen painopistealue aseman läheisyydessä, johon on vahvat KJ- yhteydet myös Sodankylän sähköasemalta

Kuvassa 4.13 on esitetty verkon kytkentätilanne, kun Luoston sähköaseman kiskosto ei ole käytettävissä huippukuorman aikana.



Kuva 4.13. Luoston sähköaseman korvaustilanne. Punainen väri kuvaa jännitteisiä johtoja ja valkoinen jännitteettömiä. Kuvan vasemmalla puolella on tilanne ennen aseman korvausta ja oikealla tilanne korvauksen jälkeen.

Kaikki taajamasta kaukana olevat pitkät johtolähdöt saadaan korvattua, ilman suurempia ongelmia jännitteenalaniemien tai johtojen termisen kestoisuuden ylittymistä. Tilanne paransi edelleen, mikäli Nivavaaran aseman johtolähdön J08 Vikajärven alkupään kuormitusta pystyttäisiin jakamaan muille johtolähdöille. Kiskostovian aikana ainoastaan osa Luoston taajama-alueen käyttöpaikoista jää ilman sähköä, mutta kaukolämpöverkosta sekä kuormituksen vuorottelumahdollisuuksista suuresta erottimien määrästä johtuen, tilanne ei ole kriittinen.

#### 4.6 Sähköasemavikojen vaikutukset ja niiden minimointi

Sähköasemien päämuuntajien tai kiskostojen viat ovat harvinaisia, mutta se ei poista tarvetta varautua niihin. Edellä mainittujen vikojen kestot voivat olla huomattavan pitkiä (yli 24 h) ja jakelualueen sijainnista ja suuresta sähkölämmitteisten asiakkaiden määrästä

johtuen, vikojen vaikutusten minimoimiseen tulee kiinnittää erityistä huomiota. Pitkäkestoinen häiriö voi vaikuttaa sähkölämmittäjien lisäksi myös muiden lämmitysmuotojen käyttäjiin, sillä useimmat öljy- tai pellettipolttimet eivät toimi ilman sähköä ja myös kaukolämpöverkoissa käytettävät kiertovesipumput ovat riippuvaisia sähköstä. Muita suuria asiakasmääriä koskevia vian aiheuttajia voivat olla muun muassa kantaverkkohäiriöt, laaja tietomurto operatiivisiin järjestelmiin tai valtakunnallisesta tehovajeesta johtuva sähkön säännöstely.

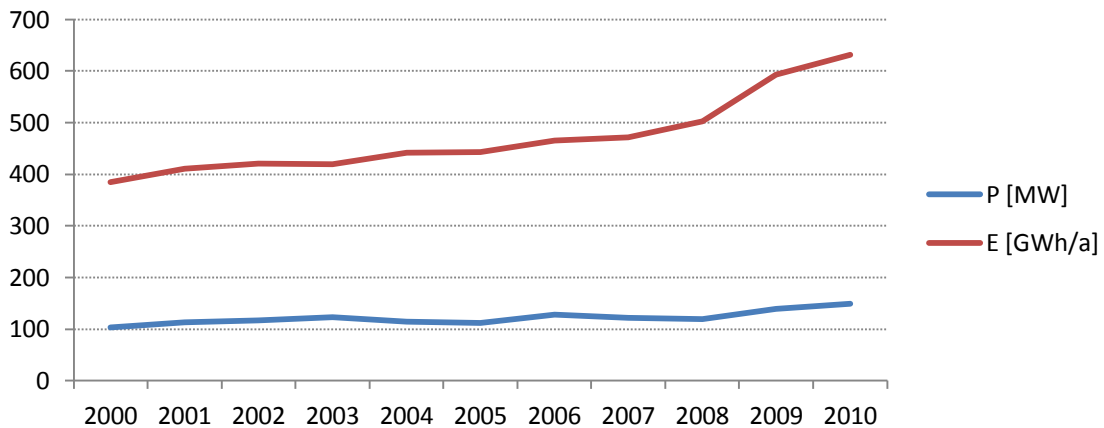
Rovakairalla on häiriötilanteiden varalle siirrettävää varavoimaa yhteensä noin 1,4 MVA. Tämän lisäksi käytössä on 0,5 MVA muuntaja, jolla generaattorit voidaan kytkeä suoraan KJ-verkkoon. Generaattorien tarkat kytkentäpaikat tulee selvittää erikseen jokaiselle asemalle vikatilantilannetta ajatellen, näin varavoima saadaan käyttöön mahdollisimman nopeasti. Lisäksi valvomohenkilökuntaa tulee ohjeistaa asemavikoja varten simuloimalla vikoja, ja tekemällä vaadittavat korvauskytkennät sähköasemittain. Suurimmalla osalla verkkoalueesta on kaamos osan talvesta, joten vian ajoittuminen tälle ajankohdalle tekee vian paikantamisesta ja korjaamisesta haasteellisempaa. Asentajien tulisi käydä korvauskytkennöissä käytettävien käsinohjattavien erottimien luona paikanpäällä osana koulutusta, näin vähennetään vaikeissa olosuhteissa oikean erottimen löytämiseen kuluva aikaa sekä henkilövahinkojen riskiä virhekytkentöjen seurauksena.



## 5. ROVAKAIRAN JAKELUALUEEN KUORMIEN KASVU- ENNUSTE

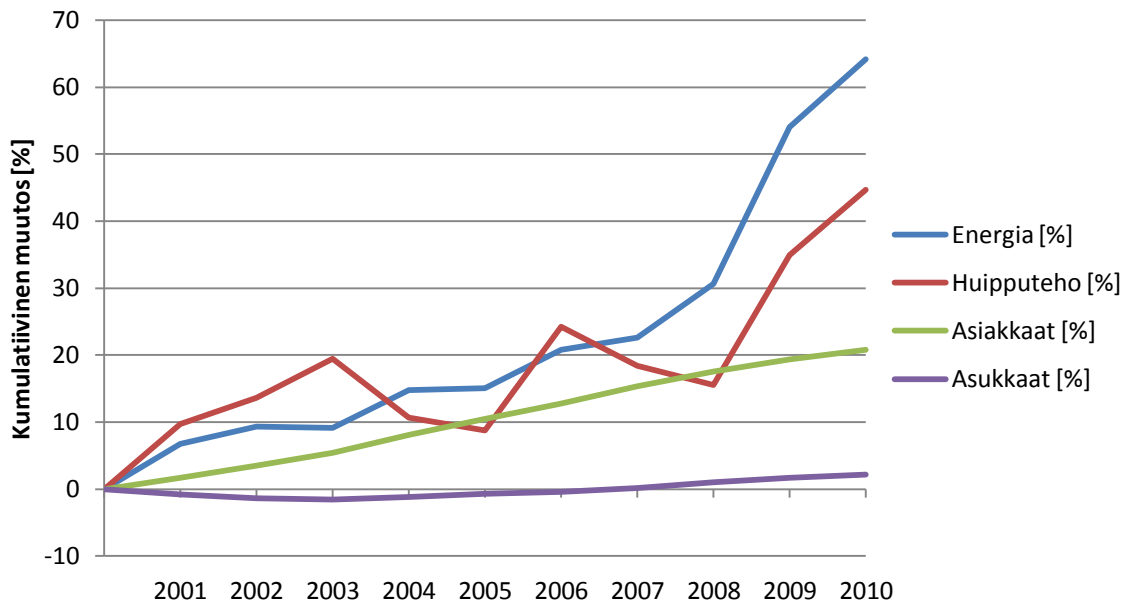
Sähkönjakeluverkon kuormituksen kasvua voidaan ennustaa useita erilaisia lähtötietoja analysoimalla, jotka indikoivat mahdollisesta kuormituksen kasvusta tulevaisuudessa. Kuormituksen kasvuennustetta laadittaessa apuna voidaan käyttää tarkastelua sähköasemien kokonaisenergioiden sekä päämuuntajien ja johtolähtöjen huipputehojen kehittymisestä viimeisien vuosien aikana. Myös tilastokeskuksen väestönkasvuennustetta, yhtiön asiakasmäärän kehitystä ja kuntien kaavoitustietoja voidaan käyttää apuna ennustetta tehdessä.

Tässä tutkimuksessa kuormituksen kasvuennusteen tekemiseen käytettiin kaikkia edellä mainittuja lähtötietoja. SCADAsta saatuja mitattuja tehoja tarkasteltaessa niiden huomattiin sisältävän suurta epävarmuutta joidenkin asemien kohdalla, joten kappaleiden 5.1–5.4 laskelmien lähtötietoina käytettiin Fingrid- ja Kemijoki Oy:ltä saatuja taseselvityksen mittaustietoja. Kuvassa 5.1 on esitetty Rovakairan vuosienergian sekä vuotuisen maksimituntitehon kehittyminen viimeisen 10 vuoden ajalta. (Fingrid 2011, Kemijoki 2011)



Kuva 5.1. Rovakairan vuosienergian sekä suurimman tuntikeskitehon kehittyminen viimeisen 10 vuoden aikana. Vuoden 2008 kohdalla näkyy selkeästi Suurkuusikon kultakaivoksen avaaminen, joka nosti sähköenergiansiirtoa lähes 20 % edellisvuoteen verrattuna.

Kuvasta 5.1 voidaan huomata sähkönkulutuksen kasvaneen voimakkaasti viimeisen kymmenen vuoden aikana Rovakairan jakelualueella. Suurkuusikon kultakaivoksen avaaminen selittää osan voimakkaasta kasvusta, mutta jättämällä kaivoksen vaikutus huomioimatta siirretty energia on kasvanut vuosittain keskimäärin 4 %/a. Kuvassa 5.2 on havainnollistettu alueen energian, huipputehon, asiakkaiden ja asukkaiden määrän kehittymistä viimeisen kymmenen vuoden aikana.



Kuva 5.2. Siirretyn energian, huipputehon, asiakas- ja asukasmäärän kumulatiivinen kehitys vuosina 2000-2010.

Kuvan 5.2 perusteella voidaan todeta, ettei sähkönkulutuksen voimakas kasvu välttämättä tarkoita yhtä nopeaa yhtiön asiakas- tai kuntien asukasmäärien kasvua. On myös huomioitava, että yhtiön asiakkaiden vuosittainen kasvu on ollut tarkasteltavana aikana joka vuosi voimakkaampaa kuin alueen kuntien asukasmäärän kasvaminen. Tämä ilmiö selittyy osittain Lapin matkailukeskusten kehittymisellä, viimeisin vuosien aikana loma-asuntojen osuus uusista sähkökäyttöpaikoista on ollut lähes 50 %. Esimerkiksi vuonna 2010 loma-asuntojen osuus Rovakairan käyttöpaikoista oli yli 50 %, mutta niiden osuus kulutetusta energiasta vain hieman yli 20 %. Huipputehon vuosittainen vaihtelu selittyy osin vuoden pakkasjaksojen pituuksista.

Kappaleissa 5.1-5.3 on analysoitu kuormituksen kehittymistä tarkemmin kunnittain ja luvussa 5.4 on yhteenveto tarkasteltavan verkkoalueen kuormituksen kehittymisestä.

### **5.1 Kittilän alue**

Kittilän kunta on kasvava alue, jonka väkiluku kasvaa tilastokeskuksen mukaan nykyisestä 9 % vuoteen 2030 mennessä. Suurimmat energiankuluttajat alueella ovat Levin matkailukeskus sekä Suurkuusikon kaivos. Sähköasemien huipputeho asettuu klo 22, joka viittaa suureen sähkölämmittäjien määrään alueella. Kittilän alueella sijaitsevien asemien syöttämän energian kasvu on vaihdellut kolmesta seitsemään prosenttiin vuodessa ja tulevaisuudessa kasvun voidaan odottaa pysyvän vähintäänkin yhtä voimakkaana. Koko Kittilän alueen kasvu riippuu Levin kehittymisestä, sillä uusia kaivoshankkeita tai muuta merkittävää teollisuutta ei ole alueelle suunnitteilla lähitulevaisuudessa. Kaikkein optimistisimpien ennusteiden mukaan Levin kulutus voi jopa kaksinkertaistua tulevan viiden vuoden aikana ja Rovakaira on varautunut mahdolliseen kasvuun aloittamalla uuden sähköaseman suunnittelutyöt Levin läheisyydessä sijaitsevaan Rakkavaaraan.

### **5.2 Sodankylän alue**

Lukuun ottamatta Pahtavaaran kaivosta syöttävää Sattasen sähköasemaa myös Sodankylän asemien huipputeho asettuu klo 22. Sodankylän väkiluku vähenee tilastokeskuksen mukaan nykyisestä 8778 asukkaasta noin 7500 asukkaaseen seuraavan kahdenkymmenen vuoden aikana. Väestön ikääntymisen myötä on todennäköistä, että yhä suurempi osa alueen väestöstä tulee asumaan Sodankylän kirkonkylän alueella.

Sodankylän alueen kuormituksen kasvuun vaikuttaa voimakkaasti kaksi kaivoshanketta. Noin 40 km Sodankylästä pohjoiseen tulevan Kevitsan monimetallikaivoksen on määrä aloittaa toimintansa vuonna 2012. Toisin kuin alueen muut kaivokset, Kevitsa liittyy suoraan 110 kV:n kantaverkkoon, joten sen tuotannon käynnistyminen ei näy suoraan siirretyn energian kasvuna alueella, mutta välillisesti kasvua on odotettavissa johtuen muun

muassa kaivoksen työllistämisaikutuksesta. Kaivoksen arvioidaan lisäävän asunnontarvetta alueella noin 100 asunnon verran, joista noin 80 on jo suunnitteilla kirkonkylän pohjoispuolelle. Lisäksi Sodankylän taajaman alueella on jo entuudestaan noin 70 asunnon vaje, joten voidaan odottaa että tämä johtaisi siihen että Sodankylän sähköaseman siirtomäärä jatkaisi noin 1-3 %/a vuosittaista kasvua. (Sompio 2011)

Toinen merkittävä kaivoshanke on suunnitteilla Sodankylän pohjoispuolelle noin 20 km päähän kunnan keskustasta. Hankkeeseen liittyy vielä paljon epävarmuutta, mutta sen toteutuessa vaikutukset alueen kuormituksen kehittymiseen ovat merkittävät.

Sodankylän kuormituksen kasvun vaikutuksia käsitellään luvussa 7.5.

### **5.3 Rovaniemen alue**

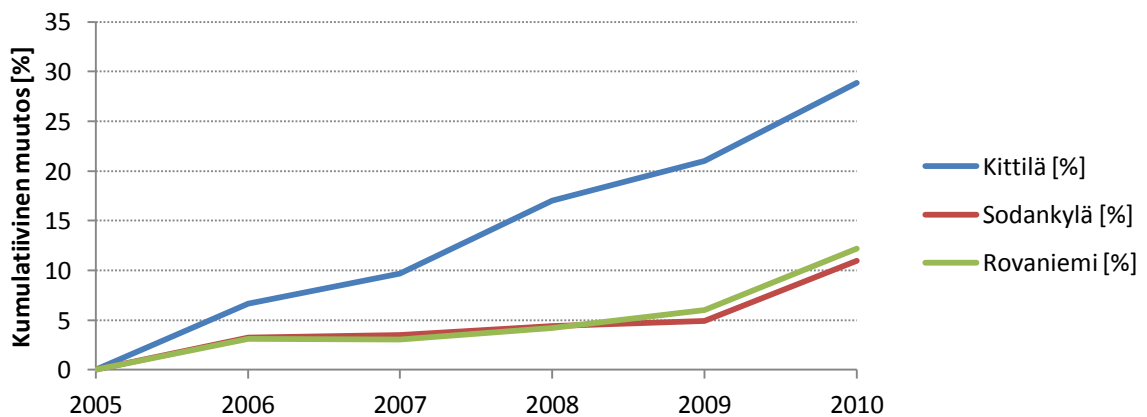
Rovaniemen kaupungin ja maalaiskunnan yhdistyttyä vuonna 2006 tilastokeskus ei ole tilastoinut erikseen alueiden väestörakenteen kehittymistä, joten tässä tutkimuksessa käytetty koko alueen väestöennuste voi sisältää hieman virhettä. Todennäköisesti se antaa kuitenkin riittävän luotettavan kuvan ennustaa myös entisen Rovaniemen maalaiskunnan alueella toimivan Rovakairan asiakasmäärän kehitystä. Tilastokeskuksen mukaan Rovaniemen väkiluku tulee kasvamaan nykyisestä noin 60 000 asukkaasta 67 000 seuraavan 20 vuoden aikana. Väestön ikääntymisen myötä myös kaupungin sisäinen muuttoliike tulee lisäämään alueen taajamakeskittymien väestöä.

Selkeitä kuormituksen kasvualueita tulevat olemaan lähitulevaisuudessa kaupungin eteläosaan laajeneva Pöykkölän kaupunginosa sekä pohjoisessa Saarenkylän ja Napapiirin alue. Myös Kemijoen varrella sijaitsevat rantatontit ja Muurolan kylä ovat potentiaalisia kasvupaikkoja, mikäli niitä tullaan kaavoittamaan enemmän rakennusalueeksi tulevaisuudessa.

#### 5.4 Yhteenveto tarkasteltavan verkkoalueen kuormitusten kehittymisestä

Verkon kuormitukset ja niiden muutokset ovat suurimpia investointeja ohjaavia tekijöitä. Kuormitusten muutosta on mahdotonta ennustaa tarkasti pitkälle tulevaisuuteen, muttei se poista tarvetta ennustamiselle. Sähkönjakeluverkkoon tehtävien investointien arvo on huomattava ja käyttöikä pitkä. Taloudellisimman ratkaisun löytäminen on haastava optimointitehtävä, sillä verkon ylimitoittaminen on virhe siinä missä alimitoittaminenkin.

Rovakairan sähköasemien siirretyn energian kehittymistä tarkasteltiin asemakohtaisesti viimeisen viiden vuoden ajalta johtopäätösten tekemiseksi alueiden kulutuksen kehittymisestä tulevaisuudessa. Viisi vuotta on lyhyt ajanjakso kuormituksen kehittymisen arvioimiseen, sillä yksittäiset suuret kuormat voivat vääristää tuloksia, mutta sitä vanhempia asemakohtaisia tehoja ei ollut käytettävissä. Tarkastelujakson aikana Sirkan asemaa lukuun ottamatta kaikkien muiden asemien tehot ovat nousseet tarkastelujakson aikana. Sirkan kohdalla siirretyn energian väheneminen selittyy Levin sähköaseman valmistumisella vuoden 2005 loppupuolella. Sähköasemien kumulatiivinen siirretyn energian kehittyminen kunnittain on esitetty kuvassa 5.3. Kittilän ja Sodankylän osalta kaivosten kuluttama energia on suodatettu tuloksista pois, jotta saataisiin totuudenmukaisempi kuva alueiden siirretyn energian kehittymisestä.



Kuva 5.3. Siirretyn energian kehittyminen viimeisen viiden vuoden aikana, kun verkkoalueen sähköasemat on jaettu kunnittain. Kittilän piirin osalta Suurkuusikon kultakaivoksen kulutus jätettiin huomioimatta.

Kuvasta 5.3 voidaan huomata, että kaikkien verkkoalueen kuntien energiankulutuksen kasvun kehitys on ollut viime vuosina varsin lineaarista. Ennen vuotta 2008 Luoston aseman kautta siirretty energia otettiin KEJOn omistamalta Kurkikosken voimalaitokselta, jolta ei ole otettu tehoa Luoston valmistumisen jälkeen. Kuvan perusteella voidaan kuitenkin todeta, että Rovaniemen ja Sodankylän osalta siirretty energia kasvaa noin 10 % viidessä vuodessa, mikä vastaa noin 2 % vuosittaista kasvua. Kittilän kasvu vastaavassa ajassa on melkein 30 %, joka tarkoittaa vastaavasti noin 5 % vuosikasvua. Jos oletetaan kasvun jatkuvan lineaarisena seuraavat 20 vuotta, Rovaniemen ja Sodankylän siirretty energiamäärä on vuonna 2030 noin 50 % suurempi kuin tällä hetkellä, ja Kittilän osalta kasvu olisi lähes 2,5-kertainen nykyhetken verrattuna.

## **6. TOIMITUSVARMUUSKRITERISTÖN MUKAINEN VYÖHYKKEIDEN MÄÄRITTELY JA MUUNTOPIIRIEN LIITTÄMINEN NIIHIN**

Toimitusvarmuuskriteeristön tavoitteena on määritellä sähköverkosta riippumattomat reunaehdot erilaisille alueille niiden yhdyskuntarakenteen mukaan. Aluejaon tulisi olla mahdollisimman selkeä ja yksiselitteinen. Näin se on helposti perusteltavissa yhtiön asiakkaille sekä siirrettävissä verkko- ja asiakastietojärjestelmiin. Verkkoyhtiö päättää itse kriteerit taajaman ja maaseudun välisen rajan määrittelyssä sekä sähkön laadun tavoitearvot kyseisille alueille (Energiatutkimus 2010). Rovakairan verkkoalueen jako taajama- ja maaseutuvyöhykkeisiin toteutettiin asemakaavoitetun alueen sekä yhdyskuntarakentamisen taajamajaon mukaisesti. Jako tehtiin muuntopiiritasolla, mutta pitkän tähtäimen tavoitteena on tavoitella sähköverkkoriippumattomuutta myös muuntopiirien sisällä.

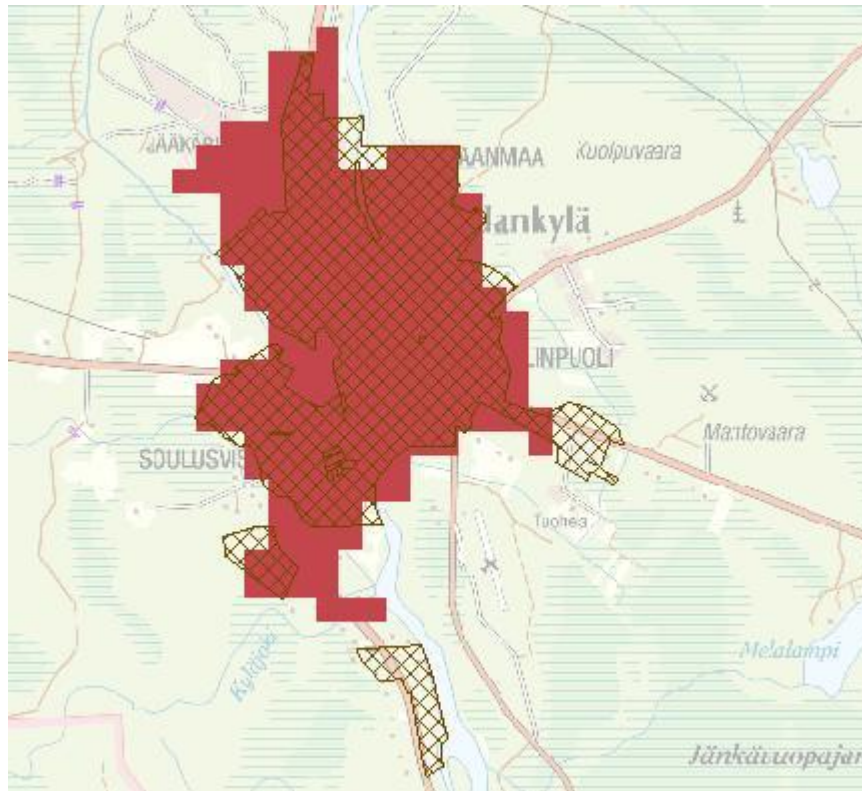
Asemakaavoitettu alue on varsin luonteva lähtökohta taajamien erottamiseen maaseudusta. Asemakaava on yleiskaavasta seuraava tarkempi taso, jossa osoitetaan kunnan osa-alueen käytön ja rakentamisen järjestäminen. Rakentaminen on suunnitelmallista, tiivistä ja vesi- ja kaukolämpöverkko on usein saatavissa tontin rajalle ilman lisäkustannuksia. Asemakaava-alue ei kuitenkaan kattanut riittävässä laajuudessa tarkastellun verkkoalueen taajamamaisia tiivisti rakennettuja alueita, joten vyöhykejaon tarkentamiseksi höydynnettiin myös yhdyskuntarakentamisen (jatkossa YKR) taajamajakoa. Muuntopiiri luokitellaan kuuluvaksi taajama-alueeseen, mikäli se sijaitsee jommankumman edellä mainitun alueen sisällä.

YKR taajamalla tarkoitetaan tiiviisti rakennettua aluetta. Rajausta perustuu 250 x 250m (6,25 ha) ruudukkoon, jossa huomioidaan asukasluvun lisäksi rakennusten lukumäärä, kerrosala ja keskittyneisyys. Taajama-alueen tulee täyttää seuraavat reunaehdot: (Oinonen 2011)

- Vähintään 200 asukasta

- Rakennusten välinen etäisyys maksimissaan 200 m
- Rakennusalan oltava vähintään 1500 kerrosneliometriä

Kuvassa 6.1 on havainnollistettu asemakaavoitetun alueen ja YKR taajama-alueen yhdistämistä Valtion ympäristöhallinnon verkkoselainpohjaisen HERTTA- ja LAPIO-työkalun avulla.



Kuva 6.1. Asemakaavoitetun ja YKR taajama-alueen yhdistäminen Sodankylän keskustan osalta. Kuvassa punainen väritys kuvaa YKR taajama-aluetta ja viivoitettu alue asemakaavoitettua aluetta. (Ympäristöhallinto 2011)

Kuvasta voidaan huomata alueiden peittämän muodon ääri viivojen täsmäävän varsin hyvin toistensa kanssa Sodankylän keskustan alueella, mutta tarkastellulla verkkoalueella on myös paljon alueita, jossa ainoastaan toinen reunaehdoista täyttyy.

Aluejako sähkökäyttäjätasolle saakka tehtäen, kun vyöhykkeitä päivitetään tulevaisuudessa vastaamaan sen hetkistä yhdyskuntarakennetta. Koska verkoston



kehittäminen tulevaisuudessa riippuu merkittävästi siitä kumpaan vyöhykkeeseen kyseinen alue kuuluu, ja verkkoyhtiöiden investointien arvon ollessa huomattava ja käyttöiän pitkä, sopiva päivitysväli aluejaoille asettunee 5 -10 vuoden välille.

Kappaleissa 6.1–6.3 on käsitelty toimitusvarmuuskriteeristön mukaista vyöhykejakoja kunnittain. Lisäksi kappaleessa 6.4 on analysoitu vyöhykejaon vaikutuksia verkkoalueen topologiaan.

### 6.1 Kittilän alue

Kuvan 6.2 vasemmalla puolella on esitetty Kittilän kunnan kaikki taajamaksi luokiteltavat alueet ja niiden pinta-alat käyttäen ympäristöhallinnon HERTTA-työkalun pinta-alan laskentatoimintoa. Lisäksi kuvassa oikealla puolella on esitetty Rovakairan verkon rakenne samalta alueelta, kun johtolähdöt on jaettu taajama- ja maaseutuosiin.

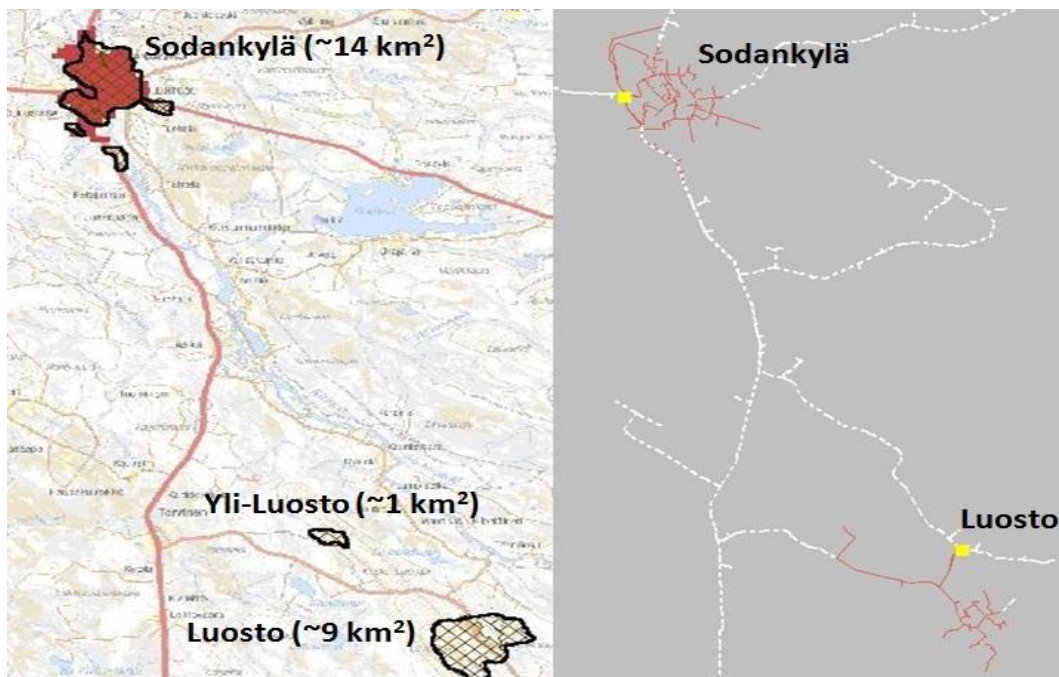


Kuva 6.2. Kittilän kunta jaettuna taajamaan ja maaseutuun (Ympäristöhallinto 2011). Oikealla puolella on esitetty verkkoalueen taajamajohto-osuudet kuvattuna punaisella värityksellä ja maaseutujohto-osuudet valkoisella.

Kuvasta huomataan suurimman yksittäisen taajama-alueen olevan Sirkan kylän alueella. Kuvasta nähdään myös kahden taajamaluokittelussa käytetyn reunaehdon eroavaisuudet. Sirkan kohdalla ero selittyy muun muassa YKR taajamajaossa käytetyllä maanpeittoaineistolla (CLC). CLC-aineisto kuvaa maankäyttöä ja maanpeitettä rasteri- ja vektorimuodossa. Aineisto on tuotettu osana eurooppalaista hanketta, jossa koko Euroopan alueelta on tehty yhteensopiva maankäyttö- ja maanpeitepaikkatietokanta. Levin matkailukeskusalueen rakentaminen on ollut viime vuosina voimakasta, mutta CLC-materiaali on 2000-luvun alkupuolelta. Sen sijaan noin 40 km päässä Kittilästä sijaitseva Kaukosen kylä luokitellaan taajamaksi, sen täyttäessä YKR taajamaluokituksen reunaehdot asemakaavoituksen puutteesta huolimatta.

## 6.2 Sodankylän alue

Kuvassa 6.3 on esitetty kaikki Sodankylän kunnan kaikki taajamaksi luokiteltavat alueet ja verkon taajamajohto-osuudet.

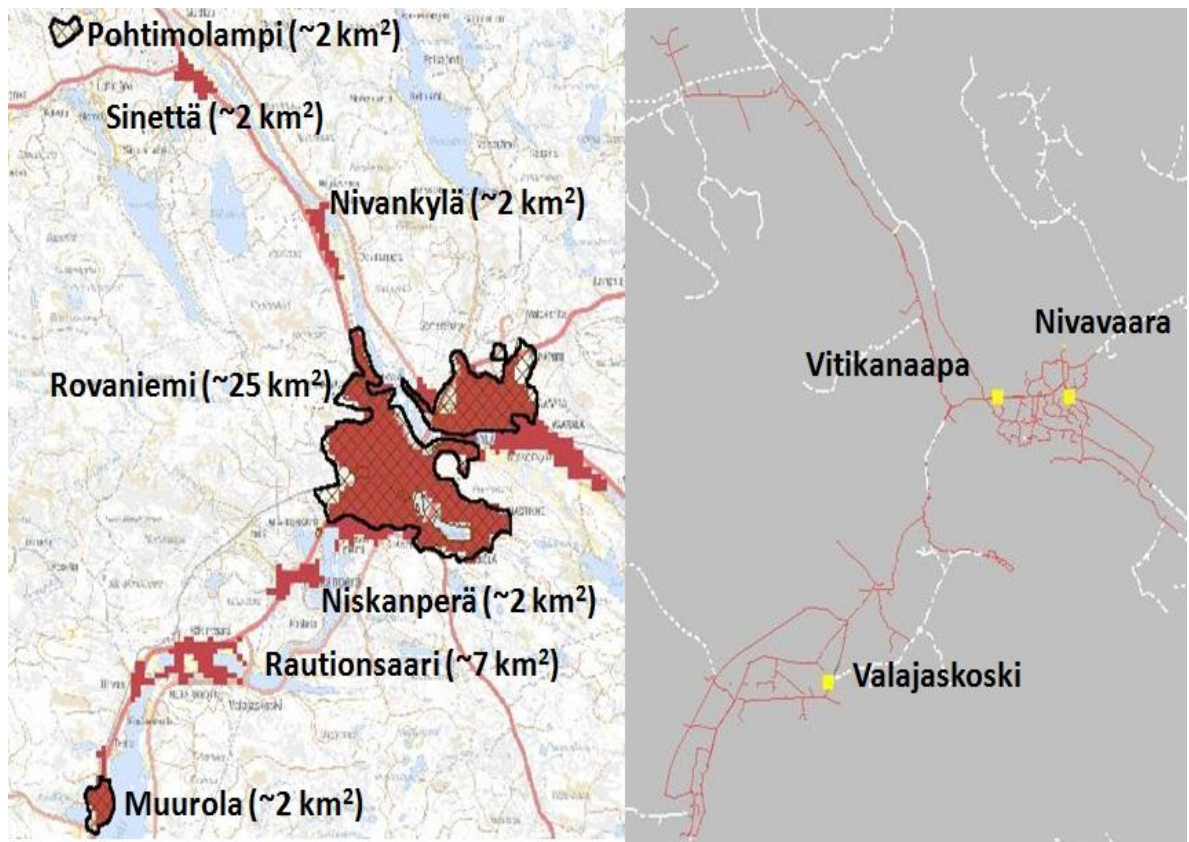


Kuva 6.3. Sodankylän kunta jaettuna taajamaan ja maaseutuun (Ympäristöhallinto 2011). Oikealla puolella on esitetty verkkoalueen taajamajohto-osuudet kuvattuna punaisella värityksellä ja maaseutujohto-osuudet valkoisella.

Sodankylän keskustan lisäksi kunnan kaakkoispuolelta löytyy kaksi muuta taajamaksi luokiteltavaa aluetta, Luoston kylä sekä matkailutoiminnan myötä kasvanut Yli-Luoston alue.

### 6.3 Rovaniemen alue

Kuvassa 6.4 on esitetty kaikki Sodankylän kunnan kaikki taajamaksi luokiteltavat alueet ja verkon taajamajohto-osuudet.

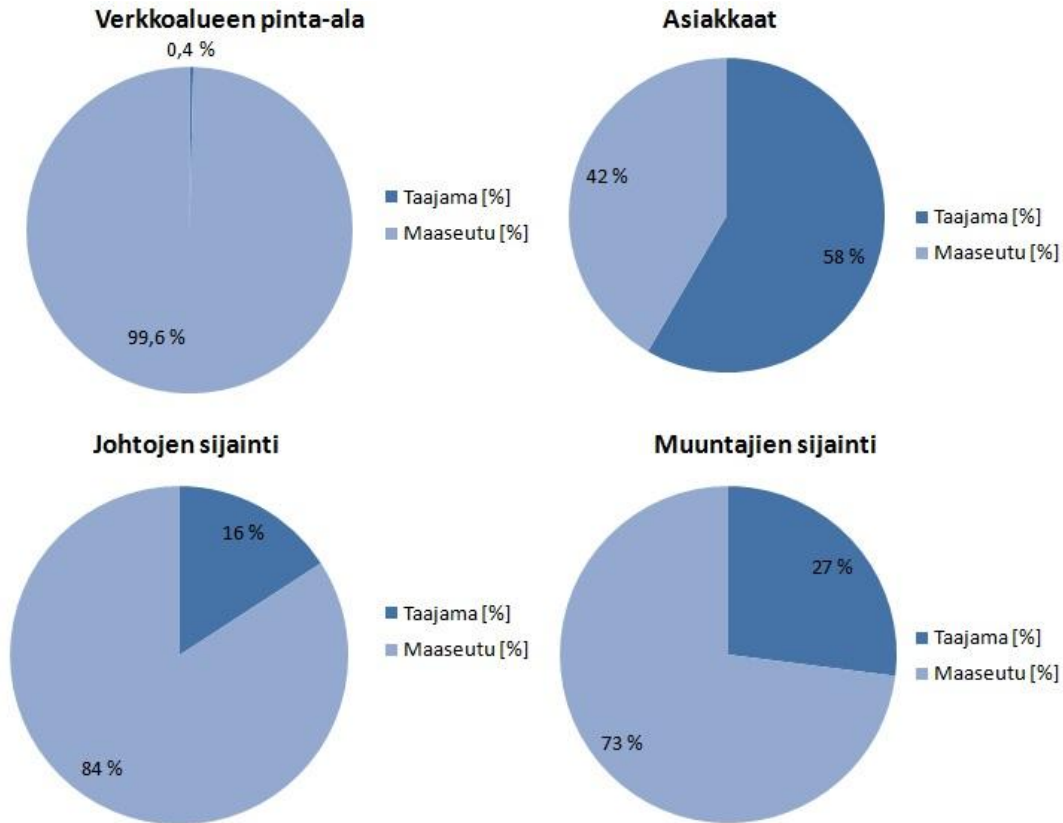


Kuva 6.4. Rovaniemen kunta jaettuna taajamaan ja maaseutuun (Ympäristöhallinto 2011). Oikealla puolella on esitetty verkkoalueen taajamajohto-osuudet kuvattuna punaisella värityksellä ja maaseutujohto-osuudet valkoisella.

Rovaniemen kaupungin alueella sijaitsee useita taajamaksi luokiteltavia alueita. Kaupungin keskusta-alueen taajamaksi luokiteltava alue on todellisuudessa paljon suurempi kuin kuvassa esitetty 25 km<sup>2</sup>, mutta keskustan alueen sähkönsiirrosta vastaa Rovaniemen Verkko Oy, joten tältä osin taajamaksi luokiteltu alue jätettiin huomioimatta pinta-alaa määritettäessä. Rovaniemen asuinkeskittymät ovat levinneet Kemijoen mukaisesti kaupungin pohjois- ja eteläpuolelle. Osa keskittymistä sijaitsee varsin kaukana sähköasemista, joka tekee sähkönsiirron toimitusvarmuuskriteeristön edellyttämän laadun kannalta haasteellisemmaksi. Tilannetta helpottaa kuitenkin kaikkien taajama-alueiden syöttömahdollisuus vähintään kahdesta suunnasta. Tämän takia kannattaa pohtia, onko teknistaloudellisesti järkevämpää ohjata investointeja kyseisten lähtöjen kohdalla paremman verkostoautomaatiikan suuntaan, kuin pyrkiä johtojen täydelliseen kaapeloimiseen.

#### **6.4 Vyöhykejaon vaikutukset verkon topologiaan**

Toimitusvarmuuskriteeristön mukaista aluejakoa simuloitiin VTJ:n avulla vyöhykejaon vaikutusten selvittämiseksi verkon topologian kannalta. Kuvassa 6.5 on koottu jaon keskeisimmät vaikutukset verkkoyhtiön kannalta.



Kuva 6.5. Aluejaon keskeisimmät vaikutukset verkkoyhtiön näkökulmasta.

Kuvassa 6.5 kannattaa kiinnittää huomioita etenkin kuvan yläosaan. Asiakasjakauman perusteella Rovakaira voitaisiin luokitella taajamayhtiöksi, vaikka vain 0,4 % jakelualueen pinta-alasta luokitellaan taajamaksi. Tämä kuvastaa hyvin, kuinka harvaan asuttua verkkoalue on taajamien ulkopuolella. Kuvan perusteella voidaan myös todeta, että ohjaamalla investointeja hyvin pieneen osaan jakelualueesta, voidaan vaikuttaa suurimpaan osaan yhtiön asiakkaista.

Kun huomioidaan kaukana sähköasemista sijaitsevia alueita syöttävät johto-osuudet kokonaan taajamalähdöiksi, taajamajohtojen osuus verkkoalueen kokonaisjohtopituudesta on noin 16 % (~500 km). Rovakairan tämän hetkinen kaikkien KJ-johtojen kaapelointiaste on varsin matala 2,3 %, mutta tarkasteltaessa tilannetta pelkästään taajamajohto-osuuksien kohdalla, nousee kaapelointiaste melkein kuusinkertaiseksi edelliseen verrattuna.

## **7. VERKOSTON KEHITTÄMISEN VAIHTOEHDOT TOIMITUS- VARMUUSKRITERISTÖN NÄKÖKULMASTA**

Tässä luvussa tutkitaan erilaisten verkstorakentamisen kehittämisvaihtoehtojen vaikutusta toimitusvarmuuskriteeristön edellyttämän sähkönlaadun ja –käyttövarmuuden kannalta. Luvussa keskitytään tarkastelemaan erityisesti kehitysvaihtojen vaikutusta keskeytysten määrään ja pituuteen. Tarkasteltavina vaihtoehtoina ovat tienvarteen siirto, PAS-johtimien käyttö, haarajohtojen korvaaminen 1 kV järjestelmällä, automatiikan lisääminen, kaapelointi sekä uusien pienoissähköasemien vaikutukset. Eri vaihtoehtojen vaikutuksia verrataan nykyisen verkon saneeraukseen ja muihin edellä mainittuihin verkkotekniikoihin.

Kappaleessa 7.1 analysoidaan lähtökohtia kehityssuunnitelman tekemiseen toimitusvarmuuskriteeristön näkökulmasta verkon nykytila-analyysin ja kuormituksen kasvuennusteen perusteella sekä esitetään tunnusluku kriteeristön ylityksestä aiheutuvan haitan johtolähtökohtaiseen vertailuun. Kappaleissa 7.2 tarkastellaan erilaisia verkkotekniikoita ja niiden vaikutusta verkon luotettavuuteen. Kappaleissa 7.3–7.4 on esimerkkikohtein verrattu kehittämisvaihtoehtoja maastollisesti ja sijainnillisesti toisistaan poikkeaviin johtolähtöihin. Eri vaihtoehtoja analysoidaan luotettavuuden näkökulmasta, mutta myös investointi-, häviö-, keskeytys- ja ylläpitokustannuksia vertaillaan vaihtoehtojen kesken.

### **7.1 Lähtökohdat kehityssuunnitelman tekemiseen toimitusvarmuuskriteeristön näkökulmasta**

Verkon nykytila-analyysin perusteella suurimmat haasteet verkkoalueella seuraavan 20 vuoden aikana tulevat olemaan verkon nykykäyttöarvon nopea aleneminen, joka vaikuttaa mm. rakennevikojen kappalemäärään ja Sodankylän alueen paheneva tehonvajaus häiriötilanteessa ja päämuuntajakapasiteetin riittämättömyys huippukuormien aikana. Myös jännitteenaleneman suhteen on tällä hetkellä ongelmia pitkien maaseutulähtöjen osalta,

mutta näiden lähtöjen kuormituksen kasvun ollessa hidas tai jopa negatiivinen, tilanne ei todennäköisesti pahene seuraavien vuosikymmenien aikana.

Kuormien kasvuennusteen perusteella Kittilän alueella energiankulutuksen kasvu tulee jatkumaan ainakin lähivuosina todella voimakkaana. Rovakaira on valmistautunut alueen kasvuun aloittamalla uuden sähköaseman suunnittelutyöt Rakkavaaraan. Aseman valmistumisen jälkeen Levin matkailukeskusta voidaan syöttää kolmesta suunnasta ja asemien välinen etäisyys toisistaan on enää 5 km luokkaa. Alueen asiakkaiden kannalta sähkönlaatu paranee, sillä KJ-verkon pituus ei todennäköisesti tule kasvamaan merkittävästi tehonlisäyksestä huolimatta. Sodankylän alueen energiankulutuksen voidaan olettaa kasvavan vähintään 2 % vuosittaista vauhtia, joka tarkoittaa vuonna 2030 yli 10 MW lisäystä nykyiseen kulutukseen verrattuna. Tämä tarkoittaisi päämuuntajakapasiteetin ylitystä huippukuormien aikana ja asemavian sattuessa, tehosta voitaisiin korvata muiden asemien avulla enää kolmannes. Sodankylän alueen optimaaliseen investointien ajoittamiseen vaikuttaa voimakkaasti kaivosinfrastruktuurin kehittyminen, joka voi aikaistaa tai lykätä investointeja huomattavasti. Kehityssuunnitelman yhtenä osana tarkastellaankin uuden sähköaseman rakentamisen kannattavuutta alueella.

### *7.1.1 Kriteeristön ylityksestä aiheutuvan haitan arvostaminen*

Koska verkkoalueesta ei ole saatavissa tarkkoja ja luotettavia ikätietoja, verkon mekaanisen kunnan vaikutus kehittämissuunnittelussa jätettiin huomioimatta ja investointien kannattavuutta tarkasteltiin toimitusvarmuuskriteeristön näkökulmasta. Tarkastelua varten kaikki verkkoalueen jakelumuuntajat jaettiin luvun 6 mukaisesti taajama- ja maaseutumuntajiin. Tämän jälkeen analysoitiin muuntopiirikohtaisia vuotuisia kumulatiivisia keskeytysaikoja sekä jälleenkytkentöjen määrää (PJK+AJK) viimeisen viiden vuoden osalta. Toisin kuin johtolähtöjen kohdalla, muuntopiirien vuosittaisista keskeytysajoista ja jälleenkytkennöistä ei laskettu keskiarvoa, vaan lukuja tarkasteltiin vuosittain toimitusvarmuuskriteeristön mukaisesti joka muuntopiirin osalta erikseen. Vuosien 2006–2010 keskeytystiedoista muodostettiin kolme kolmen vuoden

tarkastelujaksoa (2006–2008, 2007–2009, 2008–2010) luvun 3 kuvan 3.1 mukaisesti. Tarkastelujaksojen muodostamisen jälkeen joukosta poimittiin kaikki muuntopiirit, joissa tapahtui toimitusvarmuuskriteeristön mukaisten reunaehtojen ylittyminen kahdesti tarkastelujakson aikana.

Poiminnan jälkeen reunaehdon ylittäneet muuntajat lajiteltiin johtolähdöittäin ja määritettiin tunnusluku *Criterion Exceedance Detriment* (jatkossa CED) kriteeristön ylityksestä aiheutuvan haitan arvostamiseksi. Tunnusluku kehitettiin erityisesti tätä tutkimusta varten, eikä se ole vakiintunut käytäntö toimialalla. Luvun käyttöä tässä tutkimuksessa voidaan perustella verkon suppeilla ikätiedoilla sekä kriteeristön asettamista haasteista, jolloin verkkoyhtiön on pystyttävä arvostamaan mahdollinen kriteeristön reunaehtojen ylittyminen. Peruseriaate on, ettei ylityksiä tule, mutta käytännössä tämä ei ole aina mahdollista.

CED-arvon laskentatapa on esitetty yhtälössä 7.1.

$$CED = \sum_j (W_{aj} \cdot c_{ss} + c_{em}) \cdot c\% \quad (7.1)$$

jossa  $W_{aj}$  on johtolähdön  $j$  kriteeristön ylittäneen asiakkaan  $a$  vuosienenergia (kWh),  $c_{ss}$  asiakkaan yhtiökohtainen sähkönsiirtomaksu (€/kWh) ja  $c_{em}$  asiakkaan yhtiökohtainen vuotuinen perusmaksu (€/a). Yhtälön lopussa oleva kerroin määrittää, kuinka monta % asiakkaan verkkopalvelumaksusta ylityksen sattuessa hyvitetään. Verkkopalvelumaksun suuruus kasvaa käytetyn energian funktiona, joten mitä suurempi asiakkaan vuosienenergia on, sitä suurempi haitta ylityksestä aiheutuu verkkoyhtiölle.

Taulukossa 7.1 on esitetty kolmen vuoden CED-arvojen keskiarvon perusteella lasketut johtolähtökohtaiset vuosittaiset sekä kapitalisointikerrointa käyttäen koko johdon taloudellisen pitoajan CED-arvot. Mukana ovat kaikki johtolähdöt, jotka sisältävät vähintään yhden tarkastelujaksojen aikana korvauksiin oikeutetun muuntopiirin. Taulukossa olevat arvot on laskettu muuntopiirikohtaisilla keskeytystiedoilla, vuosienenergioilla ja asiakasmäärillä, mutta pitkän tähtäimen tavoitteena on tavoitella



sähköverkkoriippumattomuutta myös muuntopiirien sisällä ja käyttää CED-arvon laskentaan asiakaskohtaisia tietoja muuntopiiritietojen sijasta. Lisäksi taulukon viimeiseen sarakkeeseen on merkitty johtolähdön tärkeysluokka keskeytysten suhteen. Luokka *kriittinen* tarkoittaa, että johtolähdöllä sijaitsee toimituksen kannalta kriittisiä (esim. terveydenhuolto) asiakkaita tai johtolähtö tärkeä yhdysjohto sähköasemavian aikaisessa korvaustilanteessa. Liitteessä III on esimerkki CED-arvon laskennasta yhden johtolähdön osalta.

Taulukko 7.1. Tarkasteltavan verkkoalueen johtolähtöjen CED-arvot suuruusjärjestyksessä, kun  $p = 5 \%$ ,  $r = 0 \%$  ja  $c\% = 10 \%$ .

Asema	Lähtö	CED-arvo [k€/a]	CED-arvo 50- vuoden pitoajalla [k€]	Tärkeysluokka
Levi	Utsuvaara	15,6	284,4	normaali
Kittilä	Meltaus	14,9	271,3	kriittinen
Nivavaara	Vikajärvi	10,7	195,4	kriittinen
Sirkka	Köngäs	9,0	164,2	normaali
Meltaus	Lohiniva	8,9	162,4	normaali
Valajaskoski	Poikkioja	8,5	156,0	normaali
Sirkka	Levi	8,1	147,4	kriittinen
Valajaskoski	Muurola	8,0	145,2	kriittinen
Sirkka	Levijärvi	7,4	135,1	kriittinen
Petäjäsoski	Louejärvi	5,6	102,3	normaali
Nivavaara	Teollisuusalue	5,3	96,2	normaali
Sirkka	Sirkka	5,0	91,0	kriittinen
Meltaus	Rattosjärvi	4,7	86,2	normaali
Levi	Taalo	4,6	83,1	kriittinen
Valajask.	Pumppujohto	3,5	64,3	kriittinen
Sirkka	Rauhala	3,4	62,7	normaali
Levi	Gondoli	3,0	54,2	normaali
Vitikanaapa	Paloasema	2,6	47,3	kriittinen
Vitikanaapa	Saarenkolmio	2,6	46,6	kriittinen
Kittilä	KK 2	2,5	46,4	normaali
Vitikanaapa	Ounasjoki	2,5	45,0	kriittinen
Nivavaara	Koskenkylä	2,4	43,2	kriittinen
Vitikanaapa	Vitikanpää	2,4	43,2	kriittinen
Levi	Eturinne	2,1	39,0	kriittinen
Kittilä	Sodankylä	2,1	38,6	kriittinen
Meltaus	Unari	2,1	37,5	normaali

Asema	Lähtö	CED-arvo [k€/a]	CED-arvo 50- vuoden pitoajalla [k€]	Tärkeysluokka
<b>Sodankylä</b>	Kelujärvi	1,9	34,5	normaali
<b>Nivavaara</b>	Saarenkylä 3	1,7	30,6	normaali
<b>Vitikanaapa</b>	Ylikylä	1,3	23,8	normaali
<b>Levi</b>	Katka	1,2	21,5	kriittinen
<b>Meltaus</b>	Kierinki	1,1	20,5	kriittinen
<b>Sodankylä</b>	KK 1	1,0	17,7	kriittinen
<b>Petäjäskoski</b>	Pumppulinja	0,9	16,4	kriittinen
<b>Kittilä</b>	Alakittilä	0,9	15,8	normaali
<b>Levi</b>	Koutalaki	0,9	15,7	normaali
<b>Meltaus</b>	Ounasjoki- itäpuoli	0,8	15,1	kriittinen
<b>Kittilä</b>	KK 4	0,6	11,8	normaali
<b>Nivavaara</b>	Saarituvat	0,4	7,1	normaali
<b>Meltaus</b>	Sinettä	0,4	6,7	kriittinen
<b>Porttipahta</b>	Vajukoski	0,3	5,3	normaali
<b>Porttipahta</b>	Vuotso	0,3	4,7	normaali
<b>Levi</b>	Kittilä	0,2	3,5	normaali
<b>Nivavaara</b>	Napapiiri	0,2	3,4	normaali
<b>Seitakorva</b>	Lautaselkä	0,2	3,2	normaali
<b>Vanttauskoski</b>	Vikajärvi	0,2	3,2	normaali
<b>Vanttauskoski</b>	Autti	0,1	2,7	normaali
<b>Seitakorva</b>	Pirttikoski	0,1	2,1	normaali
<b>Luosto</b>	Torvinen	0,1	2,1	normaali
<b>Sodankylä</b>	KK 4	0,1	1,8	normaali
<b>Luosto</b>	Luosto	0,1	1,6	normaali
<b>Vitikanaapa</b>	Sinettä	0,1	1,0	normaali
<b>Sodankylä</b>	Vaalajärvi	0,1	0,8	kriittinen
<b>Σ</b>		162	2961	

Koska Rovakaira ei tavoittele verkkoliiketoiminnassa maksimaalista voittoa, CED-arvojen merkitys korostuu verrattuna KAH-arvoihin, sillä CED-arvot vaikuttavat verkkoyhtiön liikevaihtoon suoraan asiakkaille maksettavien korvausten takia. Lisäksi CED-arvo poikkeaa lakisääteisestä vakiokorvauksesta, koska se huomioi asiakkaan vuotuisen kumulatiivisen keskeytysajan, eikä yksittäisen keskeytyksen pituuden tarvitse ylittää ennalta määritettyä raja-arvoa. On huomioitava, että CED-arvon määrittäminen johtolähdöille ensimmäistä kertaa on aikaa vievä prosessi, sillä se edellyttää verkkoalueen

jakamista taajama- ja maaseutuasiakkaisiin ja jopa kymmenientuhansien asiakkaiden/muuntopiirien keskeytystietojen analysointia viimeisen kolmen vuoden ajalta.

Taulukosta 7.1 huomataan, että CED-arvot poikkeavat huomattavasti joidenkin lähtöjen kohdalla verrattaessa arvoa verkon nykytila-analyyseissä laskettuun keskimääräiseen johtolähtökohtaiseen vuotuiseseen keskeytysaikaan. Eron selittää erilainen laskentamethodiikka. CED-arvo huomioi KJ-vikojen ohella myös PJ-viat, huoltokeskeytykset sekä jälleenkytkentöjen määrän. Lisäksi arvon suuruuteen vaikuttaa huomattavasti johtolähdön asiakasmäärä sekä vuosienenergia. Edellä mainituista syistä, esimerkiksi pisimmästä vuotuisesta KJ-vioista aiheutuvasta keskeytysajasta kärsivä Meltauksen aseman johtolähtö Lohiniva, löytyy CED-arvojen suuruutta vertailtaessa vasta sijalta viisi.

Muuntopiirien vuotuisia jälleenkytkennän määriä analysoitaessa huomattiin, että kaikkiaan yhdeksällä johtolähdöllä on ongelmia kriteeristön reunaehdon kanssa, joka johtaa osassa johtolähdöistä CED-korvauksiin kaikille johtolähdön asiakkaille. Koska verkko on suurimmilta osin sammutettu, jälleenkytkentöjä voidaan vähentää tehokkaasti johdon tien varteen siirtämisen lisäksi joko päällystetyn PAS-johdon käytöllä, ylijännitesuojauksella tai vaihtoehtoisesti maastokatkaisijoiden lisäämisellä, jolloin jälleenkytkennät näkyvät vain osalla johtolähdön asiakkaista. Tästä syystä työssä tutkitaan maastokatkaisijan kannattavuutta näiden yhdeksän johtolähdön osalta.

Tässä tutkimuksessa kehityssuunnitelman lähtökohtana käytetään taulukossa 7.1 laskettuja arvoja ja pohditaan miten, milloin ja minne tulisi investoida seuraavan 20 vuoden aikana, että verkko täyttää kriteeristön asettamat vaatimukset sekä keskeytysaikojen että jälleenkytkentöjen osalta toimitusvarmuuskriteeristön tullessa käyttöön vuonna 2030.

## 7.2 Verkkotekniikat

### 7.2.1 Tien varteen siirto

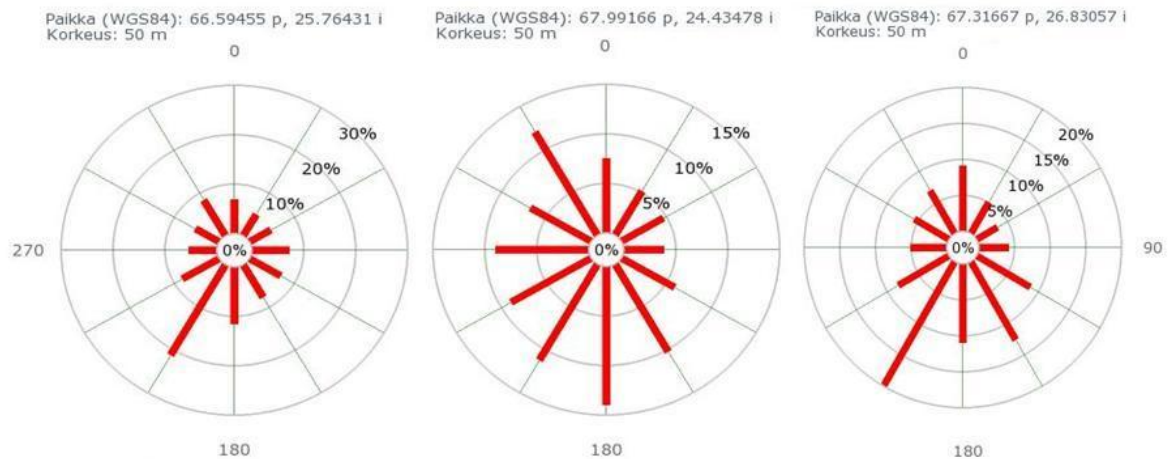
Rovakairan keskijännitejakeluverkosta noin 90 % sijaitsee metsäisissä olosuhteissa. Suurin osa metsässä sijaitsevista johdoista on rakennettu kuitenkin tien linjojen mukaisesti muutaman kymmenen metrin päähän tien laidasta, joten johdon tien varteen sijoittaminen saneerauksen yhteydessä käyttövarmemmalle paikalle tien viereen ei useimmissa tapauksissa lisää johtopituutta merkittävästi. Tien varteen siirto on edullinen ratkaisu verkon käyttövarmuuden ja luotettavuuden parantamiseen, sillä suuri osa pysyvistä vioista aiheutuu metsäisistä olosuhteista. Toimenpide nopeuttaa vikojen paikantamista ja voi olla myös maankäytöllisesti edullisempi ratkaisu, kun siinä hyödynnetään jo kertaalleen raivattuja reittejä.

Luvun 4 kuvan 4.7 perusteella voidaan todeta, että kolmannes pysyvään vikaan johtavista keskeytyksistä (lumi ja jää, tuuli ja myrsky, muu sää) aiheutuu metsästä. Ukkosen, eläinten ja lintujen, verkonhaltijan toiminnan, ulkopuolisten, rakenne- tai tuntemattomien vikojen syyt eivät sen sijaan ole johdon sijainnista riippuvia. Kokemusten perusteella, siirrettäessä verkkoa tien varteen, metsistä aiheutuvat viat putoavat noin puoleen (Lakervi 2008). Lisäksi otettaessa huomioon, että koko johtorakenne (johdin, pylväät, orret) uusitaan tien varteen saneerauksen yhteydessä, voidaan olettaa, että myös rakennevioista johtuvien keskeytysten lukumäärän karkeasti puolittuvan.

Summaamalla edellä mainittujen vikataajuuksien muutokset, tien varteen siirron jälkeen kokonaisvikamäärä on noin 65,5 % verrattuna tilanteeseen ennen saneerausta. Todellisuudessa saneerauksen myötä rakennevikojen määrä voi tippua huomattavasti enemmänkin kuin puoleen alkuperäisestä, mutta tien varteen siirrettävän johdon vikamääriin vaikuttaa myös muut seikat, joten tässä tutkimuksessa laskennallisena vikamääränä käytetään 65 % alkuperäisestä vikataajuudesta. Tien varteen siirto parantaa luotettavuuden lisäksi myös verkon käyttövarmuutta, sillä teiden varsilla sijaitsevista

johdoista vika on helpommin paikannettavissa, kuin vaikeakulkuisessa maastossa. Nopea vian paikantaminen johtaa asiakkaan näkökulmasta lyhempään aikaan ilman sähköä.

Tien varteen siirron luotettavuutta parantavaa vaikutusta voidaan edelleen tehostaa johtojen oikeanlaisella sijoittamisella tuulensuuntaan nähden. Kuvassa 7.1 on esitetty tuulen vuotuiset suhteelliset osuudet eri suunnista Rovaniemen, Sodankylän ja Kittilän alueelta.



Kuva 7.1: Tuulen vuotuiset suhteelliset osuudet eri suunnista Rovaniemen, Sodankylän ja Kittilän alueilla. (Tuuliatlas 2011)

Kuvasta 7.1 huomataan, että Rovaniemen ja Kittilän osalta tuulen suunta on melkein puolet ajasta etelän ja lännen välillä, jolloin johdot kannattaa sijoittaa joko tien itä- tai pohjoispuolelle riippuen tien suunnasta. Sodankylän alueella tuulensuunnassa on enemmän hajontaa verrattuna muihin verkkoalueen kuntiin, mutta myös kyseisen kunnan kohdalla päästään luotettavuuden kannalta parhaaseen ratkaisuun johtojen rakentamisella tien pohjois- tai itäpuolelle, jolloin johdot ovat vähemmän alttiina puiden kaatumiselle.

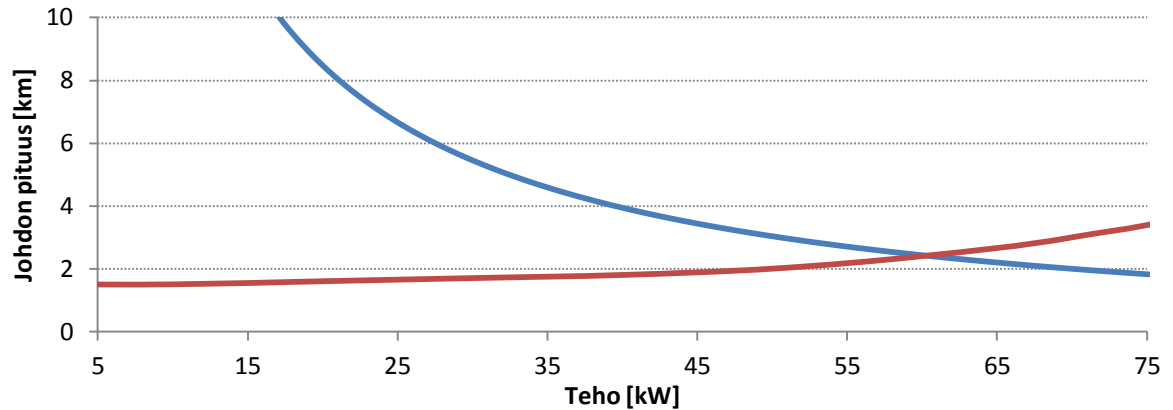
### 7.2.2 Pienitehoisten haarajohtojen korvaaminen 1 kV tekniikalla

KJ-verkossa tapahtuu noin 90 % vioista, jotka aiheuttavat asiakkaalle keskeytyksen. KJ-verkon korkea vikataajuus sekä pienjänniterajan nostaminen 1 kV on lisännyt verkkoyhtiöiden kiinnostusta hyödyntää koko pienjännitealue sähköjakelussa. 1 kV

tekniikkaa käyttämällä vikojen määrä ja vaikutusalue pienenee, sillä jokainen 1 kV toteutettu johtohaara muodostaa oman suojausalueensa.

Verrattuna perinteiseen 0,4 kV pienjännitteeseen, saadaan 1 kV käyttämällä siirrettyä 2,5-kertainen teho 2,5 kertaa kauemmas käyttämällä samaa johtorakennetta. Tämä johtaa lyhempään KJ-verkon pituuteen, kun avoilmajohtoa voidaan korvata huomattavasti käyttövarmemmalla päällystetyllä AMKA-riippukierrehdoilla. Järjestelmä myös vähentää johdon muiden asiakkaiden kokemien vikojen lukumäärää, sillä jokainen 1 kV PJ-johtolähtö sisältää oman johdonsuojakatkaisijan, jolloin yhden katkaisijan takana oleva verkkopituus lyhenee. Lisäksi katkaisijakaapin relesuojaus poistaa sulakesuojauksen varsin yleisen ongelman, jossa vikavirran suuruus jää pitkän johtopituuden tai johdon pienen poikkipinnan takia niin pieneksi, ettei sulake pala vaaditussa ajassa. Johtuen KJ-verkon lyhenemisestä sekä lisääntyvien katkaisijoiden vaikutuksesta, johtolähdön asiakkaiden vuotuinen vikamäärä voi laskea merkittävästi.

1 kV järjestelmä sopii erityisen hyvin pienitehoisten haarajohtojen saneeraukseen maaseudulla, sillä nykyisellä sähkönsiirron hinnoittelulla pienellä kulutuksella kalliin KJ-verkon uusiminen on verkkoyhtiön kannalta ongelma. 1 kV järjestelmään siirtymistä tulee kuitenkin tarkastella yhtiötasolla johtolähtökohtaisesti, koska haarajohdon korvaaminen 1 kV tekniikalla edellyttää muun muassa lisämuuntajien sekä erillisen suojauslaitteiston hankintaa. Lisämuuntaja sekä siirtyminen alempaan jännitteeseen kasvattavat myös verkon häviöitä, joten lisämuuntajan hankinta, kasvavat häviökustannukset sekä jännitteenalenuma sanelevat 1 kV järjestelmän teknistaloudellisen käyttöalueen. Lisäksi 1 kV korvattavia johto-osuuksia tulisi olla riittävän paljon, etteivät varastointikustannukset ja henkilökunnan kouluttaminen söisi mahdollisesti saavutettavia säästöjä. Kuvassa 7.2 on laskettu 1 kV teknistaloudellinen käyttöalue perustuen komponenttien todellisiin hintoihin (SLO 2011).



Kuva 7.2. 1 kV järjestelmän teknistaloudellinen käyttöalue johtolähdön pituuden ja siirrettävän tehon funktiona, kun vertailtavana johtimina AMKA 70 ja Raven.

1 kV järjestelmä tulee teknistaloudellisesti halvemmaksi, mikäli haaraajohto sijoittuu pituuden ja tehon suhteen kuvassa esitettyjen rajojen väliin. Kuvasta huomataan, ettei järjestelmä ole alle kahden kilometrin siirtoetäisyydellä koskaan kannattava, kun vertailu johtimina ovat AMKA 70 ja Raven, johtuen lisämuuntajan ja katkaisijakaapin hankintakustannuksista. Kuvassa näkyvä yläraja määrää 1 kV järjestelmän maksimi siirtoetäisyyden, viivan ylittäminen tarkoittaa, että johdossa ja muuntajassa tapahtuva jännitteenalenema ylittää sallitun raja-arvon. Kuvassa näkyvä alaraja määrittää minimi johtopituuden, jotta järjestelmä tulee taloudellisesti kannattavaksi rakentaa. Laskennassa käytettiin todellisia komponenttien hintoja ja sähköisiä parametreja, yhtiökohtaisia ylläpitokustannuksia sekä häviökustannusten hintaa 50 vuoden pitoajalla.

### 7.2.3 Verkstoautomaatiikan lisääminen

Maastoon sijoitettavilla kauko-ohjattavilla pylväskatkasijoilla pienennetään vikojen määrää ja kokonaiskestoja sähkönkäyttäjän näkökulmasta, sillä katkaisijan takana verkossa tapahtuvat viat eivät näy katkaisijan eteen jääville asiakkaille. Verkon absoluuttiseen vikamäärään katkaisijat eivät vaikuta, mutta verkon suojausalueiden lisääntymisen myötä vikojen vaikutusalue pienenee. Maastokatkaisijan optimaalisinta paikkaa laskettaessa on huomioitava lähdön vikataajuus, katkaisijan eteen ja taakse jäävä verkkopituus sekä asiakasmäärä ja asiakkaiden vuosienenergiat. Laskennallisesti paras paikka katkaisijalle on pitkällä johtolähdöllä, jonka kuormituksen painopiste sijoittuu lähdön alkupäähän tai

toimitusvarmuuskriteeristön näkökulmasta taajama- ja maaseutuasiakkaiden väliselle johtosuudelle.

Kauko-ohjattavia erottimia lisäämällä voidaan varsin tehokkaasti vaikuttaa asiakkaiden kokemien vikojen kestoihin. Kauko-ohjattavien erottimien lisäämisen myötä, voidaan laajoja verkkokokonaisuuksia jakaa vian aikana pienempiin verkko-osuuksiin, jolloin koko vian kesto näkyy pienemmälle osalla johtolähdön asiakkaista ja erottimilla erotetut terveiden verkon osien asiakkaat kokevat ainoastaan kytkentäajan pituisen keskeytyksen. Kauko-ohjattavien erottimien käyttö parantaa myös vian paikantamista tapauksissa joissa KTJ ilmoittaa vikatilanteessa useamman mahdollisen vikapaikan johtuen samasta impedanssista johdon eri osuuksilla. Tällöin kauko-ohjattavia erottimia käyttäen erotetaan verkon osia johtolähdöstä ja tämän jälkeen koitetaan pysyvä johtolähtö jännitteisenä. Kauko-ohjattavia erottimia tulee pohtia etenkin paikkoihin, joissa sijaitsee sähkötoimituksen kannalta kriittisiä kohteita, kuten terveydenhoitopalveluita tai suurmaataloutta.

### **7.3 Esimerkkialueille tehtävät analyysit**

#### *7.3.1 Case 1: Kittilä –Meltaus*

Kittilän sähköaseman Meltauksen johtolähtö poikkeaa rakenteeltaan suurimmasta osasta muista tarkasteltavan verkkoalueen johtolähdöistä. Lähtö koostuu pääosin maaseutuasiakkaista, mutta sisältää myös noin 20 km päässä asemasta sijaitsevan Kaukosen taajaman, joka tekee toimitusvarmuuskriteeristön edellyttämän sähkönlaadun toimittamisen taajama-alueen asiakkaille haasteelliseksi. Kolmella kriteeristön mukaisella tarkastelujaksolla, johtolähdön kaikki taajamamuuntajat olisivat olleet oikeutettuja korvauksiin jokaisella jaksolla, joko keskeytysaikojen ylittymisen tai jälleenkytkentöjen määrän takia. Järjestettäessä kaikki verkkoalueen johtolähdöt suuruusjärjestykseen sekä keskimääräisen vuotuisen KJ-vikojen, että CED-arvojen perusteella, löytyy johtolähtö molempien listojen kärkipäästä.



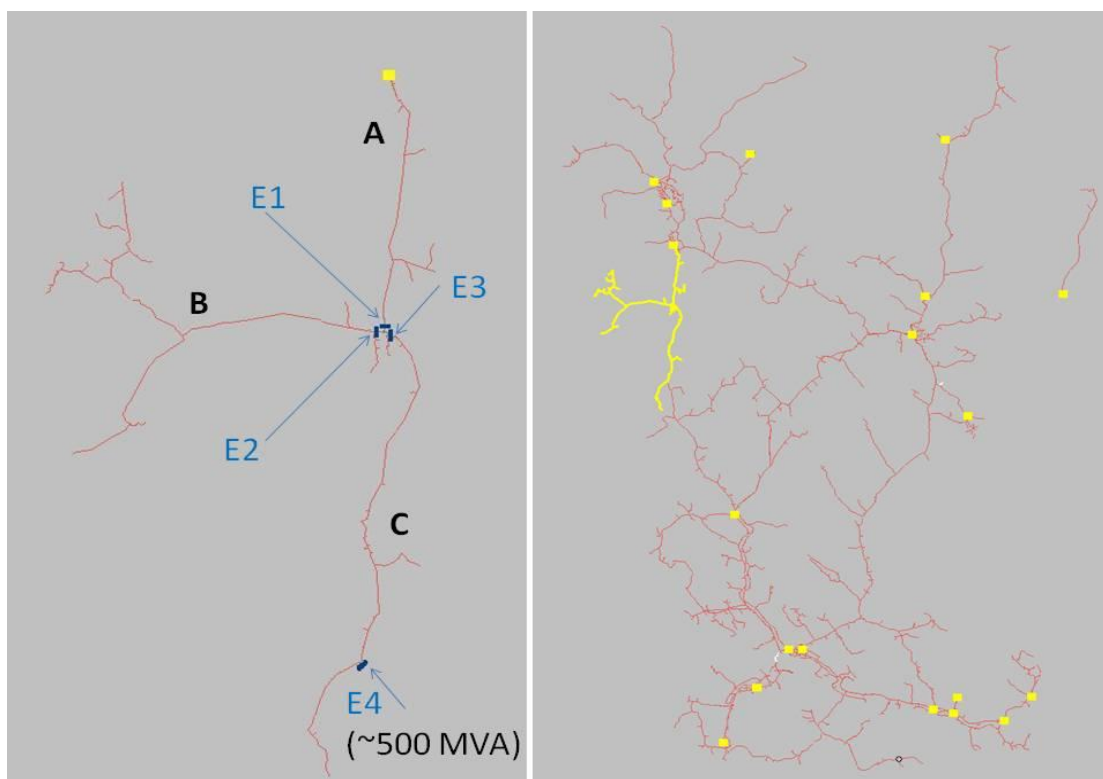
Kaikissa tämän tutkimuksen saneerausesimerkeissä KAH-arvon laskentaa yksinkertaistettiin jälleenkytkentöjen osalta käyttämällä pika- (0,55 €/kpl) ja aikajälleenkytkennöille (1,1 €/kpl) yhteistä haitta-arvoa 0,75 €/kpl

Keskeisimpiä tietoja johtolähdöstä vuonna 2010 on listattu taulukkoon 7.2.

Taulukko 7.2. Meltauksen johtolähdöin keskeisimmät tunnusluvut vuodelta 2010.

	<b>Taajama</b>	<b>Maaseutu</b>
<b>Asiakkaat [kpl]</b>	214	712
<b>Muuntamot [kpl]</b>	16	98
<b>Energia [MWh]</b>	2990	8247
<b>Pituus [km]</b>		142,1
<b>Huipputeho [kVA]</b>		3032
<b>Keskiteho [kVA]</b>		1389
<b>Suurin jännitteenalenema [%]</b>		8,5
<b>SAIDI [h/asiakas,a]</b>		5,1
<b>MAIFI [kpl/asiakas,a]</b>		21
<b>Vikataajuus [kpl/km,a]</b>		0,03
<b>CED-arvo<sub>2006-2010</sub> [k€/a]</b>		14,9
<b>KAH-arvo<sub>2006-2010</sub> [k€/a]</b>		107,3
<b>Häviöenergiakustannukset [k€/a]</b>		14,7

Johtolähtö jaettiin kuvan 7.3 mukaisesti kolmeen erotinvyöhykkeeseen (A-C), kauko-ohjattavien erottimien perusteella ja laskettiin jokaiselle vyöhykkeelle vuotuinen keskimääräinen sähkötön aika olettaen, että viat ovat jakautuneet tasaisesti koko lähdön matkalle. Laskennan tulokset on esitetty taulukossa 7.3.



Kuva 7.3. Kittilän sähköaseman johtolähtö jaoteltuna kolmeen erotinvyöhykkeeseen. Johdon kauko-ohjattavia erottimia on kuvattu sinisillä viivoilla.

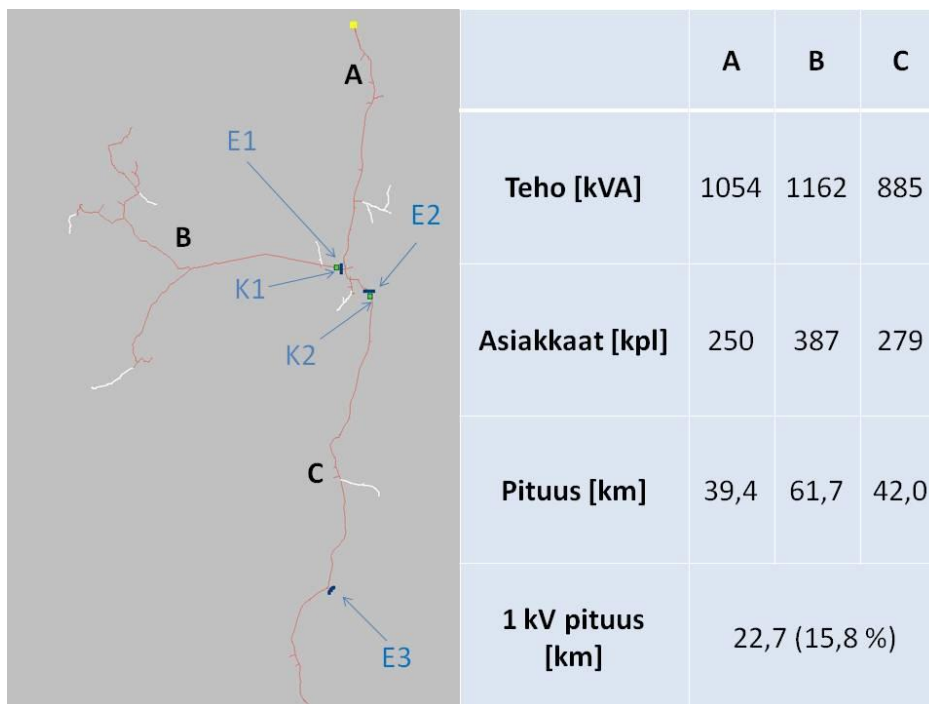
Taulukko 7.3. Meltauksen johtolähdön luotettavuuslaskennan tuloksia.

	A	B	C
<b>Teho [kVA]</b>	158	1769	1489
<b>Asiakkaat [kpl]</b>	38	477	401
<b>Pituus [km]</b>	28,2	64,7	49,2
<b>SAIDI [h/asiakas,a]</b>	2,29	5,62	4,82
<b>MAIFI [kpl/asiakas,a]</b>	21	21	21

Taulukon 7.3 perusteella voidaan todeta, että johtolähdön alkupään asiakkaat kärsivät huomattavasti lyhemmästä vuotuisesta keskeytysajasta verrattuna johdon muihin osiin. Kaukosen taajama jää kuitenkin kauko-ohjattavan erottimen E1 eteläpuolelle ja taajaman asiakkaat jakautuvat varsin tasaisesti johdon B ja C osan kesken. Erotin E1 on nykyisellään varsin höydytön, sillä suuren jännitteenaleneman takia erottimen E4 kautta ei saada syötettyä varatehoa etelästä erottimen E3 läpi Kaukosen taajaman asiakkaille. Pelkästään siirtämällä erotinta E2 ja E3 siten, että Kaukosen taajama kuuluu kokonaan erotinvyöhykkeeseen A, tilanne paranee toimitusvarmuuskriteeristön kannalta huomattavasti.

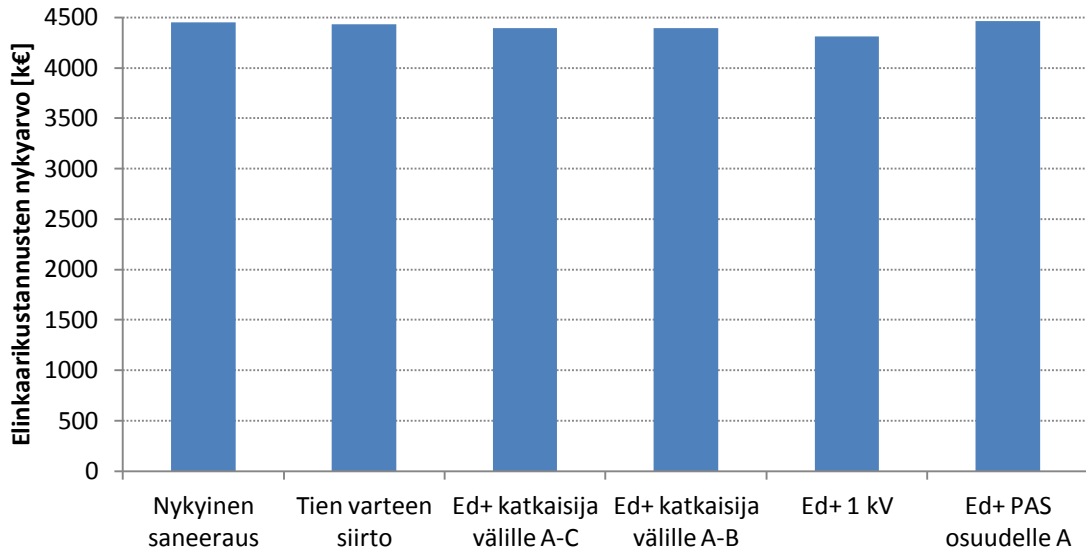
Kauko-ohjattavien erottimien siirtämisen lisäksi johtolähdön kehittämisehdotuksina tarkastellaan johdon tienvarteen siirtoa, maastokatkaisijoiden lisäämistä, pienitehoisten haarajohtojen saneerausta 1 kV tekniikalla sekä johtolähdön A osuuden saneerausta PAS-johtimella. Kehittämistarkastelut on tehty siten, että uusi kehittämissuunnitelma on lisätty aina edellisen vaihtoehdon päälle. Tämä tarkoittaa sitä, että viimeiseen suunnitelmaan sisältyy kaikki edeltävät kehitystoimenpiteet. Kehitysvaihtoehtojen investointijärjestyksen tavoitteena on ikääntyneen pylväsmassan vaihtuminen verkkoalueella. Lisäksi kehittämisehdotuksia verrataan johdon saneeraamisella sellaisenaan nykyiselle paikalle. Kehittämissuunnitelmien vaikutusta CED-korvauksiin arvioidaan laskemalla toimenpiteiden suhteellinen vaikutus johto-osuuksien vuotuisiin keskeytysaikoihin sekä jälleenyhteyksien lukumäärän ja kertomalla tällä suhdeluvulla muuntopiirikohtaisia vuosittaisia keskeytystietoja vuosilta 2006–2010.

Kuvassa 7.4 on esitetty kaikki kehitystoimenpiteet kerrostettuna päällekkäin.



Kuva 7.4. Eri kehitysvaihtoehdot kerrostettuna. Kauko-ohjattavia erottimia on kuvattu sinisillä viivoilla, maastokatkaisijoita vihreillä neliöillä, ja teknistaloudellisesti kannattavia 1 kV haarajohtoja valkoisella värityksellä.

Siirrettäessä johtolähtö kulkemaan pääasiallisesti tien varteen, kasvaa sen kokonaispituus noin 900 m verrattuna nykyiseen johtorakenteeseen, joka kulkee lähes täysin metsässä. Kuvassa 7.5 on esitetty eri kehitysvaihtoehtojen elinkaarikustannusten (LC-kustannus) nykyarvot. LC-kustannukset sisältävät, investointi-, ylläpito-, häviö- ja CED-kustannukset.

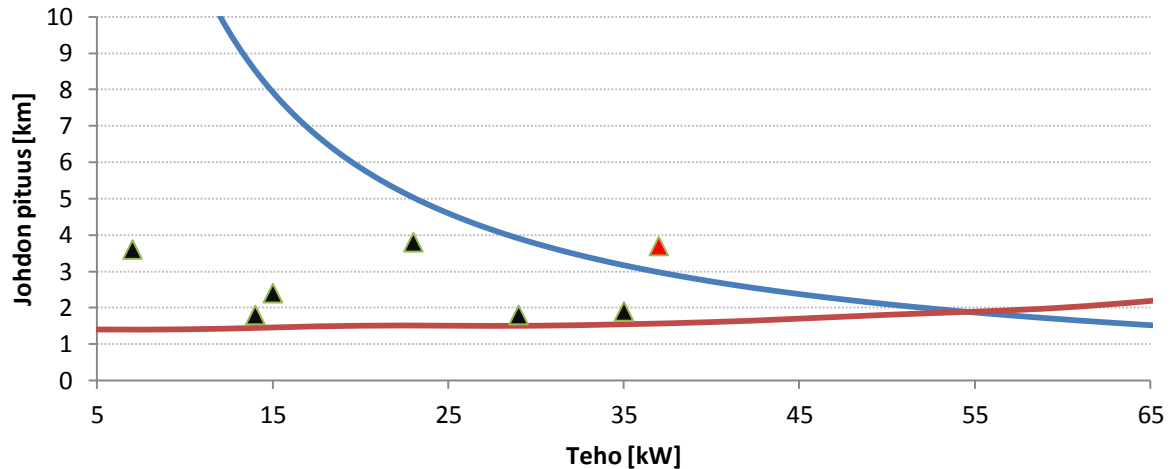


Kuva 7.5. Meltauksen johtolähdön kehittämismuutosten LC-kustannukset 50 vuoden pitoajalla sisältäen investointi-, ylläpito-, häviö- ja CED-kustannukset.

Kuvasta nähdään, että kaikkien tarkasteltujen kehittämismuutosten LC-kustannusten nykyarvot vaihtelevat 4,3–4,5 M€ välillä. On lisäksi huomioitava, että investointijärjestys on valittu pylväiden saneeraustarpeen takia. Toisin sanoen kaikkia vaihtoehtoja ei käsitellä toisistaan irrallisena, vaan ne ovat sidottu toisiinsa lisäämällä uusi kehittämistoimenpide edellisen päälle. Laskennassa oletettiin, että myös nykyisen saneerauksen yhteydessä haarajohtoina käytettäisiin Sparrowin sijasta Ravenia, sillä ensiksi mainittua johdinlajia ei enää asenneta Rovakairan verkkoon. Maastokatkaisijan lisääminen A ja C osuuden väliin on helposti perusteltavissa CED-arvojen pienentymisen perusteella. Mikäli KAH-arvon pienentyminen jätetään huomioimatta, toisen katkaisijan lisääminen A ja B osuuden väliin ei muuta merkittävästi investoinnin nykyarvoa edellisen kehittämismuutokseen verrattuna. PAS-johtimen käyttämistä ei sen sijaan voi perustella kyseisellä johtolähdöllä. Mikäli johto siirretään kuvan 7.4 mukaisesti kulkemaan tien viereen sekä lisätään maastokatkaisijat Kaukosen taajaman molemmin puolin, täyttää taajama-alue toimitusvarmuuskriteeristön

reunaehdon jälleenkytkentöjen osalta eikä PAS-johtimen käyttäminen vaikuta alentavasti vuosittaisiin CED-korvauksiin.

Kuvasta 7.5 voidaan huomata, että käytettäessä 1 kV tekniikkaa tien varteen siirron yhteydessä on se nykyarvoltaan kaikkein taloudellisin vaihtoehto. Tässä laskennassa oletettiin verkon saneerauksen yhteydessä myös 20/0,4 kV jakelumuuntajien olevan pitoajan lopussa, jolloin 1/0,4 kV jakelumuuntajien hankinta ei lisää yhtiön investointikustannuksia. Tienvarteen siirtämisen jälkeen johtolähdöltä löytyy seitsemän pienitehoista haarajohtoa, jotka ovat teknistaloudellisesti kannattavia rakentaa 1 kV tekniikalla. 1 kV siirtyminen näiden haarajohtojen osalta pienentäisi KJ-pituutta yli 15 %, joka johtaisi pienempien investointikustannusten lisäksi myös verkon luotettavuuden parantumiseen. Haarajohtojen sijoittuminen 1 kV teknistaloudelliselle käyttöalueelle on esitetty kuvassa 7.6.

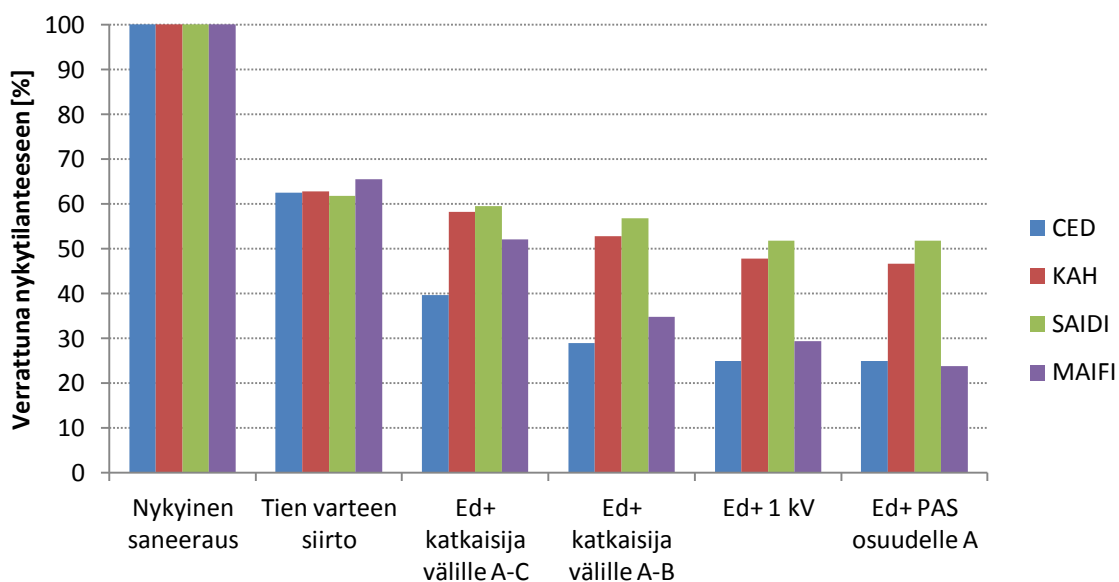


Kuva 7.6. 1000V teknistaloudellinen käyttöalue, kun vertailujohtimina on AMKA 50 ja Raven. Kuvassa on korostettuna punaisella haarajohto, jonka jännitteenalenema ei ylitä sallittua rajaa, kun PJ-johtimena käytetään suurempi poikkipintaisempaa AMKA 70 johdinta.

Yhtä lukuun ottamatta, kaikki 1 kV tekniikalla uusittavat haarajohdot on mahdollista rakentaa AMKA 50 riippukierrehoidolla. Johtimen valinta tulee kuitenkin miettiä joka haaran kohdalla erikseen sen perusteella, miten kuormituksen voidaan odottaa kehittyvän haarajohdon syöttämällä alueella. Liian pienen poikkipinnan valinta voi johtaa liian suureen jännitteenalenemaan kuormituksen kasvaessa ja ylirajoitus taas lisää johdon

investointikustannuksia. AMKAN lisäksi johtolähdölle tulee 7 kpl 20/1 kV lisämuuntajia ja 17 kpl 20/0,4 kV muuntajia vaihdetaan saneerauksen yhteydessä 1/0,4 kV muuntajiksi.

Kuvassa 7.7 on havainnollistettu erilaisten kehittämistoimenpiteiden vaikutukset verkon luotettavuutta kuvaaviin tunnuslukuihin. Kuvassa esitetyt SAIDI, MAIFI ja KAH kuvaavat ainoastaan johtolähdön keskimääräistä käyttövarmuutta ja luotettavuutta, mutta CED-arvot on laskettu muuntopiirikohtaisilla keskeytiedoilla.



Kuva 7.7. Eri kehittämisvaihtoehtojen vaikutukset verkon luotettavuutta kuvaaviin tunnuslukuihin.

Kuvan perusteella voidaan todeta, että tien varteen siirron vaikutukset ovat suuret kaikkiin kuvassa esitettyihin tunnuslukuihin. Todellisuudessa tien varteen siirron yhteydessä myös kauko-ohjattujen erottimien paikkaa muutettiin siten, että Kaukosen taajama vaihtui vyöhykkeeseen A, jolla on suuri vaikutus etenkin CED-arvon pienentymiseen. Kuvasta voidaan myös huomata, miten kehittämisvaihtoehdoista kallein, päällystetyn avojohdon käyttäminen, ei pienennä mitään tunnusluvuista merkittävästi.

Taulukossa 7.4 on yhteenveto johtolähdön keskeisimmistä tunnusluvuista, mikäli kehittämisvaihtoehdoista valitaan nykyarvoltaan taloudellisin vaihtoehto, eli tien varteen siirto, kaksi maastokatkaisijaa sekä 1 kV käyttäminen.

Taulukko 7.4. Meltauksen johtolähdön keskeisimmät tunnusluvut kehittämisen jälkeen.

<b>KJ-pituus [km]</b>	120,3
<b>SAIDI [h/asiakas,a]</b>	2,7
<b>MAIFI [kpl/asiakas,a]</b>	6
<b>CED-arvo [k€/a]</b>	3,7
<b>KAH-arvo [k€/a]</b>	51,2
<b>Häviökustannukset [k€/a]</b>	14,1

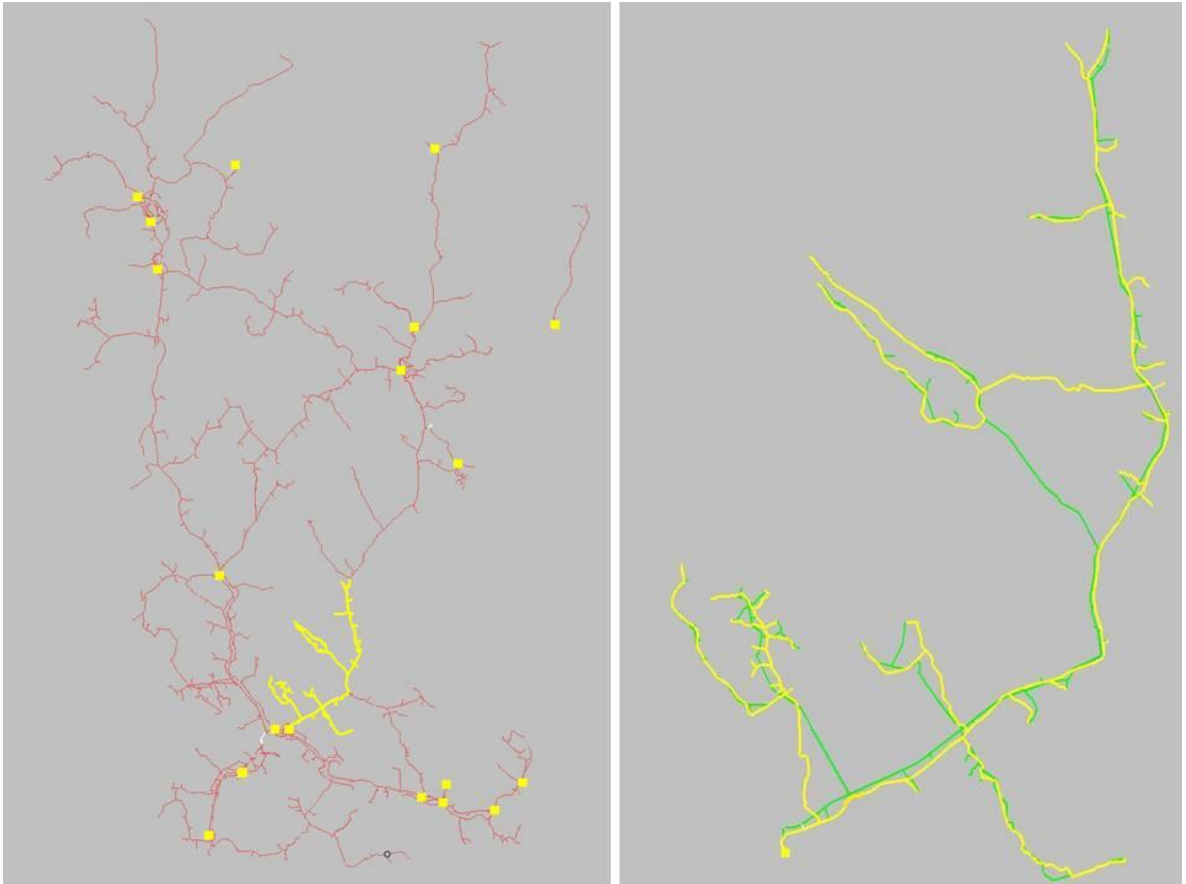
Kuten taulukosta huomaa, kehittämisellä on suuret vaikutukset johtolähdön luotettavuuden parantumiseen. 1 kV siirtyminen laskee KJ-verkon pituutta, mutta nostaa samalla verkon häviökustannuksia (noin 25 MWh/a) lisämuuntajissa tapahtuvien häviöiden ja alemmalla jännitetasolla siirretyn energian takia. Silti saneeratun johdon häviöt jäävät hieman pienemmiksi nykytilanteeseen verrattuna, johtuen suurempi poikkipintaisesta johtimesta joillakin johto-osuuksilla. Laskentaparametrien muutosten vaikutuksia kehittämisvaihtoehtoihin on tarkasteltu herkkyyksianalysissä kappaleessa 7.6.

### 7.3.2 Case 2: Nivavaara –Vikajärvi

Nivavaaran sähköaseman johtolähtö Vikajärvi on 180,6 km pituudellaan tarkasteltavan verkkoalueen toiseksi pisin johtolähtö. Noin kolmasosa lähdön pituudesta on runkojohtoa, joka on rakennettu pääosin Raven johtimella ja kaksi kolmasosaa haarajohtoja, jotka ovat Sparrowia. Kahta muuntopiiriä lukuun ottamatta, johtolähdön muuntajat kuuluvat maaseutuvyöhykkeeseen. Suuresta vuotuisesta kumulatiivisesta viankestosta johtuen lähes jokainen muuntopiireistä ylitti kolmen tarkastelujakson aikana toimitusvarmuuskriteeristön reunaehdon sallitusta 6 h keskeytysajasta. Pitkä vuotuinen keskeytysaika sekä korkea jälleenkytkentätaajuus johtavat siihen, että lähdön CED-arvo on kolmanneksi suurin (10,7 k€/a) tarkastellun verkkoalueen johtolähdöistä. Lisäksi lähdön KAH-arvo on korkeampi, kuin yhdenkään muun jakelualueen lähdön, muodostaen suuren osan koko Nivavaaran sähköaseman keskeytyskustannuksista.

Kuvassa 7.8. on havainnollistettu kuinka tien varteen siirtäminen vaikuttaa tyypillisesti johdon sijaintiin. Kuvan oikealla puolen on kuvattu vihreällä värityksellä johdon nykyistä

sijaintia pääosin metsässä ja keltaisella värityksellä johdon sijaintia tien varteen siirtämisen jälkeen.



Kuva 7.8. Tien varteen siirron vaikutus johdon sijaintiin. Vikajärven johtolähdön nykyinen sijainti kuvattuna vihreällä värityksellä ja tien varteen siirtämisen jälkeen keltaisella värityksellä.

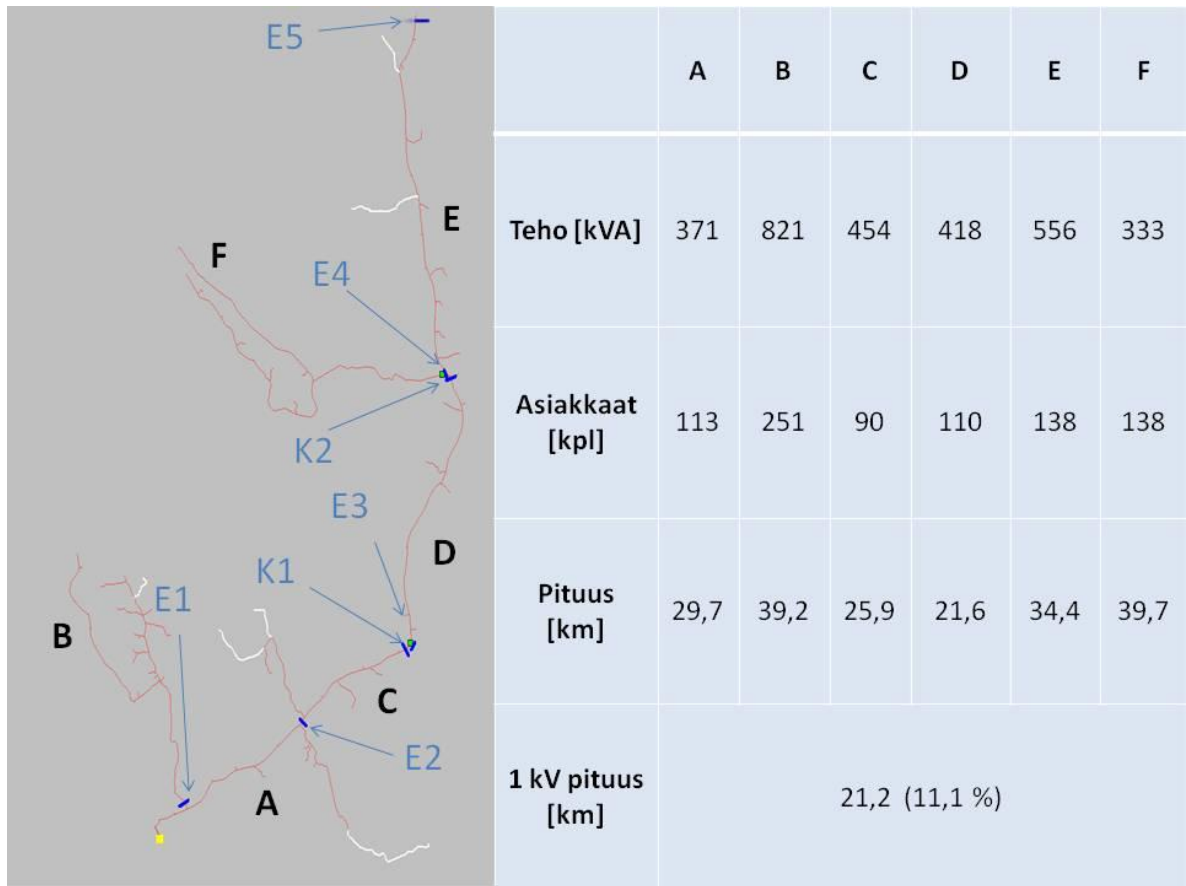
Tien varteen siirtämisen jälkeen johtolähdön kokonaispituus kasvaa 9,9 km (+5 %) verrattuna sen nykyiseen sijaintiin metsässä. Tien varteen siirron yhteydessä johtolähdön reilu 56 km pituinen runkojohto vaihdetaan Ravenista Al132:seen ja haarajohtot vaihdetaan Sparrowista Raveniin. Johtolähtö on tärkeä varayhteys pohjoiseen Sodankylän tai Luoston sähköaseman häiriötilanteessa, jolloin johtimen isompi poikkipinta mahdollistaa suuremman korvaustehon samalla jännitteenalenemalla.

Johdon korkeasta jälleenkytkentätaajuudesta johtuen, kaikki johdon asiakkaat olisivat olleet oikeutettuja korvauksiin, mikäli kriteeristö olisi ollut käytössä vuonna 2010. Nykyisellä



rakenteella johtolähtö voidaan korvata etelässä erottimen E2 ja pohjoisessa erottimen E5 avulla, jolloin huippukuormankin aikana ainoastaan vikaantuneen erotinvyöhykkeen asiakkaat ovat ilman sähköä koko vian keston.

Kuvassa 7.9 on esitetty johtolähdön eri kehitystoimenpiteet sekä uudet erotinvyöhykkeet kerrostettuna päällekkäin.

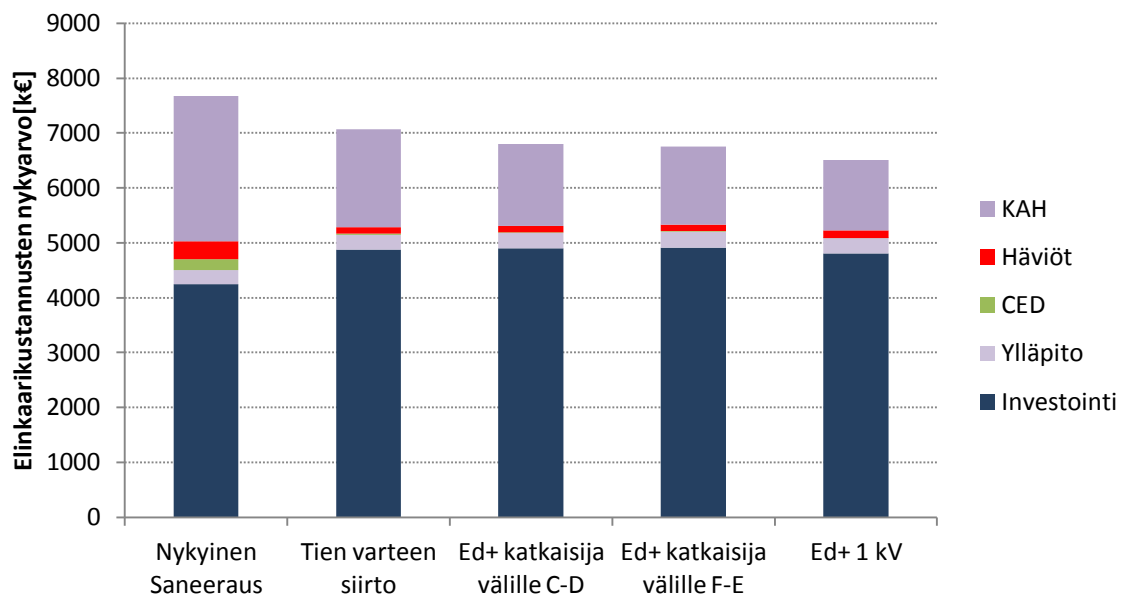


Kuva 7.9. Eri kehitysvaihtoehdot kerrostettuna. Kauko-ohjattavia erottimia on kuvattu sinisillä viivoilla, maastokatkaisijoita vihreillä neliöillä, ja teknistaloudellisesti kannattavia 1 kV haarajohtoja valkoisella värityksellä.

Johtopituuden kasvamisen lisäksi suurimmat muutokset johtolähdöllä ovat erottimen E2 siirtäminen johdon alkupäästä noin 20 km pohjoisemmaksi, sekä suojausvyöhykettä F syöttävän johdon siirtäminen noin 10 km pohjoisemmaksi tien laitaa. Muina kehitysvaihtoehtoina vertaillaan maastokatkaisijan sijoittamista C ja D osan väliin, jolloin C, D, E ja F osan keskeytykset eivät näy A, B ja C osan asiakkaille. Toinen tarkastelu

vaihtoehto maastokatkaisijalla on F osan alkupäähän, jolloin sillä osuudella tapahtuvat eivät näy D ja E osan asiakkaille. Johdon alkupään asiakkaille toisen maastokatkaisijan lisäämisellä ei ole vaikutusta, sillä kehityssuunnitelmat on kerrostettu toistensa päälle ja näin ollen alkupään asiakkaat kuuluvat edelleen katkaisijan K1 suojausalueeseen. Yhtenä kehitysvaihtona on pienitehoisten haarajohtojen saneeraus 1 kV-tekniikalla, jolloin KJ-verkon pituus pienenee yli 20 km.

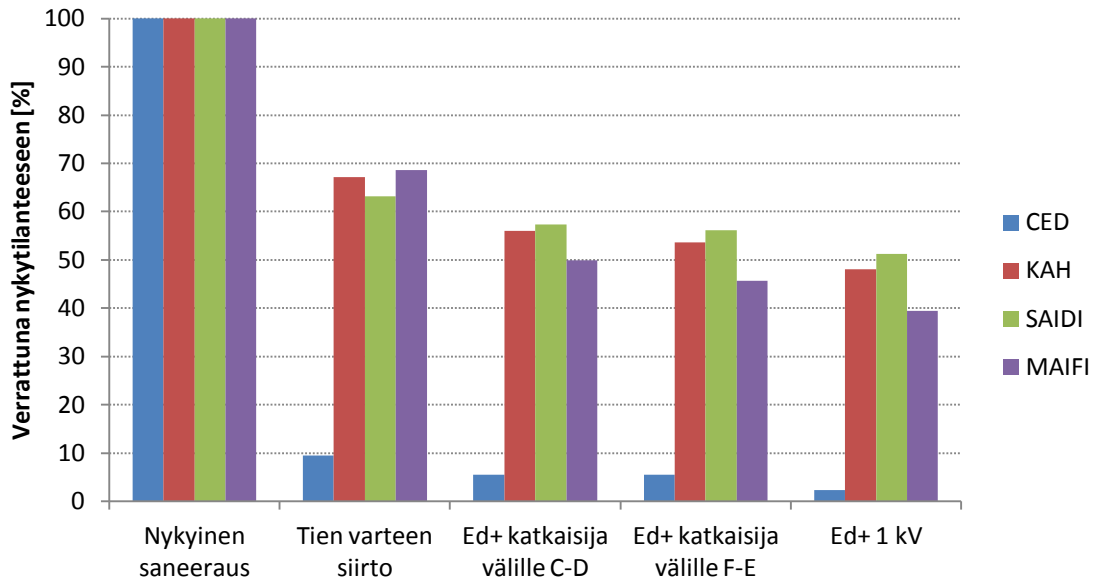
Kuvassa 7.10 on esitetty eri kehittämismuutosten LC-kustannusten nykyarvot.



Kuva 7.10. Vikajärven johtolähdön kehittämismuutosten LC-kustannusten nykyarvot 50 vuoden pitoajalla lajiteltuna investointi-, ylläpito-, häviö- ja KAH- ja CED-kustannuksiin.

Kuvasta voidaan huomata, että suuremmasta johtopituudesta ja poikkipinnasta johtuen kaikkien kehitysvaihtoehtojen LC-kustannusten nykyarvot ovat suurempia kuin johdon saneeraaminen sellaisenaan nykyiselle paikalle. Koska verkkoyhtiön tavoitteena on kuitenkin sähkön toimitusvarmuuden parantaminen, ei nykyisellä johtorakenteella saavuteta kriteeristön edellyttämiä reunaehtoja luotettavuuden suhteen.

Kuvassa 7.11 on havainnollistettu erilaisten kehittämistoimenpiteiden vaikutukset verkon luotettavuutta kuvaaviin tunnuslukuihin.



Kuva 7.11. Eri kehittämisvaihtoehtojen vaikutukset verkon luotettavuutta kuvaaviin tunnuslukuihin.

Kuvasta nähdään, kuinka perinteisten järjestelmän keskimääräistä luotettavuutta kuvaavien tunnuslukujen perusteella ei voi välttämättä vetää johtopäätöksiä investointien vaikutuksista toimitusvarmuuskriteeristön kannalta. Pelkästään tienvarteen siirto pienentää CED-korvausten määrän alle kymmenesosaan alkuperäisestä, kun vastaavasti muut tunnusluvut pienenevät saman kehitystoimenpiteen seurauksena noin 30 %. Tämä selittyy osin lähdön suurella maaseutuasiakkaiden määrällä, jolloin myös kriteeristön reunaehdot ovat taajama-asiakkaita löysemmät. Näin ollen jo varsin pienellä luotettavuuden parantumisella voi olla suuret vaikutukset arvon suuruuteen.

Lisäksi kuvasta voidaan huomata, ettei toisen katkaisijan lisääminen 40 km pitkän haarajohdon eteen paranna merkittävästi mitään luotettavuutta kuvaavista tunnusluvuista. Viimeisen saneerauksen jälkeen kriteeristön reunaehdon ylittävät ainoastaan lähdön taajama-asiakkaat. Ei ole kuitenkaan teknistaloudellisesti järkevää rakentaa verkkoa luotettavammaksi ja investoida esimerkiksi maastokatkaisijaan erottamaan taajama-asiakkaita maaseutuasiakkaista johtuen taajama-asiakkaiden pienestä lukumäärästä.

Tienvarteen siirtämisen jälkeen johtolähdöltä löytyy kuusi pienitehoista haarajohtoa, jotka ovat teknistaloudellisesti kannattavia rakentaa 1 kV tekniikalla. 1 kV siirtyminen näiden

haarajohtojen osalta pienentäisi KJ-johtopituutta noin 11 %. 1 kV tekniikalla korvattavat haarajohdot sekä niiden tuomat kokonaissäästöt 50 vuoden pitoajalla on esitetty taulukossa 7.5.

Taulukko 7.5. 1 kV tuomat kokonaissäästöt 50 vuoden pitoajalla.

Teho [kW]	Pituus [km]	Säästö 50a pitoajalla [k€]
17	1,6	1,7
22	3,8	19,3
3	2,3	7,9
2	6,5	43,3
5	4,7	28,1
14	2,3	7,6
<b>Σ</b>	<b>21,2</b>	<b>107,7</b>

1 kV tekniikan käyttäminen edellyttäisi johtolähdölle 6 kpl 20/1 kV lisämuuntajaa ja 7 kpl 20/0,4 kV muuntajan vaihtamista saneerauksen yhteydessä 1/0,4 kV muuntajiksi. Taulukosta huomataan, kuinka korvattavan johdon suurempi pituus yhdistettynä pieneen siirrettyyn tehoon kasvattaa järjestelmän tuomia säästöjä verrattuna perinteiseen KJ-tekniikkaan.

### 7.3.3 Case 3: Nivavaara –Teollisuusalue

Nivavaaran sähköaseman johtolähtö Teollisuusalueen vikataajuus on yli nelinkertainen verrattuna keskimääräiseen vikataajuuteen tarkastellulla verkkoalueella. Johto on tyypillinen taajamalähtö, lyhyt ja varsin suuressa kuormassa. Johtolähdöllä sijaitsee paljon teollisuutta, jolloin jo lyhyestäkin keskeytyksestä voi aiheutua asiakkaille suuri haitta esimerkiksi tuotantoprosessin pysähtyessä. Lähdön nykytilassa on merkille pantavaa, ettei jakorajoilla sijaitse ainuttakaan kauko-ohjattavaa erotinta. Näin ollen vikatilanteessa lähdön kaikki asiakkaat kokevat vähintään keskeytysajan joka asentajilta kuluu käsin vian erottamiseen.

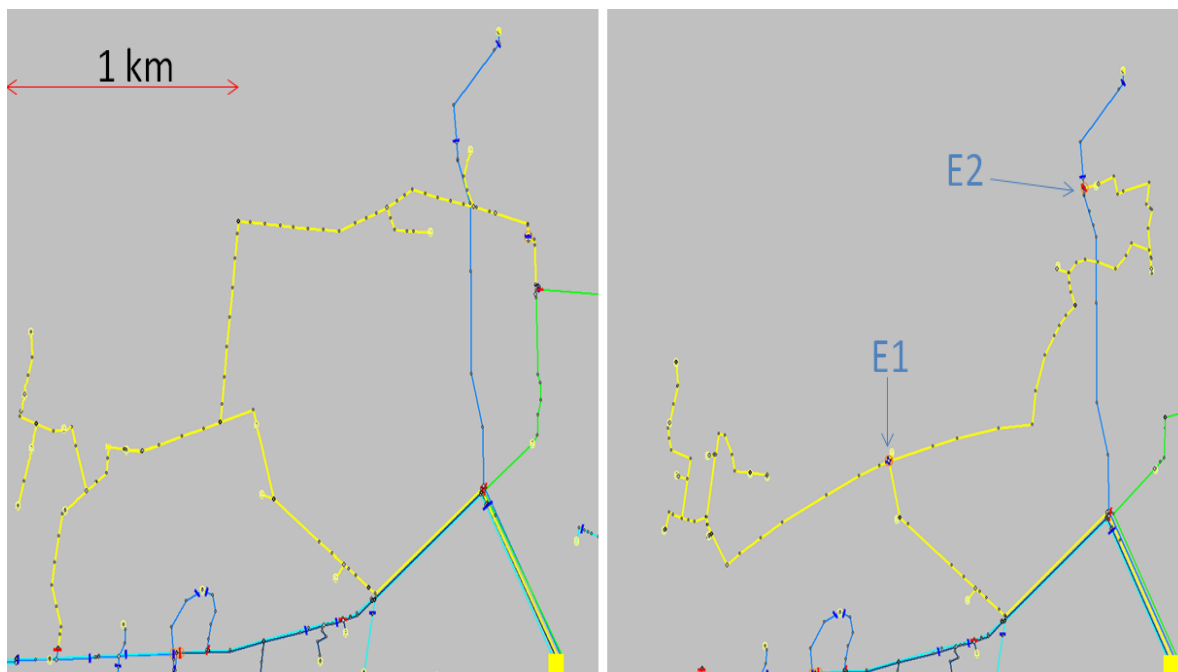
Tämän lisäksi johtolähtö on ollut viime vuosina usein ilkeivällän kohteena, kun avojohdolle heitetty esineet ovat aiheuttaneet oikosulkuja. Edellä mainituista syistä yhtenä

kehitysvaihtoehtona tarkastellaan lähdön täysmittaista kaapelointia. Kaapelointia voidaan perustella paitsi luotettavuuden parantumisella, niin myös maisemallisista syistä. Johtolähdön syöttämällä alueella sijaitsee suosittuja turistikohteita, jonka takia avojohtoverkko ja sen vaatima johtokatu ovat alueelle selkeä rasite. Kehitysvaihtoehtoina johtolähdöllä vertaillaan ilmajohtotekniikalla tien varteen siirtoa ja PAS-johtimen käyttöä. Myös kaapeloinnin suhteen vertailtavana on kaksi vaihtoehtoa. Lähdön rakentaminen säteittäisenä ilman varayhteyttä muihin johtolähtöihin ja vertailuvaihtoehtona on rengasverkkorakenne sisältäen varayhteyden Nivavaaran aseman muihin lähtöihin.

Luotettavuuslaskelmissa kaapeliverkkojen viankorjausaikana käytetään 20 h, johtuen vian tutkaamiseen kuluvasta ajasta, kaivuukaluston siirtämisestä paikalle sekä mahdollisen kaivuuluvan saamiseen kuluvasta ajasta. Tässä tutkimuksessa laskennallisena vikataajuutena kaapeliverkon keskeytyksille käytetään 0,01 vikaa/km,a. Todellisuudessa vikataajuus voi poiketa tästä huomattavasti ja olla joinakin vuosina jopa avojohtorakennetta suurempi. Esimerkiksi Rovaniemen keskustan sähkönsiirrosta vastaavan Rovaniemen Verkko Oy:n maakaapeliverkon vikataajuuden keskiarvo on ollut viimeisen kahden vuoden aikana moninkertainen verrattuna tässä tutkimuksessa käytettyyn laskennalliseen vikataajuuteen. (Torkkola 2011)

Johtolähdön muuntajien keskeytystietoja analysoitaessa huomattiin, että vuosittaisissa keskeytysajoissa oli suurta hajontaa ja lähes kaikilla muuntopiireillä oli useimmiten sama vuosittainen kumulatiivinen keskeytysaika. Tämä indikoi luultavammin siitä, ettei käsikäyttöisiä erottimia ole käytetty vian vaikutusalueen pienentämiseksi. Todellinen asiakkaan keskimääräinen vuotuinen sähkötön aika on ollut vuosina 2006–2010 noin 2,4 h. Vaikka luku on varsin lähellä CED-korvauksiin oikeuttavasta kolmen tunnin reunaehdosta, ainoastaan kaksi muuntopiiriä olisi ollut oikeutettuja korvaukseen yhdellä kriteeristön kolmesta tarkastelujaksosta.

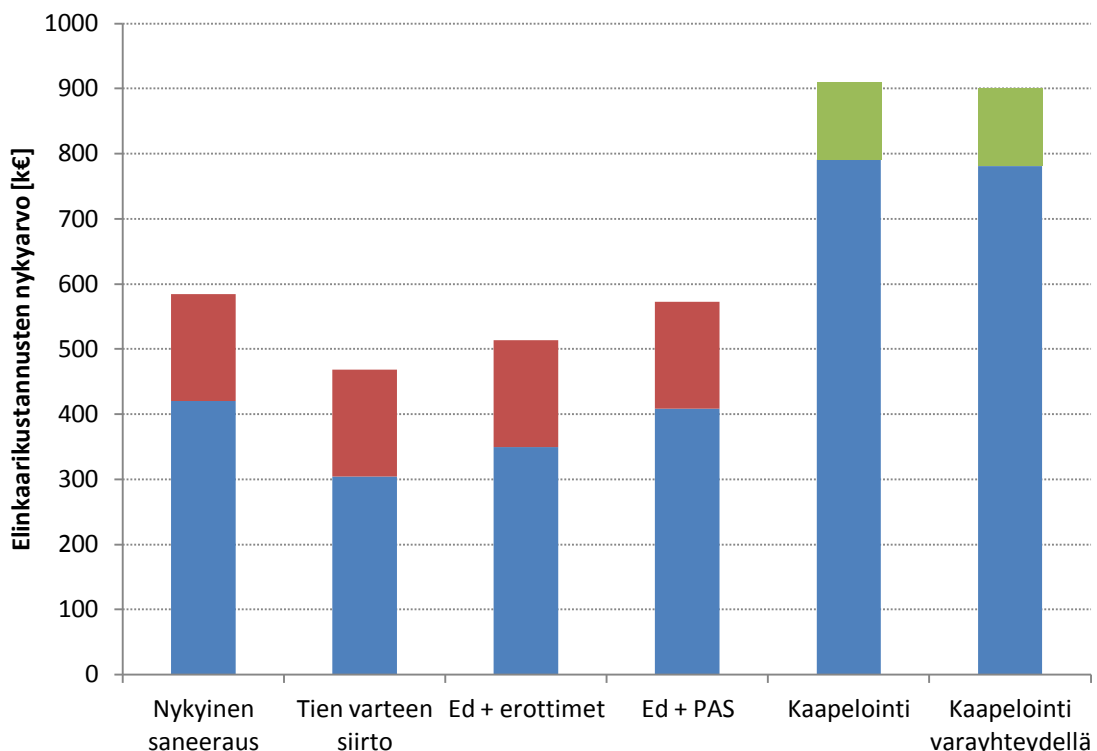
Kuvassa 7.12 on esitetty vasemmalla puolella johtolähdön nykyinen sijainti sekä oikealla puolella johtolähdön sijainti saneerauksen jälkeen.



Kuva 7.12. Vasemmalla puolen keltaisella kuvattuna Teollisuusalueen johtolähdön nykyinen sijainti sekä oikealla puolen sijainti johdon saneerauksen jälkeen. Lisäksi kuvaan on merkitty tarkastelupaikat kahdelle kauko-ohjattavalle erotinasemalle.

Nykyisellä rakenteella Teollisuusalueen johtolähtö sisältää varayhteydet käsinohjattavien erottimien kautta Vitikanaavan sähköaseman Paloasema johtolähtöön sekä Nivavaaran aseman Vikajärvi johtolähtöön. Kuvassa oikealla puolen esitetyn saneerauksen varayhteys sijaitsee lähdön pohjoispäässä olevan kauko-ohjattavan erottimen E2 kautta Nivavaaran aseman Lentokenttä johtolähtöön. Mikäli saneerauksen yhteydessä lisätään myös kolmen erottimen kauko-ohjattava erotinasema paikkaan E1, saadaan vikatilanteessa koko vian kesto rajattua ainoastaan noin kolmasosalle johdon pituudesta, jolloin asiakkaan näkökulmasta vuotuinen sähkötön aika lyhenee nykytilanteeseen verrattuna.

Kuvassa 7.13 on esitetty eri kehittämisvaihtoehtojen elinkaarikustannusten nykyarvot, sisältäen investointi-, ylläpito-, häviö- sekä CED-kustannukset. Edellisistä saneerausesimerkeistä poiketen, vuotuisena tehonkasvuprosenttina käytettiin 2 %/a, sillä alueen kuormituksen voidaan odottaa kasvavan tulevaisuudessa.



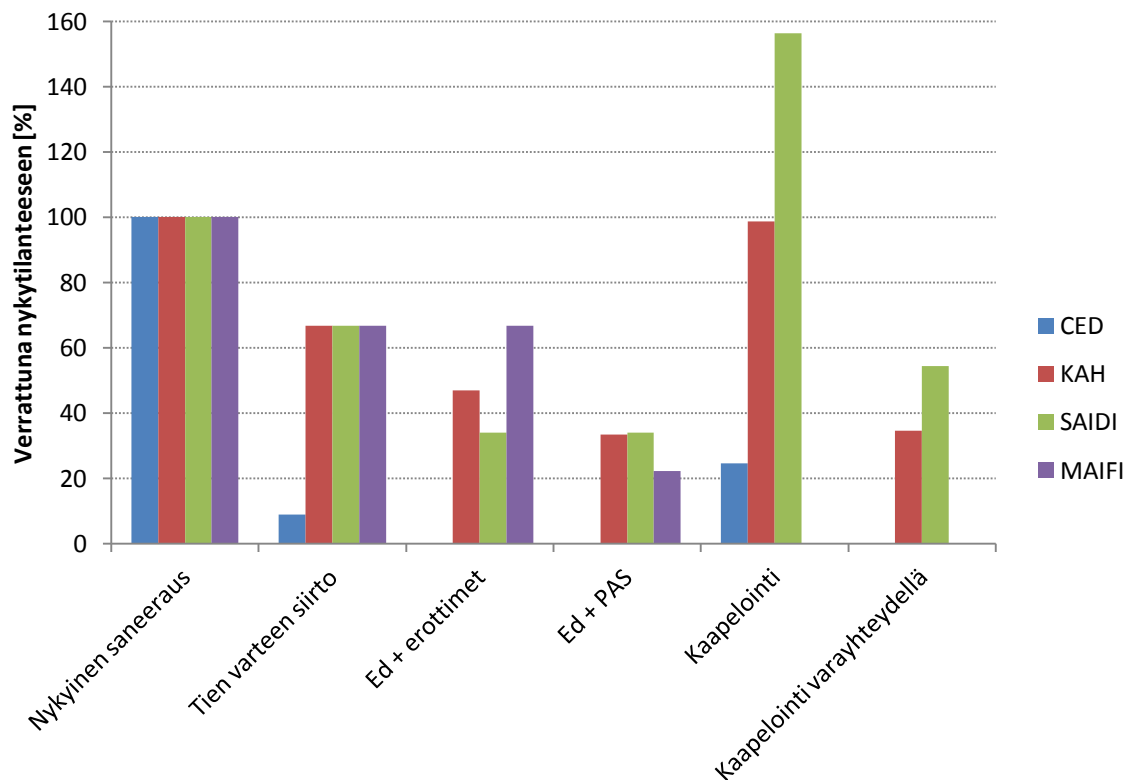
Kuva 7.13. Teollisuusalue johtolähdön kehittämisvaihtoehtojen nykyarvot 50 vuoden pitoajalla sisältäen investointi-, ylläpito-, häviö- ja CED-kustannukset. Neljän ensimmäisen vaihtoehtojen kohdalla sinisellä värityksellä on kuvattu investointien nykyarvoa, mikäli 20/0,4 kV muuntajia ei uusita saneerauksen yhteydessä ja punaisella värityksellä sisältäen myös muuntajien saneerauksen. Molemmat kaapelointivaihtoehdot sisältävät sekä puistomuuntamoiden että muuntajien kustannukset. Vihreällä värityksellä on kuvattu investoinnin nykyarvoa mikäli maakaapelin asennuskustannuksena käytetään EMV:n hintaa taajamaolosuhteille ja sinisellä värityksellä nykyarvoa 25 % kaivuukustannuksilla.

Kuvasta huomataan, että tien varteen siirto on nykyarvoltaan kaikkein edullisin vaihtoehto, vaikka lähdön pituus kasvaa 0,2 km nykyisin verrattuna. Tämä selittyy osin CED-kustannusten pienentymisellä, mutta myös pienemmän johdinpoikkipinnan käyttämisellä. Lähdön huipputehon ollessa 1,8 MVA, tulisi vuotuisen kuormituksen kasvun olla noin 3 %/a, että Pigeonia suuremman poikkipinnan käyttämistä voitaisiin perustella taloudellista syistä. Lähdöllä ei ole myöskään ongelmaa jännitteenaleneman suhteen, eikä se ole häiriötilanteessa varayhteytenä muille asemille tai johdoille, joten johdon ylimitoitusta ei voi perustella näiden reunaehtojes ylittymisellä.

Kuvan perusteella voidaan myös todeta, että mikäli ilmajohtosaneerauksissa uusitaan lisäksi 20/0,4 kV muuntajat ja maakaapelinkaivukustannuksissa päästään neljäsosaan

EMV:n kustannuksista, on kaapelointi enää kolmanneksen kalliimpi verrattuna johdon saneeraamiseen nykyiselle paikalle. Maakaapeloinnin yhteydessä johdin siirrettiin kulkemaan pääosin tienvarteen ja kaapelin haaroituksen oletetaan tapahtuvan aina lähimmässä puistomuuntamossa, jolloin tarvittavan maakaapelin pituus kasvaa hieman, mutta erillisiä RMU-yksiköitä ei tarvita. Kahden kaapelointivaihtoehdon eroina on, että jälkimmäinen vaihtoehto sisältää varayhteyden muuntamon 13264 kautta (E2) Lentokenttä johtolähtöön sekä kauko-ohjattavat kytkinlaitteet muuntamossa 13249 (E1).

Kuvassa 7.14 on havainnollistettu erilaisten kehittämistoimenpiteiden vaikutukset verkon luotettavuutta kuvaaviin tunnuslukuihin.



Kuva 7.14. Eri kehittämisvaihtoehtojen vaikutukset verkon luotettavuutta kuvaaviin tunnuslukuihin.

Kuvasta huomataan, kuinka vikataajuuden alentumisesta huolimatta kaapelointi ei välttämättä vaikuta alentavasti asiakkaiden kokemien vikojen kestoihin, mikäli varayhteyksiä ei ole käytettävissä. Koska johtolähdöllä on ongelmia etenkin



toimitusvarmuuskriteeristön jälleenkytkentöjen määrän suhteen, jotka osittain ovat seurausta ilkvallasta, ei johdon tien varteen siirto todennäköisesti vaikuta luotettavuutta kuvaaviin tunnuslukuihin yhtä voimakkaasti kuin kuvassa 7.14 on esitetty. Maakaapeliverkossa jälleenkytkentöjä ei esiinny ja viasta aiheutuu näin ollen aina pysyvä keskeytys lähden asiakkaille. On kuitenkin huomioitava, että ylivoimaisesti suurin syy kaapeliverkon vikaantumiselle on oikosulku jonkin ulkopuolisen toimijan (esim. rakennusyhtiöt) kaivamisen seurauksena. Tehostamalla eri organisaatioiden välistä yhteistyötä voi verkkoyhtiö vaikuttaa kaapeliverkossa esiintyviin vikoihin alentavasti. Lisäksi organisaatiota virittämällä (mm. alihankkijaverkkoa tehostamalla) voidaan myös alentaa tehokkaasti kaapeli- ja ilmajohtoverkon investointien välistä erotusta, tällä tavoin joissakin verkkoyhtiöissä on päästy murto-osaan EMV:n kaivukustannuksista.

#### **7.4 Case 4: Uuden sähköaseman vaikutukset Sodankylän alueella**

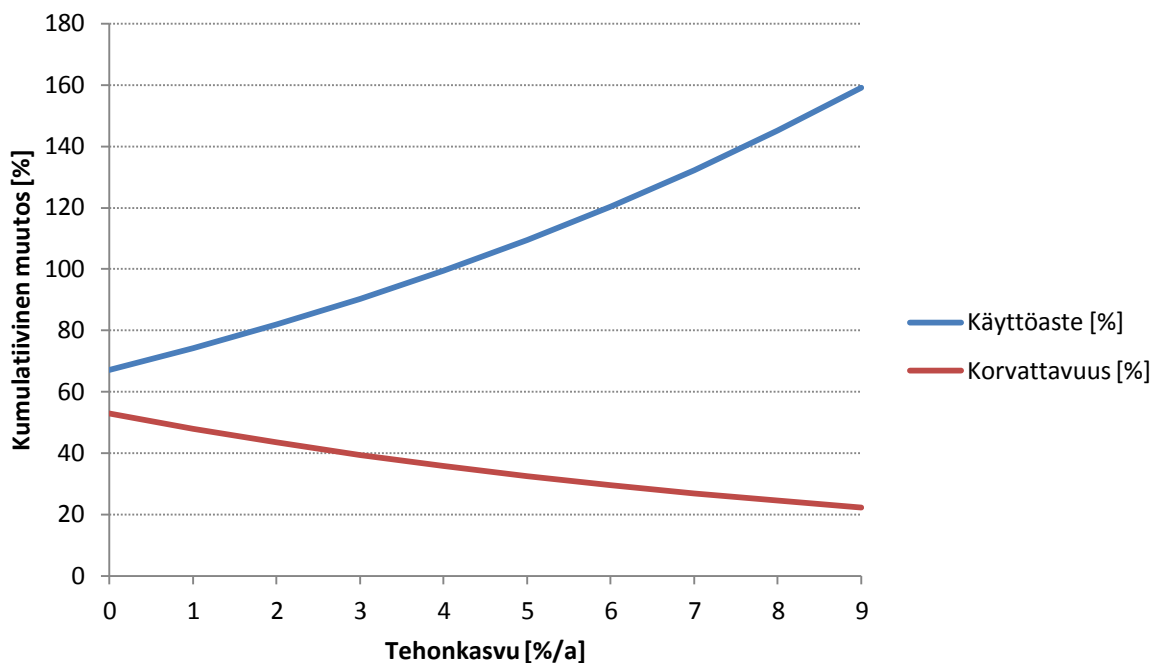
Sähköasema on kallein yksittäinen jakeluverkon komponentti ja huolellisesti suunniteltava mittava investointi. Uuden sähköaseman rakentaminen tulee kyseeseen silloin, kun uuden aseman mukanaan tuomat vuotuiset häviökustannussäästöt ylittävät investoinnille laskettavan annuiteetin. Sähköasemainvestointia voidaan perustella myös tilanteessa, jossa verkon jännitteenalenema on kasvanut liian suureksi tai alueen käyttövarmuuden ollessa huono. Tässä kappaleessa tutkitaan uuden sähköasemainvestoinnin kannattavuutta Sodankylän alueelle. Investoinnin kustannuksia verrataan vaihtoehtoisiiin käyttövarmuutta parantaviin toimenpiteisiin ja analysoidaan pystytäänkö niiden avulla lykkäämään kallista asemainvestointia myöhemmäksi. Lisäksi kappaleessa arvioidaan mahdollisen sähköasemavian vaikutuksia ja sen aiheuttamia kustannuksia, mikäli kehitystoimenpiteet jätetään suorittamatta. Kun asemavian aiheuttamat kustannukset on selvitetty, verkkoyhtiön on helpompi perustella investointien kannattavuutta tai vaihtoehtoisesti tietoista riskiä lykätä investointeja myöhemmäksi.

Nykytilassa Sodankylän alueen suurimpana ongelmana on häiriöreservin pienuus asemavian aikana. Aseman 21,5 MVA huippukuormasta saadaan korvattua kiskostovian

aikana noin puolet. Tämän lisäksi alueen kasvupotentiaali on merkittävä kahdesta kaivoshankkeesta johtuen. Kevitsan monimetallikaivos aloittaa toimintansa vuonna 2012 ja kaivostoiminnan arvioitu työllistämisaikutus on noin 30 vuotta (Kevitsa 2011). Kaivos liittyy suoraan kantaverkkoon, mutta tulee vaikuttamaan Sodankylään alueen kuormituksenkasvuun epäsuorasti, kun osa työntekijöistä asettunee kirkonkylän alueelle.

Kaivosyhtiö Anglo American julkisti marraskuussa 2011 Sodankylän kaivosvaltauksen koeporausten tulokset. Malmiesiintymä on kansainvälisestikin merkittävä löytö ja mahdollisen kaivostoiminnan aloituksen vaikutukset alueen väestön- sekä kuormituksenkasvuun tulisivat olemaan suuret (Talouselämä 2011). Jälkimmäisen kaivoksen arvioidaan aloittavan toimintansa aikaisintaan vuonna 2020. Yksi keskeisimmistä kysymyksistä on, pystytäänkö mahdollista asemainvestointia lykkäämään siihen saakka, kun päätös kaivoksen toiminnan aloittamisesta varmistuu ja sen vaikutuksesta alueen infrastruktuuriin saadaan tarkempaa tietoa. Näin pystyttäisiin minimoimaan alueen yli- ja alimitoitamisen riskiä.

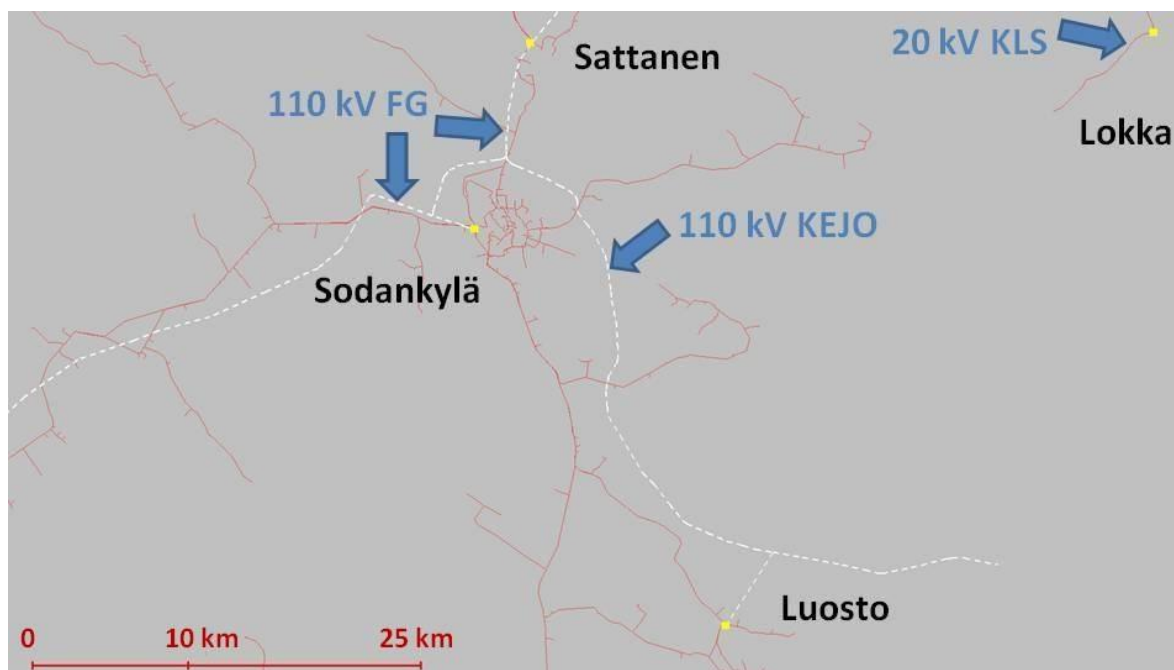
Alueen kuormituksenkasvu on haastavaa paitsi Sodankylän sähköaseman korvattavuuden myös päämuuntajakapasiteetin suhteen. Kuvassa 7.15 on esitetty päämuuntajakapasiteetin käyttöaste sekä korvaustehoprosentti kuormituksenkasvun funktiona 10 vuoden pitoajalla.



Kuva 7.15. Sodankylän sähköaseman päämuuntajien käyttöaste sekä aseman korvattavuus tehonkasvun funktiona 10 vuoden pitoajalla.

Kuvasta 7.15 huomataan, että 4 % vuotuista tehonkasvua voidaan pitää kriittisenä rajana. Mikäli kasvu on tätä nopeampaa, päämuuntajakapasiteetti ylittyy seuraavan 10 vuoden aikana ja aseman korvaustehoprosentti on enää reilun kolmanneksen huipputehosta. Kylmissä olosuhteissa päämuuntajia voidaan kuormittaa hetkellisesti jopa 30 % ylikuormassa, mutta tämä reserviteho kannattaa säästää Luoston ja Sattasen sähköaseman häiriötilanteita varten.

Kuvassa 7.16 on esitetty Sodankylän alueen sähköasemat sekä 110 kV ja 20 kV verkot.



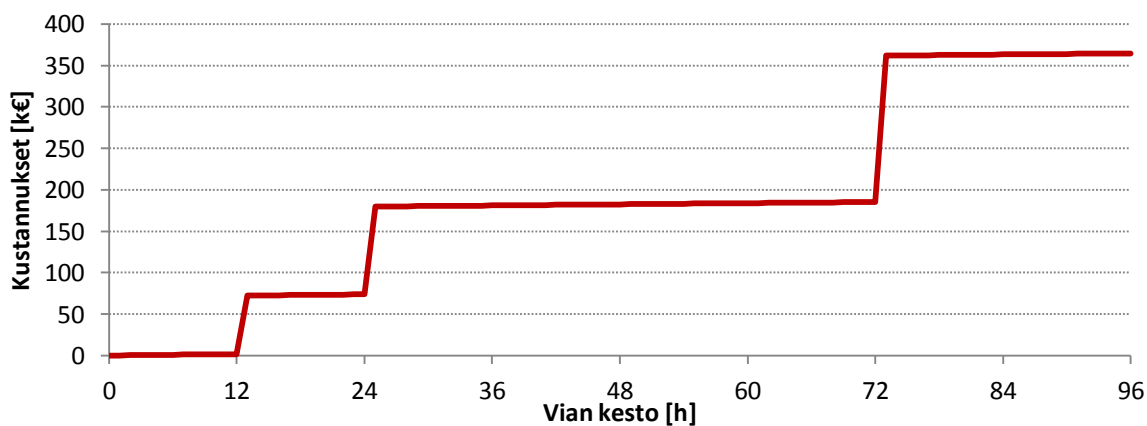
Kuva 7.16. Sodankylän alueen sähköasemat sekä 110 kV ja 20 kV verkot. Sähköasemia on kuvattu keltaisilla neliöillä, 110 kV verkkoa valkoisella ja 20 kV verkkoa punaisella värityksellä.

Kuvasta huomataan, että Sattasen asemaa lukuun ottamatta, asemien etäisyys Sodankylän asemasta on varsin suuri. Mikäli Luoston sekä Sattasen päämuuntajia ajettaisiin 30 % ylikuormassa, mahdollistaisi se noin 24 MVA reservitehon Sodankylän alueelle. Nykyisin tästä tehosta saadaan toimitettua Sodankylän aseman vikaantuessa noin 9 MVA. Tästä syystä yhtenä kehitysvaihtoehtona lasketaan johdinvahvistusten ja automatiikan kustannukset, jolla reservitehoa saataisiin syötettyä enemmän Sodankylän alueelle. Kuvassa 7.16 on esitetty myös länsipuolella sijaitseva Koillis-Lapin Sähkö Oy:n KJ-johtolähtö. Yhteyden käyttäminen Sodankylän toimitusvarmuuden parantamiseen voidaan todeta heti alkuun kannattamattomaksi. Yhteyden käyttöön ottaminen edellyttäisi 15 km KJ-johtoinvestointia sekä mittavan Kelujärven johtolähdön saneerauksen.

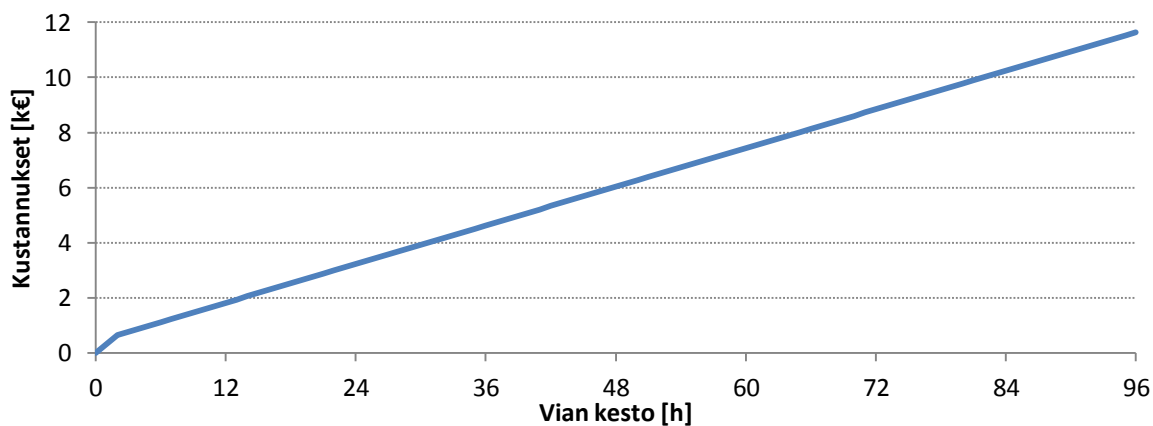
#### 7.4.1 Sodankylän asemavian aiheuttamat kustannukset

Kuvissa 7.17 ja 7.18 on esitetty Sodankylän sähköaseman kiskostovian aiheuttamat kustannukset huippukuorman aikana ajan funktiona. Laskennan lähtötietoina käytettiin Rovakairan siirtohinnoittelua, todellisia vuosienenergiaa sekä Fingridin taseselvityksen

mittaustiedoista laskettua aseman keskitehoa vuoden 2011 kylmimmille päiville. Koska asemavian aikana joudutaan käyttämään kappaleessa 4.5.2 esitettyä monimutkaista kytkentätilannetta, joka edellyttää käsikäyttöisten erottimien käyttöä, oletetaan aseman kaikkien asiakkaiden olevan ilman sähköä ensimmäiset kaksi tuntia, jonka jälkeen käytössä on yhtäjaksoisesti maksimikorvausteho. Kuvassa 7.17 on laskettu asemavian aiheuttamat kustannukset vakiokytkentätilanteessa ja kuvassa 7.18 kuormia vuorottelemalla, jolloin jokaisella aseman asiakkaalla oletetaan olevan sähkö käytettävissä vähintään kahden tunnin ajan 12 tunnin pituisten ajanjaksojen aikana.



Kuva 7.17. Sodankylän sähköaseman vikaantumisen aiheuttamat kustannukset maksimikorvausteholla vakiokytkentätilanteella ajan funktiona. Kustannukset eivät sisällä KAH-arvoa tai korjauskustannuksia.



Kuva 7.18. Sodankylän sähköaseman vikaantumisen aiheuttamat kustannukset maksimikorvausteholla kuormia vuorottelemalla, jolloin jokaisella aseman asiakkaalla oletetaan olevan sähkö käytössä vähintään kahden tunnin ajan 12 tunnin pituisten ajanjaksojen aikana. Kustannukset eivät sisällä KAH-arvoa tai korjauskustannuksia.

Kuvia 7.17 ja 7.18 vertailemalla huomataan, kuinka asemavian aiheuttamia kustannuksia voidaan minimoida sekä asiakkaan, että yhtiön näkökulmasta, kun verkkoyhtiö on varautunut mahdolliseen häiriötilanteeseen riittävän hyvin esimerkiksi henkilökuntaa kouluttamalla. Asemaviat ovat muita vikoja selkeästi pitkäkestoisempia, mutta vian voidaan olettaa kestävän pisimmillään muutaman vuorokauden, jolloin Sodankylän sähköasemavian kustannusten voidaan arvioida olevan pahimmillaan noin 200 k€.

#### *7.4.2 Kehitystoimenpiteiden vertailu*

Johdinvahvistusten aiheuttamia kustannuksia verrataan uuden kevytsähköaseman ja kevytrakenteisen 110 kV:n johdon rakentamiseen. Kevytrakenteisen 110 kV johdon rakentamisesta saatavat hyödyt selittyvät paitsi pienemmillä investointikustannuksilla myös kevytsähköaseman rakenteella. Kevytsähköasemien syöttöön voidaan käyttää pieni poikkipintaisia keveitä johtimia sekä kevyttä pylväsrakennetta. Johdot suojataan alkupäästään ylivirta- ja oikosulkusuojilla, jotka toimivat samalla kevytsähköaseman suurjännitepuolen suojauksena. Kevyen sähköaseman rakenne poikkeaa normaalista sähköasemasta merkittävästi. Kevyen sähköaseman kentästä on karsittu pois muun muassa jännitemuuntajat ja pääteporttaali, muuntajaperustus on toteutettu karsittuna ja lisäksi muu tilankäyttö on optimoitu äärimmilleen. (EMV 2011c)

Uuden sähköaseman sijaintina käytetään Sodankylän kirkonkylän pohjoispuolella olevaa aluetta, jolloin uusi asema tulisi noin kolmen kilometrin päähän nykyisestä asemasta. Asemainvestointia tälle alueelle voidaan perustella 110 kV johdon rakentamiskustannuksilla, kuormituksen painopisteellä sekä KEJOn liittymismaksulla, joka käytännössä sulkee pois mahdollisuuden liittyä yhtiön 110 kV verkkoon.

Taulukossa 7.6 on listattu kevytsähköasemainvestoinnin aiheuttamat kokonaiskustannukset.

Taulukko 7.6. Kevytrakenteisen sähköasemainvestoinnin kustannukset jaoteltuna komponenteittain.

	<b>Hinta [k€]</b>
<b>Kevytsähköasema (1 kpl)</b>	401,62
<b>Muuntaja 10 MVA (1 kpl)</b>	301,22
<b>Kevytrakenteinen 110 kV johto (2 km)</b>	140
<b>Maasulun kompensointilaitteisto (1 kpl)</b>	125,01
<b>Kuristin (1 kpl)</b>	46,67
<b>KJ-johdot (~10 km)</b>	289,5
<b>Σ</b>	1304

Kuten taulukosta 7.6 voidaan huomata, kevytsähköaseman ja muuntajan kustannukset ovat noin puolet asemainvestoinnin kokonaiskustannuksista. Uuden aseman rakentaminen edellyttää aina vahvoja KJ-yhteyksiä lähisähköasemiin, jolloin asemainvestoinnin yhteydessä joudutaan useimmiten vähintäänkin vahvistamaan nykyistä KJ-verkkorakennetta. Muista saneerausmerkeistä poiketen, asematarkastelussa alueen johtolähtöjen kuormia ei lähdetty jakamaan Sodankylän nykyisen ja uuden kevytsähköaseman välillä eikä sen vaikutuksia simuloitu VTJ:n avulla, vaan rakennettavien/vahvistettavien KJ-johtojen pituus arvioitiin uuden aseman sijainnin sekä johtolähtöjen perusteella. Diskonttaamalla asemainvestoinnin kustannukset 10 vuoden päähän ja laskemalla asemainvestoinnin ja saadun tuloksen erotus, saadaan selville investoinnin lykkäämisellä saavutettava säästö eli suurimmat kustannukset (500 k€), jolla alueen verkkoa kannattaa vahvistaa seuraavan 10 vuoden aikana Sodankylän sähköaseman korvattavuuden näkökulmasta.

Johdinvahvistuksen kustannukset määritettiin erikseen yhteyden vahvistamiselle etelästä (Luosto) ja pohjoisesta (Sattanen). Koska siirtokapasiteettia rajoittaa jännitteenalennema eikä johtimien terminen kuormitettavuus, yhtenä kehitysvaihtoehtona tarkasteltiin lähtöjen reilua ylikompensointia kondensaattorin avulla. Kompensointikondensaattoreita mitoittaessa on otettava huomioon, etteivät ne yhdessä verkon induktanssien aiheuta resonanssivaaraa tai resonanssitaajuus ole lähellä 50 Hz:n kerrannaistajuuksia. Lisäksi kondensaattorien nimellisteho on valittava siten, että ne eivät aiheuta liian suurta jännitteenmuutosta verkkoon ja verkosta pois kytkettäessä. (Lakervi 2008)

Taulukossa 7.7 on listattu eri kehitystoimenpiteiden investointikustannukset sekä vaikutukset Sodankylän sähköaseman korvattavuuteen

Taulukko 7.7 kehitystoimenpiteiden investointikustannukset sekä vaikutukset Sodankylän sähköaseman korvaustehoprosenttiin.

<b>Toimenpide</b>	<b>Kustannukset [k€]</b>	<b>Sodankylän korvaustehoprosentti [%]</b>
<b>Ei toimenpiteitä</b>	0 (asemavian riski 200 k€)	53 %
<b>Kevytsähköasema</b>	1304	100 %
<b>Yhteyden vahvistaminen etelä</b>	798	56 %
<b>Yhteyden vahvistaminen pohjoinen</b>	288	80 %
<b>Ylikompensointi</b>	38	74 %
<b>Yhteyden vahvistaminen pohjoinen + ylikompensointi</b>	326	85 %

Taulukosta 7.7 huomataan, ettei yhteyden vahvistaminen etelästä ole teknistaloudellisesti järkevää pitkästä siirtoetäisyydestä ja nykyisinkin varsin suuresta johdin poikkipinnasta johtuen. Kalliilla investoinnilla ei saavutettaisi kuin muutaman prosenttiyksikön parannus aseman korvattavuuteen. Yhteyden vahvistamista pohjoiseen sen sijaan täytyy harkita. Normaalisissa kytkentätilanteissa tehoa syötetään Vuotson lähdöllä Sodankylästä pohjoiseen ja johdon häntäpäähän suuri jännitteenalenema on ongelma. Yhteyden vahvistaminen pohjoisesta parantaisi lähdön asiakkaiden sähkönlaatua normaalitilanteessa ja vaikuttaisi Sodankylän korvaustehoon merkittävästi. Lisäksi pohjoisen yhteyden vahvistaminen vähentäisi KJ-verkon saneeraustarvetta mahdollisen kuormituksen kasvusta seuraavan asemainvestoinnin yhteydessä. Taulukon 7.7 vertailluista kehitysvaihtoehdoista ylikompensointi on selkeästi investointikustannuksiltaan edullisin vaihtoehto. Täytyy kuitenkin huomioida, että ylikompensointi on tarkastelluista kehitysvaihtoehdoista ainoa, joka ei paranna sähkönlaatua tai toimitusvarmuutta verkon normaalin käytön aikana. Toisena ääripäänä on uusi kevytsähköasema, jonka voidaan perustellusti olettaa parantavan asiakkaiden sähkönlaatua sekä toimitusvarmuutta myös normaalin käytön aikana jännitteenaleneman pienentymisen ja yhden katkaisijan takana olevan verkkopituuden lyhentyessä.

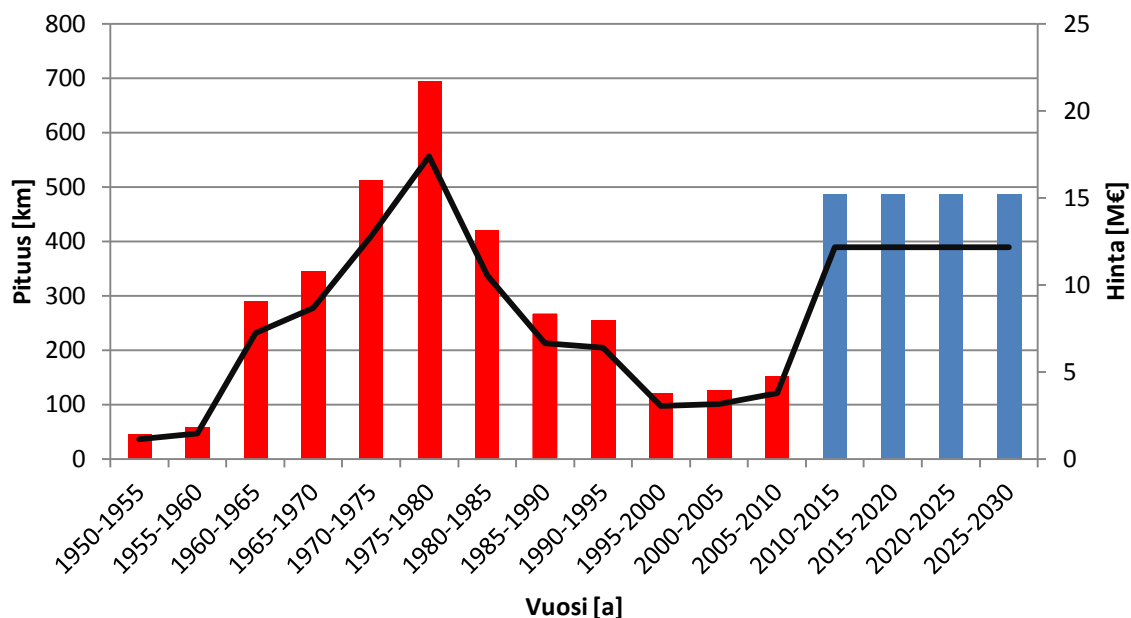


## 7.5 Kokonaistilanne tarkasteltavalla verkkoalueella

Tässä tutkimuksessa oli tavoitteena määrittää tarkastellulle verkkoalueelle kehittämissuunnitelma toimitusvarmuuskriteeristön näkökulmasta. Kehittämistarkastelussa verkon mekaaninen kunto jätettiin huomioimatta, ja tarkastelussa painotettiin taulukon 7.1 CED-arvoja, jotka kuvaavat järjestelmän luotettavuutta toimitusvarmuuskriteeristön asettamiin reunaehtoihin perustuen. Osana tutkimuksen rajausta tarkastelusta jätettiin pois johtolähdöt, joiden luotettavuuteen Kittilän Rakkavaaraan mahdollisesti lähivuosina valmistuva uusi sähköasema tulisi vaikuttamaan. Tarkastelun ulkopuolelle jätettiin lisäksi johtolähdöt joiden vuotuinen CED-arvo alittaa 2 k€/a.

Edellä mainitun rajauksen perusteella kehittämissuunnitelma tehtiin johtolähdöille, joiden yhteenlaskettu pituus on hieman alle puolet (1502 km) koko verkkoalueen KJ-pituudesta ja jotka muodostavat noin kaksi kolmasosaa yhtiön CED-korvauksista. Otos edustaa likimain sitä kilometrimäärää, mitä KJ-verkkoon tulisi investoida seuraavan 20 vuoden aikana nykyarvon säilymisen perusteella.

Kuvassa 7.19 on havainnollistettu verkkoalueen johdinten tämän hetkinen pituus iän perusteella jaoteltuna.



Kuva 7.19. Verkkoalueen KJ-johtopituus jaoteltuna iän mukaan. Punaisella värityksellä on kuvattu verkossa nykyhetkellä olevaa johtopituutta, sinisellä tulevia investointeja johdinten nykykäyttöarvon näkökulmasta sekä mustalla viivalla investoinnin kustannuksia, kun uuden johtimen rakentamiskustannuksina käytetään 25 k€/km.

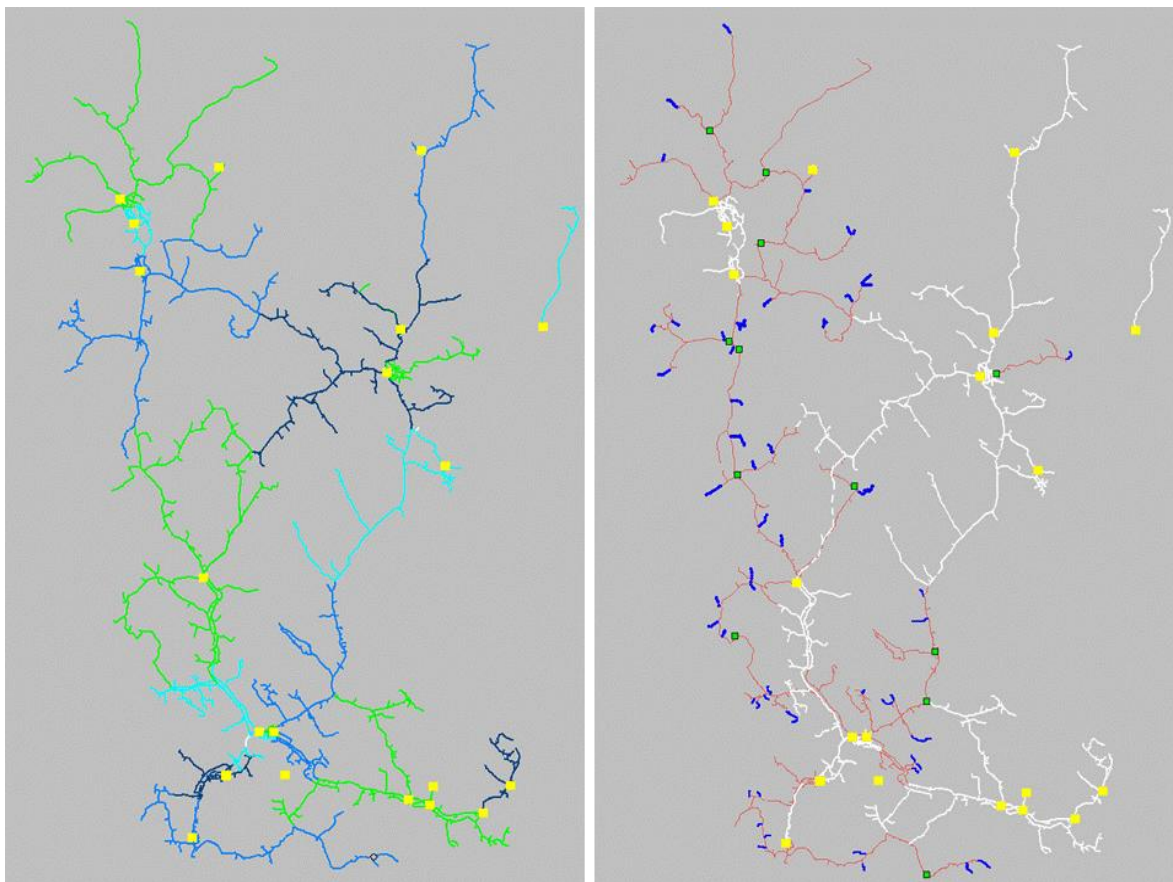
Kuvan perusteella voidaan todeta, että valtaosa verkkoalueen johdoista (1950–1980) ylittää vuonna 2030 EMV:n määrittelemän 50 vuoden taloudellisen pitoajan. Johtosaneerausten tulisi nousta kolminkertaiseksi edelliseen viiden vuoden tarkastelujaksoon verrattuna, ettei verkon nykykäyttöarvo laske merkittävästi ja vaikuta näin verkkoyhtiön sallittuun liikevaihtoon. Lisäksi täytyy huomioida, että kuvassa 7.19 on esitetty johtolähtöjen osalta ainoastaan johdinten investointikustannukset. Mikäli myös jakelumuuntajien ikäjakauma korreloi johdinten ikää, niiden uusiminen lisää investointikustannuksia tyypillisesti 15–30 % johtolähdön rakenteesta riippuen. Tulevien vuosien investoinnit ovat yhtiölle haaste, mutta toisaalta myös mahdollisuus uudistaa verkkoa siten, että sen käyttövarmuus sekä luotettavuus paranevat.

Kappaleessa 7.4.1 on havainnollistettu verkkoalueen kehitystoimenpiteet ja niiden kustannus- sekä luotettavuusvaikutuksia seuraavan 20 vuoden aikana.

### 7.5.1 Kehitystoimenpiteiden vaikutukset koko verkkoalueen luotettavuuteen ja kustannuksiin

Saneerauksen kohteeksi valittujen johtolähtöjen luotettavuutta kuvaavat tunnusluvut (CED, SAIDI, MAIFI) ovat lähes kaksinkertaisia verrattuna koko verkkoalueen keskimääräisiin arvoihin. Osaltaan tämä selittyy johtojen sijainnilla, pituudella sekä verkstoautomatiikan puutteella. Vian vaikutusalueita ei saada rajattua tehokkaasti ja asentajien siirtymiseen vikapaikalle muodostaa suuren osan keskeytysajasta.

Kuvassa 7.20 on esitetty vierekkäin verkkoalueen nykyinen rakenne sekä saneeratut johtolähdöt.

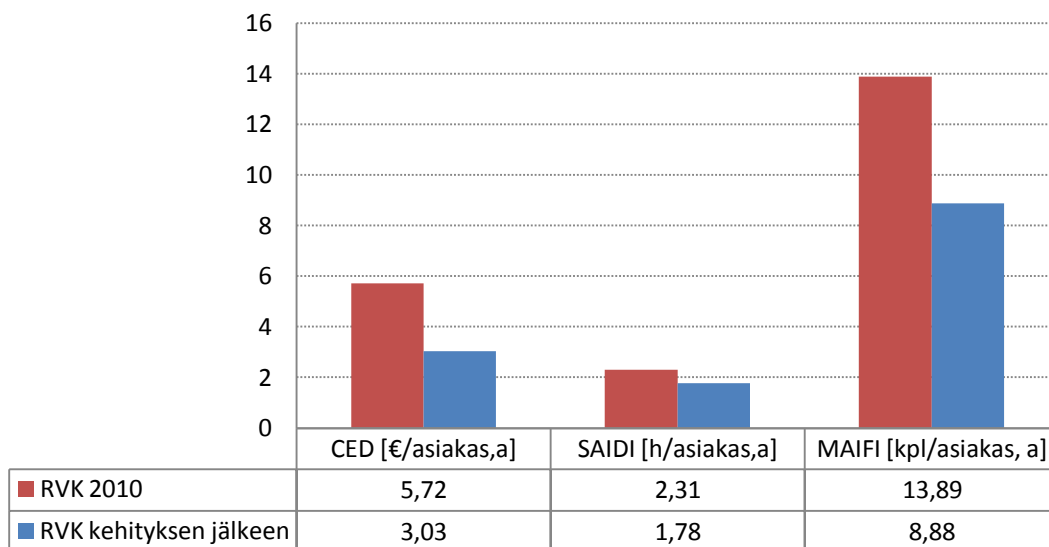


Kuva 7.20. Verkkoon saneeratut johtolähdöt. Kuvassa vasemmalla on esitetty jakeluverkon nykyinen rakenne ja oikealla saneeratut johtolähdöt. Oikealla puolen punaisella värityksellä on korostettu johtolähtöjä, jotka olivat kehitystarkastelun kohteena, vihreillä neliöillä tarkasteltuja maastokatkaisijan paikkoja ja sinisellä värityksellä 1 kV teknistaloudellisella käyttöalueella sijaitsevia haarajohtoja.

Koska tutkimuksessa kehittämissivaihtoehdot tarkasteltiin kerrostettuna seuraava toimenpide edellisen päälle, voi kuvassa 7.20 esitettyjen 1 kV teknistaloudelliselle käyttöalueelle sijoittuvien haarajohtojen lukumäärä poiketa hieman, mikäli tarkastelu olisi tehty ennen johtojen tien varteen siirtoa.

Työssä vertailtiin laskennallisesti erilaisten kehitystoimenpiteiden vaikutuksia CED-arvon pienentämiseksi. Mikäli vertailu olisi tehty esimerkiksi KAH-arvojen perusteella, tulokset olisivat olleet erilaisia, kun tarkastelun kohteeksi olisi todennäköisemmin valikoitunut raskaammassa kuormassa olevia johtolähtöjä eivätkä kehittämistoimenpiteet olisi olleet yhtä voimakkaasti riippuvaisia alueen asiakasryhmästä.

Kuvassa 7.21 on esitetty kehitystoimenpiteiden vaikutukset koko verkkoalueen käyttövarmuutta kuvaaviin tunnuslukuihin.

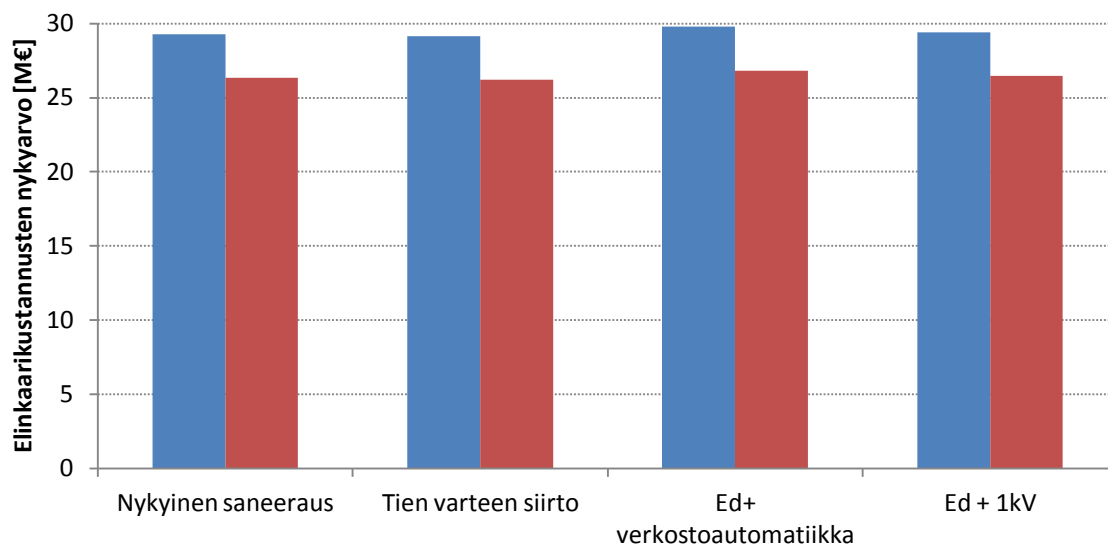


Kuva 7.21. Käyttövarmuutta kuvaavat tunnusluvut Rovakaira Oy:n keskijänniteverkossa vuonna 2010 ja kehitystoimenpiteiden jälkeen.

Kuvasta huomataan jälleenkytkentöjen lukumäärässä selkeä lasku kehitystoimenpiteiden seurauksena. Jälleenkytkentöjen lukumäärään vaikuttaa kehitystoimenpiteiden lisäksi jakelualueen eteläpuolelle valmistuva, sammutettu Valajaisen sähköasema, jolle kuormat siirretään Valajaskosken sammuttamattomalta voimalaitokselta.

Kehitystoimenpiteiden seurauksena asiakkaille kriteeristön ylityksestä johtuvat CED-korvaukset pienenisivät laskennallisesti noin 75 k€/a vuodessa, joka tarkoittaisi 50 vuoden pitoajalla lähes 1,5 M€ kokonaissäästöjä, kun  $p = 5 \%$  ja  $r = 0-2 \%$ . Potentiaalia lähes vastaavan suuruisiin säästöihin olisi siirtymällä kaksiportaisesta jakelujännitteestä kolmeportaiseen järjestelmään ottamalla 1 kV:n tekniikka käyttöön. Tarkastelluilla johtolähdöillä on 1 kV:n tekniikalle soveltuvia pienitehoisia haarajohtoja yhteensä 54 kpl ja niiden pituus vastaa noin 12 % (172 km) johtolähtöjen kokonaispituudesta. Jos oletetaan otoksen edustavan keskimääräistä tilannetta verkkoalueella, tarkoittaisi tämä, että siirtymällä kolmiportaisen jakelujärjestelmän käyttöön olisi mahdollista päästä jopa 400 km lyhempään KJ-verkkorakenteeseen nykyiseen verrattuna. Lisäksi on huomioitavan arvoista, että 1 kV kannattavuutta määritettäessä käytettiin PJ-vertailujohtimena AMKA ilmajohtoa, kustannuksina EMV:n arvoja komponenteille, vakioehtoista 20/1 kV muuntajaa ja jakelumuuntajien paikat pidettiin nykyisellään. Todellisuudessa teknistaloudellisesti kannattavia 1 kV kohteita on verkkoalueella edellä esitettyä enemmän. Esimerkiksi todelliset PJ-kaapelin kaivuukustannukset ovat murto-osa EMV:n ilmoittamista arvoista, jolloin kaapelin käyttäminen tulee ilmajohtorakennetta edullisemmaksi. Tämän seurauksena KJ ja 1 kV järjestelmien investointien välinen erotus kasvaa, joka johtaa 1 kV järjestelmän kannattavuuteen jo lyhemmällä siirtoetäisyydellä.

Kuvassa 7.22 on esitetty tarkasteltujen kehittämissvaihtoehtojen LC-kustannusten nykyarvojen summa 50 vuoden pitoajalla sisältäen investointi-, ylläpito- häviö- ja CED-kustannukset. Sinisellä värityksellä on kuvattu nykyarvoa, mikäli investoinnit tehdään etupainotteisena, siten että kaksi kolmasosaa investoinneista tehdään seuraavan 10 vuoden aikana ja yksi kolmasosa viimeisen 10 vuoden aikana. Punaisella värityksellä on kuvattu nykyarvoa, mikäli investoinnit jaksotetaan tasaisesti seuraavan 20 vuoden ajalle.



Kuva 7.22. LC-kustannusten nykyarvo 50 vuoden pitoajalla. Sinisellä värityksellä on kuvattu nykyarvoa, mikäli investoinnit toteutetaan etupainotteisena ja punaisella värityksellä nykyarvoa, kun investoinnit jaksotetaan tasaisesti seuraavan 20 vuoden ajalle, kun  $p=5\%$ .

Kuvasta 7.22 voidaan huomata, ettei eri investointivaihtoehtojen kokonaiskustannuksissa ole merkittävää eroa. Kaapelointivaihtoehto jätettiin kuvan ulkopuolelle, koska sen vaikutuksia tarkasteltiin ainoastaan verkkoalueen taajamalähtöjen osalta. Näiden lähtöjen osalta kaapelointi tuli keskimäärin noin 40 % kalliimmaksi verrattuna saneeraukseen nykyrakenteella. Siirrettäessä johto kulkemaan pääosin tien varteen kasvaa sen kokonaispituus verrattuna nykyiseen rakenteeseen useimmiten muutaman prosentin. Koska verkoston käyttöikä on useita kymmeniä vuosia, on ulkoisilla kehitystekijöillä huomattava vaikutus periaatteisiin ja menetelmiin, jolla verkostoa pitkällä aikavälillä kehitetään. Tarpeet lähes katkottomaan sähkönjakeluun kasvavat jatkuvasti ja lisäksi mm. verkoston korjaustöiden turvallisuusmääräykset kiristyvät koko ajan. Esimerkiksi joissakin maissa johtojen asennukset ja korjaustyöt saa suorittaa nykyisin ainoastaan nostokoriauton avulla, jolloin johdon sijainnilla on suuri merkitys korjauskustannuksiin ja -aikoihin. Edellä mainituista syistä kannattaa pohtia, riittääkö nykyrakenteen investointikustannuksissa saatava säästö kattamaan taloudellisen riskin, minkä mahdollisesti tulevaisuudessa kiristyvät vaatimukset luotettavuudessa ja turvallisuudessa voivat aiheuttaa.

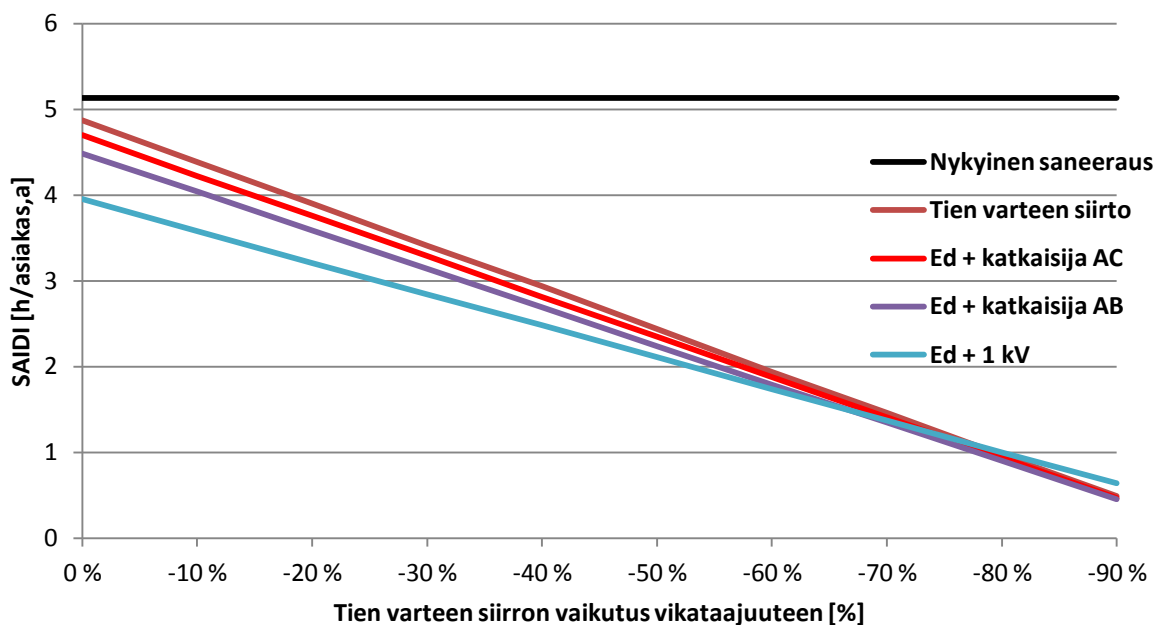
## 7.6 Laskentaparametrien muutosten vaikutus kehitysvaihtoehtojen kannattavuuteen

Verkostolaskennassa käytettävillä laskentaparametreilla on keskeinen vaikutus lopputuloksiin, joten parametrien määrittämiseen tulee kiinnittää riittävästi huomiota. Seuraavissa kappaleissa on tehty herkkyyshanalyysi kappaleen 7.3.1 Kittilän aseman Meltaus johtolähdön kehitysvaihtoehdolle. Tarkoituksena on määrittää, kuinka herkkiä saadut tulokset ovat luotettavuus- tai talousparametrien muutoksille.

### 7.5.1 Herkkyyshanalyysi luotettavuusparametreilla

Kuvissa 7.23 ja 7.24 on esitetty osittaisherkkyyshanalyysi luotettavuusparametreilla *Case 1: Kittilä –Meltaus* kehitysvaihtoehdoille. Osittaisherkkyyshanalyysissä muutetaan yhtä käytettyä laskentaparametria kerrallaan ja pidetään muut lähtötiedot vakiona. Analyysi on yksinkertainen toteuttaa, mutta se ei anna täysin kattavaa kuvaa tulosten epävarmuudesta, koska se ei huomioi mahdollisia laskentaparametrien välisiä riippuvuussuhteita. Esimerkiksi johdon tien varteen siirtäminen vaikuttaa todennäköisesti vikataajuuden lisäksi myös vian korjausaikoihin, jolloin myös SAIDI laskee tässä tutkimuksessa esitettyä enemmän.

Kuvassa 7.23 on esitetty Kittilän Meltaus johtolähdön asiakkaiden keskimääräisen vuotuinen sähkötonaika tien varteen siirron vaikutuksen funktiona.

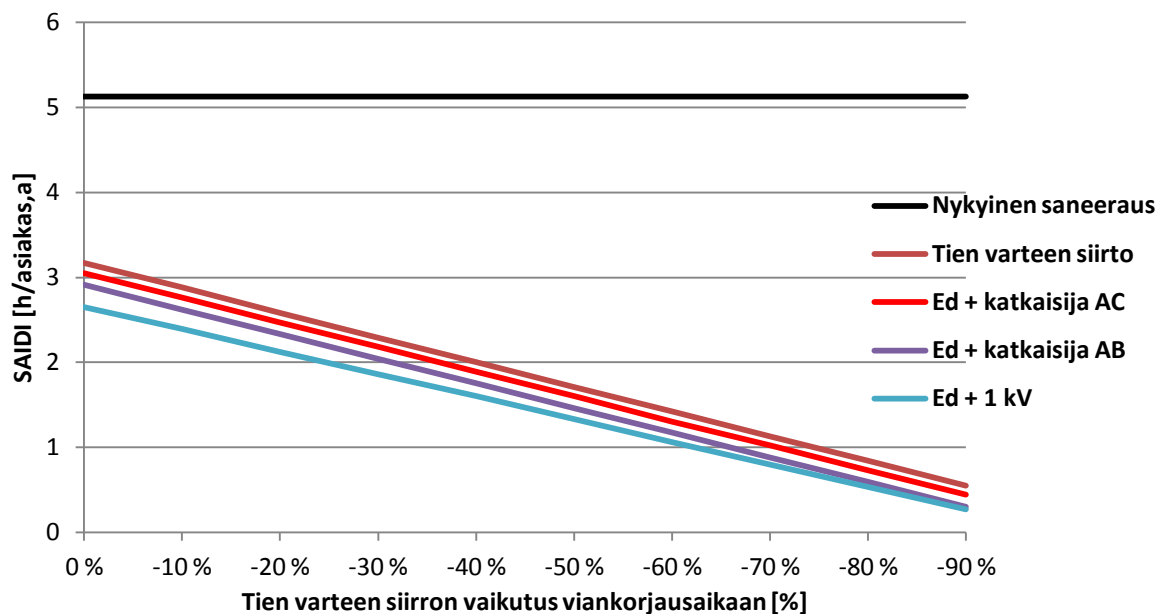


Kuva 7.23. Meltauksen johtolähdön asiakkaiden keskimääräinen vuotuinen sähkötön aika vikataajuuden funktiona.

Kuvasta 7.23 huomataan selkeästi, kuinka verkostoautomaatiikan lisäämisen vaikutukset ovat sitä suuremmat, mitä vähemmän tien varteen siirtäminen vaikuttaa johtolähdön vikataajuuteen. Laskelmissa tien varteen siirron oletettiin vaikuttavan ainoastaan KJ-vikataajuuteen, joka selittää kehitysvaihtoehtojen keskinäisen järjestyksen muuttumisen 1 kV:n järjestelmän osalta.

Tässä tutkimuksessa tienvarteen siirron oletettiin puolittavan sekä metsästä johtuvien vikojen, että rakennevikojen määrän, jolloin vikataajuutena käytettiin 65 % nykyiseen verrattuna. Kuvassa 7.24 on esitetty tienvarteen siirron vaikutus asiakkaiden keskimääräiseen vuotuisen sähköttömään aikaan, mikäli tien varteen siirto vaikuttaa myös viankorjausaikaan.





Kuva 7.24. Tienvarteen siirron vaikutus asiakkaiden vuotuisen sähköttömään aikaan viankorjausajan funktiona.

Kuvasta huomataan, mikäli tienvarteen siirto vähentää myös vian paikantamiseen ja korjaamiseen kuluvaa aikaa 20 %, puolittuu asiakkaiden vuotuinen sähköttön aika. Viankorjausajan muuttuminen ei vaikuta kehitysvaihtoehtojen keskinäisiin suhteisiin yhtä voimakkaasti kuin vikataajuuden muuttuminen.

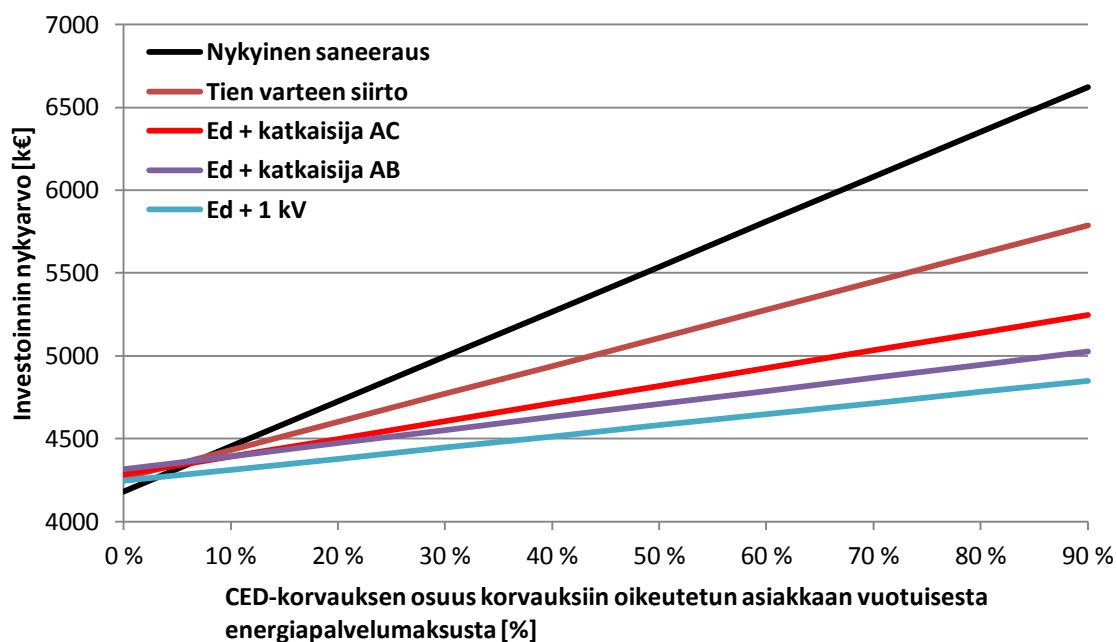
Kun johtolähtöjen saneeraukset aloitetaan, tulee niiden vaikutukset dokumentoida ja päivittää parametrit tässä tutkimuksessa tehtyihin luotettavuuslaskelmiin. Näin kehitystoimenpiteiden vaikutuksista saadaan tarkempi kuva ja tulevaisuudessa on helpompi parantaa verkon luotettavuutta oikein kohdistetuilla investoinneilla.

### 7.5.2 Herkkyysanalyysi talousparametreilla

Tässä kappaleessa on kuvattu talousparametrien muutosten vaikutuksia kehitystoimenpiteiden nykyarvoon 50 vuoden taloudellisella pitoajalla. Nykyarvot sisältävät investointi-, ylläpito-, häviö- ja CED-kustannukset. Tuloksia tulkittaessa täytyy

huomioida, että kuvien 7.25 ja 7.26 selkeyttämiseksi pystysuuntaisen akselin aloituspiste poikkeaa origosta.

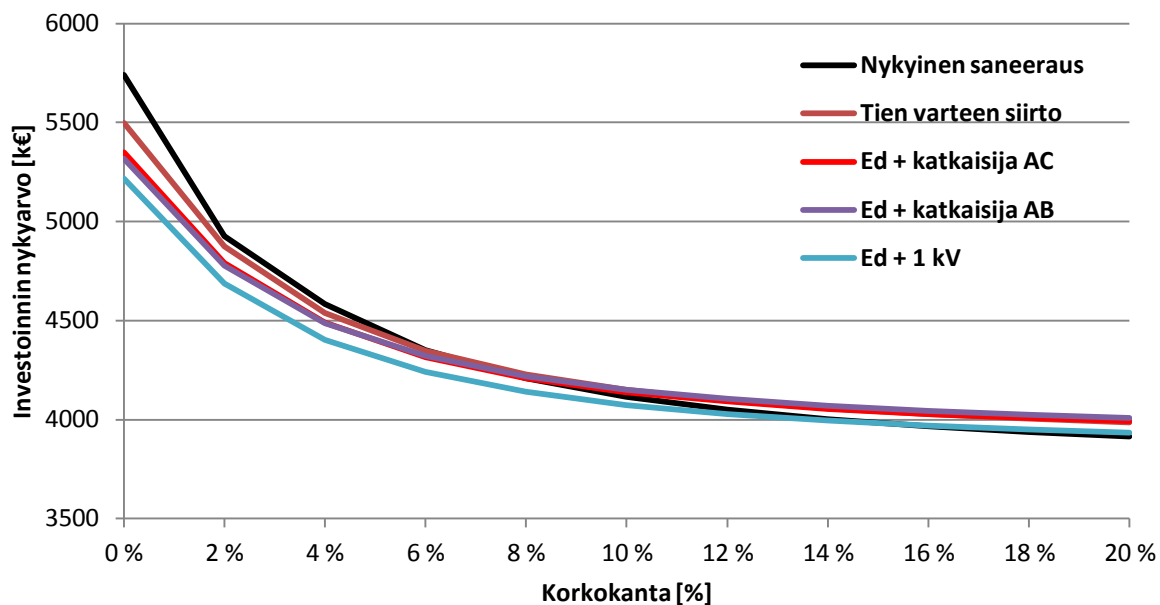
Kuvassa 7.25 on esitetty CED-korvauksen muutoksen vaikutus investointien nykyarvoon 50 vuoden pitoajalla.



Kuva 7.25. Kriteeristön ylityksestä aiheutuvan haitan muuttumisen vaikutus investointien nykyarvoon.

Kuvasta huomataan, että ilman kriteeristön ylityksestä aiheutuvan haitan arvostamista, johtolähdön saneeraus nykyiselle paikalleen on halvin vaihtoehto pienimmistä investointikustannuksista johtuen. Kahden maastokatkaisijan lisääminen tulee kannattavaksi, kun kriteeristön ylityksestä maksettava korvaus ylittää 10 % asiakkaan vuotuisesta energiapalvelumaksusta.

Kuvassa 7.26 on esitetty koron vaikutus investointien nykyarvoon.



Kuva 7.26. Koron vaikutus kehitysvaihtoehtojen nykyarvoon.

Kuvasta huomataan selkeästi, kuinka keskeinen vaikutus käytetyllä laskentakorolla on lopputuloksiin. Korkea korko pienentää tulevaisuudessa maksettavaksi tulevien maksujen, kuten häviö- ja CED-kustannusten nykyarvoja, jolloin alkuinvestointi muodostaa suuren osan kokonaiskustannuksista ja johtaa suurten investointien viivästyttämiseen väliaikaisinvestointien avulla. Alhainen korko korostaa käyttökustannusten merkitystä ja johtaa alumiinin lisääntymiseen verkossa.

## 8 YHTEENVETO

Diplomityön tavoitteena oli analysoida Rovakaira Oy:n keskijänniteverkon nykytilaa sekä määrittää kehittämissuunnitelma toimitusvarmuuskriteeristön näkökulmasta. Työssä pyrittiin etsimään ongelmakohtia verkkoyhtiön toimintatavoista ja esittämään ajatuksia ongelmien ratkaisuvaihtoehtoiksi. Nykyinen sähkönjakeluverkko on pääosin rakennettu metsäisiin olosuhteisiin 1950–1980 luvuilla ja suuri osa jakeluverkosta ylittää teknistaloudellisen pitoajan vuoteen 2030 mennessä. Verkon vanheneminen on yhtiölle haaste, mutta toisaalta myös mahdollisuus uudistaa verkkoa siten, että se täyttää paremmin kiristyvät vaatimukset luotettavuudelle.

Verkon nykytilan määrittämisessä verrattiin verkkotietojärjestelmän tehonjakolaskennan tuloksia todellisiin johtolähtökohtaisiin sähköasemilla mitattuihin tietoihin. Vertaillen arvoja huomattiin, että osalla johtolähdöistä arvot poikkesivat merkittävästi toisistaan. Tämä kertoo virheellisistä parametreista VTJ:ssä tai normaalista poikkeavalla kytkentätilanteella. Jälkimmäistä vaihtoehtoa voidaan kuitenkin pitää todennäköisempänä suurimmalle osalle johtolähdöistä, sillä niiden lähtöjen osalta, joita ei voida käyttää varayhteytenä häiriötilanteessa, lasketut ja mitatut arvot täsmäsivät varsin hyvin toisiinsa. Tulevaisuudessa johtolähtökohtaisia mitattuja huipputehoja dokumentoitaessa tulisi kirjata ylös myös verkon kytkentätilanne, jotta eri vuosien tuloksia pystytään vertailemaan toisiinsa ja vetämään johtopäätöksiä mm. kuormituksen kehittymisestä eri alueilla. Lisäksi myös muiden laskentaparametrien oikeellisuus tulee tarkastaa tietyin väliajoin. Näin pystytään reagoimaan todellisiin ongelmiin tarpeeksi nopeasti.

Yhtenä osana nykytilan määrittäystä tehtiin sähköasemien korvaustarkastelu neljälle verkkoalueen asemista. Korvaustarkastelu toteutettiin tilanteessa, jossa myös aseman kiskosto on poissa käytöstä vian aikana. Tarkastelussa huomattiin, että osalla asemista korvaustehoprosentti jää noin puoleen aseman huipputehosta. Erityisen haastava tilanne on Sodankylän alueella, jossa raskaassa kuormassa olevan aseman korvaus on hankalaa pitkistä etäisyyksistä ja heikoista KJ-yhteyksistä johtuen. Diplomityössä tarkasteltiin

erilaisten kehitystoimenpiteiden kustannuksia sekä vaikutuksia Sodankylän korvaustehoon. Alueelle on odotettavissa tulevana vuosina tehonlisäystä, joka todennäköisesti tulee johtamaan uuteen sähköasemainvestointiin tulevaisuudessa. Yhteyden vahvistaminen Sodankylän ja Sattasen sähköaseman välillä vaikuttaisi alueen korvaustehoon merkittävästi ja pienentäisi KJ-verkon vahvistustarvetta mahdollisen uuden aseman rakentamisen yhteydessä.

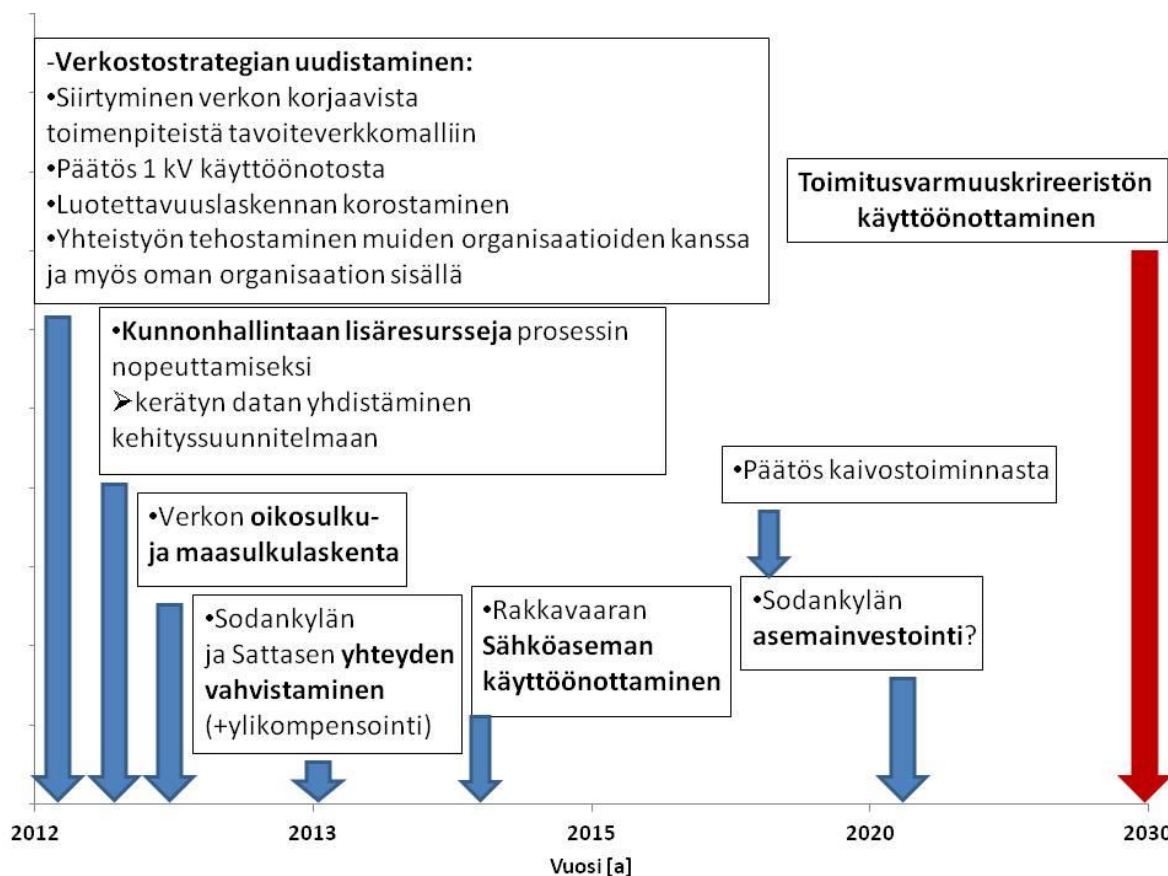
Toimitusvarmuuskriteeristön voimaantulo vuonna 2030 edellyttää verkkoyhtiöitä jakamamaan toiminta-alueensa city-, taajama- ja maaseutuvyöhykkeisiin, joiden asiakkaille on erilaiset vaatimukset sähköjakelun luotettavuudelle. Tämän tutkimuksen yhtenä osana yhtiön verkkoalue jaettiin edellä mainittuihin vyöhykkeisiin ja liitettiin muuntopiirit niihin. Aluemäärittely tehtiin asemakaavoitetun ja yhdyskuntarakentamisen taajamajaottelun yhdistelmällä, jonka perusteella 0,4 % verkkoalueen pinta-alasta ja 58 % asiakkaita luokitellaan kuuluvaksi taajamaan.

Keskeneräisen kunnonhallintaprojektin takia verkkoalueen mekaanisesta kunnosta ei ole tarkkoja tietoja, joten tässä tutkimuksessa tulevien saneerauskohteiden priorisointi tehtiin ainoastaan toimitusvarmuuskriteeristön näkökulmasta. Priorisointia varten esitettiin tunnusluku, joka kuvaa kriteeristön reunaehtojen ylityksestä aiheutuvaa haittaa. Tämän lisäksi osana diplomityötä yhtiölle kehitettiin Excel-pohjainen työkalu, joka vertailee muuntopiirikohtaisia vuotuisia kumulatiivisia jälleenkytkentöjen määrää ja keskeytysaikaa muuntajien sijainnin perusteella ja laskee toimitusvarmuuskriteeristön reunaehdon ylittäneiden muuntajien aiheuttaman haitan (€/a).

Työssä vertailtiin kehittämisvaihtoehtoina tien varteen siirtoa, verkostoautomaatiikan lisäämistä, 1 kV tekniikkaa, päällystetyn ilmajohdon käyttöä sekä maakaapelointia. Tutkimuksessa havainnollistettiin kehitysvaihtojen kannattavuutta kolmen johtolähtökohtaisen esimerkin avulla. Kaikkiaan tarkastelu tehtiin noin puolelle (1500 km) verkkoalueen KJ-pituudesta. Näistä johtolähdöistä verkkoyhtiölle tehtiin erillinen raportti, jossa analysoidaan ongelmakohtia ja esitetään ratkaisumalleja niiden poistamiseksi. Edellä

mainitun raportin osalta diplomityössä esitellään ainoastaan kehitystoimenpiteiden kustannuksia sekä vaikutuksia koko verkkoalueen keskimääräiseen luotettavuuteen.

Kuvaan 8.1 on listattu muita yleisiä kehitystoimenpiteitä ja asioita, joita tutkimusta tehdessä kävi ilmi ja joihin verkkoyhtiön tulee kiinnittää huomiota tulevaisuudessa.



Kuva 8.1. Yleisiä kehityksen suuntaviivoja ja huomioitavia asioita tulevaisuudessa.

Täysin keskeytyksetöntä ja häiriötöntä sähkönjakelua ei voida teknistaloudellisesti tulevaisuudessakaan taata. Työssä esitetyin menetelmin yhtiö voi kahden seuraavan vuosikymmenen aikana valmistautua paremmin toimitusvarmuuskriteeristön käyttöönottamiseen vuonna 2030.

**LÄHTEET**

- (ABB 2011) ABB:n DMS 600 pääkäyttäjän ohje. Saatavana www-muodossa:  
[http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/206ca8d553bd0da7c125729c005d78be/\\$file/paakayttajanohje.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/206ca8d553bd0da7c125729c005d78be/$file/paakayttajanohje.pdf)
- (Draka 2011) Voimakaapelit esite. Draka NK Cables Oy. Saatavana www-muodossa:  
[http://www.draka.com/draka/countries/draka\\_finland/languages/suomi/navigaatio/Tuotteet/Kiinteistoverkot/Voimakaapelit/index.html](http://www.draka.com/draka/countries/draka_finland/languages/suomi/navigaatio/Tuotteet/Kiinteistoverkot/Voimakaapelit/index.html)
- (EMV 2011) Sähköverkkotoiminnan tunnusluvut 2000-2010. Energiamarkkinavirasto. Saatavana www-muodossa:  
<http://www.energiamarkkinavirasto.fi/alasivu.asp?gid=69&pgid=69&languageid=246>
- (EMV 2011b) Sähkönjakeluverkon komponenttien yksikköhinnat vuodelle 2011. Energiamarkkinavirasto. Saatavana www-muodossa:  
<http://www.energiamarkkinavirasto.fi/data.asp?articleid=2106&pgid=195&languageid=246>
- (EMV 2011c) Eräiden verkkokomponenttien yksikköhintojen määrittely. Energiamarkkinavirasto. Saatavana www-muodossa:  
[http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Empower\\_loppuraportti\\_20070228.pdf](http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Empower_loppuraportti_20070228.pdf)

- (Energiatutkimus 2010) Energiateollisuus 2010. Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot. Saatavana www-muodossa: [http://www.energia.fi/content/root%20content/energia teollisuus/fi/s%C3%A4hk%C3%B6/s%C3%A4hk%C3%B6verkko/st-pooli/liitteet/s%C3%A4hk%C3%B6n%20toimitusvarmuuskriteerist%C3%B6%202010%20loppuraportti.pdf](http://www.energia.fi/content/root%20content/energia%20teollisuus/fi/s%C3%A4hk%C3%B6/s%C3%A4hk%C3%B6verkko/st-pooli/liitteet/s%C3%A4hk%C3%B6n%20toimitusvarmuuskriteerist%C3%B6%202010%20loppuraportti.pdf)
- (ET KA 2:10) Verkostotöiden kustannusluettelo KA 2:10. Energiateollisuus ry.
- (Ilmatieteen laitos 2011) Sääennätykset 1900-luvun alusta alkaen. Saatavana www-muodossa: <http://ilmatieteenlaitos.fi/saaennatyksia>
- (Investointilaskelmat 2009) Investointilaskelmat kurssin luentokalvot. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2009. Ei julkinen.
- (Järventausta 2005) Pertti Järventausta, Antti Mäkinen, Kimmo Kivikko, Jarmo Partanen, Jukka Lassila. Satu Viljanen. Sähköverkon kehittämisvelvoitteen arviointi käyttövarmuuden näkökulmasta. 2005. Saatavana www-muodossa: [http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Kehittamisvelvoite\\_1-2005.pdf](http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Kehittamisvelvoite_1-2005.pdf)



- (Kevitsa 2011) Kevitsan monimetallikaivos. Saatavana www-muodossa: <http://www.opteam.fi/tyontekijalle/kevitsa/>
- (Lakervi 2008) Lakervi Erkki, Partanen Jarmo. 2008. Sähkönjakelutekniikka. Gaudeamus Helsinki University Press/Otatieto. ISBN 978-951-672-357-3. 285 s.
- (Löf 2009) Löf Niklas. Pienjänniteverkon automaattioratkaisuiden kehitysnäkymät. 2009. Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto. Saatavana www-muodossa: [http://webhotel2.tut.fi/units/set/raportteja/inca/Diplomityo\\_Lof\\_Niklas\\_final.pdf](http://webhotel2.tut.fi/units/set/raportteja/inca/Diplomityo_Lof_Niklas_final.pdf)
- (Raussi 2009) Raussi Tommi. Käytöntukijärjestelmän toiminnoista saatavat hyödyt ja niiden analysointi. 2009. Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Saatavana www-muodossa: <http://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/45418/nbnfi-fe200905281562.pdf?sequence=3>
- (RVK 2011) Rovakairan Oy:n vuosikertomus 2010. Saatavana www-muodossa: <http://www.rovakaira.fi/Yritys/Vuosikertomus.iw3>
- (Sener) Keskeytystilastot 1998–2008. Sähköenergialiitto Ry.
- (Sompio 2011) Lehtiartikkeli. Sodankylän talousalueen paikallislehti 3.3.2011. Saatavana www-muodossa: [www.sompio.fi](http://www.sompio.fi)

- (Sähköjaketekniikka 2010) Sähköjaketekniikka kurssin laskuharjoitukset. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2010. Ei julkinen.
- (Sähköjaketekniikka 2010b) Sähköjaketekniikka kurssin luennot. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2010. Saatavana www-muodossa:  
<https://noppa.lut.fi/noppa/opintojakso/bl20a0500/luennot>
- (Talouselämä 2011) Lehtiartikkeli. Talouselämä. Saatavana www-muodossa:  
<http://www.talouselama.fi/uutiset/lapissa+quotuskomatonquot+kaivosloyto++kuin+uusi+petsamo/a715294?service=mobile>
- (Tilastokeskus 2011) Väestöennuste 2009 iän ja sukupuolen mukaan. Tilastokeskus. Saatavana www-muodossa:  
<http://pxweb2.stat.fi/database/StatFin/vrm/vaenn/vaenn.fi.asp>
- (Tuuliatlas 2011) Suomen tuuliatlaksen karttapalvelu. Keskimääräiset tuuliolot vuosilta 1989-2007. Saatavana www-muodossa: [www.tuuliatlas.fi](http://www.tuuliatlas.fi)

(Vierimaa 2007) Vierimaa Henri. Verkkotietojärjestelmän kehitystarpeet yleissuunnittelun näkökulmasta 2007. Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto. Saatavana [www-muodossa: http://lib.tkk.fi/Dipl/2007/urn010138.pdf](http://lib.tkk.fi/Dipl/2007/urn010138.pdf)

(Ympäristöhallinto 2011) Valtion ympäristöhallinto. Ympäristö- ja paikkatietopalvelu asiantuntijoille. Palvelun käyttäminen vaatii rekisteröitymistä. Lainattu 2.8.2011. Saatavissa [www-muodossa: http://www2.ymparisto.fi/scripts/palvelut.asp](http://www2.ymparisto.fi/scripts/palvelut.asp)

### **Palaverit**

(Fingrid 2011) Taseselvityksen mittauksetiedot Rovakairan sähköasemilta. Puhelinkeskustelu ja sähköpostinvaihto Fingrid Oy:n energiavastaava Pentti Säynätjoen kanssa 8.7.2011.

(Kemijoki 2011) Taseselvityksen mittauksetiedot Kemijoki Oy:n vesivoimalaitoksista. Puhelinkeskustelu ja sähköpostinvaihto Juho Päiväniemen kanssa 13.7.2011.

(Muonio 2011) Puhelinkeskustelu Muonion sähköosuuskunnan verkkopalveluista vastaavan Arto Pekosen kanssa 22.7.2011. Sähköpostinvaihto 4.8.2011.

(Oinonen 2011) Puhelinkeskustelu Valtion ympäristöhallinnon erikoistutkija Kari Oinosen kanssa 1.8.2011.

(SLO 2011)

Puhelinkeskustelu ja sähköpostin vaihto SLO Oy:n aluemyyntipäällikkö Ossi Onteron kanssa 30.8.2011 1000V komponentteihin liittyen.

(Torkkola 2011)

Keskustelu Rovaniemen Verkko Oy:n käytönjohtaja Arvo Torkkolan kanssa 29.9.2011 maakaapeliverkossa esiintyneisiin vikoihin liittyen.

LIITE I          Esimerkki keskeytyskustannusten laskennasta.

Lasketaan Kittilän sähköaseman johtolähdön J05 Meltaus keskeytyskustannukset yhtälön 2.15 avulla. Keskeytyskustannuksia laskettaessa jätettiin huomioimatta suunnitellut keskeytykset ja PJ-viat. Laskennassa käytettiin todellisista vikataajuuksista laskettua keskiarvoa vuosilta 2006–2010 sekä erotinvyöhykkeiden avulla laskettua keskimääräistä vuotuista asiakkaiden sähkötöntä aikaa (SAIDI).

$$KAH = P_{av} \cdot SAIDI \cdot b + P_{av} \cdot f_{vika} \cdot d \cdot l + P_{av} \cdot f_{PJK} \cdot d \cdot l + P_{av} \cdot f_{AJK} \cdot d \cdot l$$

Lasketaan keskeytyskustannukset osissa jakamalla kustannukset vikakeskeytyksiin, pikajälleenkytkentöihin sekä aikajälleenkytkentöihin.

$$\begin{aligned} KAH_{vika} &= 1399 \text{ kW} \cdot 5,13 \text{ h/a} \cdot 11 \text{ €/kWh} + 1399 \text{ kW} \cdot 0,03 \text{ kpl/km,a} \cdot 142,1 \text{ km} \cdot \\ &\quad 1,1 \text{ €/kW} \\ &= 82402 \text{ €/a} \end{aligned}$$

$$KAH_{PJK} = 1399 \text{ kW} \cdot (0,13 \text{ kpl/km,a} \cdot 142,1 \text{ km} \cdot 0,55 \text{ €/kW}) = 14462 \text{ €/a}$$

$$KAH_{AJK} = 1399 \text{ kW} \cdot (0,02 \text{ kpl/km,a} \cdot 142,1 \text{ km} \cdot 1,1 \text{ €/kW}) = 4923 \text{ €/a}$$

Lopuksi summataan edellä lasketut arvot yhteen:

$$KAH_{Meltaus} = 82402 \text{ €/a} + 14462 \text{ €/a} + 4923 \text{ €/a} = 101787 \text{ €/a}$$

## LIITE II Esimerkki häviökustannusten laskennasta.

Lasketaan Kittilän sähköaseman ja KJ-verkon vuotuiset häviökustannukset yhtälöiden 2.2-2.5 avulla. Alla on eriteltyä päämuuntajan kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviöt sekä esimerkki yhden johtolähdön häviökustannusten laskennasta. Johtolähdön J05 Meltaus vuotuiset häviökustannukset VTJ:stä saaduilla parametreilla:

$$\begin{aligned}K_{H\_Meltaus} &= P_h \cdot t_h \cdot C_h \\ &= 138 \text{ kW} \cdot 2135 \text{ h} \cdot 0,05 \text{ €/kWh} = 14732 \text{ €/a}\end{aligned}$$

Lasketaan yllä olevalla tavalla kaikkien aseman johtolähtöjen häviökustannukset ja summataan ne yhteen:

$$\Sigma K_{H\_johdot} = 23010 \text{ €/a}$$

Tuloksia vertailemalla huomataan, että Meltauksen lähtö muodostaa melkein kaksi kolmasosaa aseman kaikkien lähtöjen häviökustannuksista. Tämän selittää lähdön pituus (yli 40 % aseman lähtöjen kokonaispituudesta) sekä kuormituksen painopisteen sijoittuminen kauas asemasta.

Lasketaan seuraavaksi päämuuntajan häviökustannukset jaoteltuna kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviökustannuksiin:

$$\begin{aligned}K_{kuormitus} &= (S/S_n)^2 \cdot P_{kn} \cdot t_h \cdot C_h \\ &= \left(\frac{12,5 \text{ MVA}}{16 \text{ MVA}}\right)^2 \cdot 87 \text{ kW} \cdot 3000 \text{ h} \cdot 0,05 \text{ €/kWh} = 7965 \text{ €/a} \\ K_{tyhjäkäynti} &= (U/U_n)^2 \cdot P_{on} \cdot t_h \cdot C_h \\ &= (21/21)^2 \cdot 14,7 \text{ kW} \cdot 8760 \text{ h} \cdot 0,05 \text{ €/kWh} = 6439 \text{ €/a}\end{aligned}$$

Lopuksi summataan edellä lasketut arvot yhteen:

$$K_H = 23010 \text{ €/a} + 7965 \text{ €/a} + 6439 \text{ €/a} = 37414 \text{ €/a}$$

Lasketaan Kittilän sähköaseman johtolähdön J05 Meltaus CED-kustannukset muuntopiiritietoja käyttäen yhtälön 7.1 avulla, kun verkkoalue on jaettu taajama- ja maaseutumuuntajiin. Taulukossa on 1 havainnollistettu CED-arvon laskemista viidellä johtolähdön 114 muuntajasta.

Taulukko 1. Meltauksen johtolähdön viiden esimerkkimuuntajan vuotuinen kumulatiivinen keskeytysaika sekä jälleenkytkentöjen määrä vuosilta 2008–2010.

Muuntaja	Luokitus [1=taajama, 0=maaseutu]	Vuotuinen kumulatiivinen keskeytysaika [h/a]			Vuotuinen kumulatiivinen jälleenkytkentöjen määrä [kpl/a]		
		2008	2009	2010	2008	2009	2010
48744	0	<u>6,9</u>	3,3	<u>6,2</u>	28	26	31
48717	1	<u>4,4</u>	1,8	<u>6,0</u>	<u>28</u>	<u>26</u>	<u>31</u>
48258	1	0,0	0,0	1,5	<u>28</u>	<u>26</u>	<u>31</u>
48630	0	1,3	2,8	1,0	28	26	31
48727	0	6,0	2,0	<u>6,9</u>	28	26	31

Taulukon soluista on korostettu ne, joiden vuotuinen kumulatiivinen keskeytysaika tai jälleenkytkentöjen määrä ylittää toimitusvarmuuskriteeristön reunaehdot. Suurin sallittu keskeytysaika on taajamamuuntajille kolme ja maaseutumuuntajille kuusi tuntia. Taajamamuuntajille sallitaan vuosittain enintään 10 jälleenkytkentää ja maaseutumuuntajille vastaava luku on 60. Kuten taulukosta huomataan, kolme ensimmäistä muuntopiiriä ylittää jommankumman reunaehdoista kahdesti kolmen vuoden tarkkailujakson aikana, joka johtaa CED-korvaukseen muuntopiirin asiakkaille. Jos muuntopiiri ylittää samana vuonna reunaehdon sekä jälleenkytkentöjen, että keskeytysajan osalta, lasketaan tämä kuitenkin yhdeksi ylitykseksi. Taulukon viimeinen muuntopiiri ylittää reunaehdon ainoastaan tarkastelujakson viimeisenä vuonna, eivätkä sen asiakkaat ole oikeutettuja korvauksiin. Koska johtolähdöllä sijaitsee katkaisija ainoastaan sähköasemalla, kaikki jälleenkytkennät näkyvät koko johtolähdön asiakkaille.

Toisin sanoen kyseisenä vuonna kaikki johtolähdön taajamamuuntajien asiakkaat ovat oikeutettuja CED-korvauksiin keskeytysajasta riippumatta. Taulukkoon 2 on koottu edellisen taulukon ylittäneiden muuntajien parametrit CED-arvon laskentaa varten.

Taulukko 2. Kriteeristön ylittäneet muuntajat.

Muuntaja	Vuosienergia	Asiakkaiden määrä
<b>48744</b>	488940	40
<b>48717</b>	432260	36
<b>48258</b>	20000	1

Lasketaan CED-arvo taulukon ensimmäiselle muuntopiirin 48744 asiakkaille

$$\begin{aligned}
 CED_{48744} &= (W_{48744} \cdot c_{ss} + c_{em}) \cdot 0,1 \\
 &= (488940 \text{ kWh/a} \cdot 0,018 \text{ €/kWh} + 150 \text{ €/a,asiakas} \cdot 40) \cdot 0,1 \\
 &= 1480 \text{ €}
 \end{aligned}$$

Lasketaan CED-arvo johtolähdön kaikille korvauksiin oikeutetuille muuntopiirien asiakkaille ja summataan lopuksi arvot yhteen, jolloin saadaan johtolähdön J05 Meltaus CED-arvo vuodelle 2010.

$$CED_{\text{Meltaus}_{2010}} = 26377 \text{ €}$$



Lasketaan Kittilän Sähköaseman johtolähdön J05 Meltaus 3,6 km pitkän 7 kW tehoisen päättyvän haara johdon kannattavuutta uusina se 1 kV tekniikalla. Lasketaan ensin kokonaiskustannukset 20 kV Raven vertailujohtimelle. Johtimen kokonaiskustannukset muodostuvat investointi-, häviö- ja ylläpitokustannuksista.

$$K_{\text{tot}} = K_i + K_H + K_y$$

Lasketaan ensin investointikustannukset:

$$K_i = 3,6 \text{ km} \cdot 21,88 \text{ k€}/\text{km} = 78,77 \text{ k€}.$$

Tämän jälkeen johdon häviö- ja ylläpitokustannukset:

$$K_H = 3 \cdot 3,6 \text{ km} \cdot 0,54 \text{ } \Omega/\text{km} \cdot (0,21 \text{ A})^2 \cdot 1000 \text{ h} \cdot 0,05 \text{ €/kWh} = 0,013 \text{ €/a}$$

$$K_y = 76,8 \text{ €/km,a} \cdot 3,6 \text{ km} = 276,5 \text{ €/a}$$

Jotta saataisiin johdon häviö- ja ylläpitokustannusten nykyarvo 50 vuoden pitoajalle, kerrotaan ensimmäisen vuoden kustannukset kapitalisointikertoimella  $\kappa$ .

$$K_{H+y_{50a}} = 0,013 \text{ €} \cdot 18,26 + 276,5 \text{ €} \cdot 18,26 = 5049 \text{ €}$$

Lopuksi summataan edellä lasketut kustannukset yhteen:

$$K_{\text{tot}} = 78,77 \text{ k€} + 5,05 \text{ k€} = 83,82 \text{ k€}$$

Lasketaan seuraavaksi samat kustannukset käyttäen 1 kV tekniikkaa. 1 kV järjestelmän investointikustannuksiin kuuluu johtimen lisäksi myös 20/1 kV muuntaja suojauslaitteistoinen. Ylimääräinen muuntaja aiheuttaa myös lisähäviöitä muuntajassa

tapahtuvien kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviöiden takia. Kannattavuustarkastelussa oletetaan, että 20/0,4 kV jakelumuuntaja on käyttöikänsä loppupäässä ja se uusitaan saneerauksen yhteydessä, tällöin 1/0,4 kV muuntajan hankkiminen ei aiheuta verkkoyhtiön kannalta lisäkustannuksia verrattuna saneeraukseen perinteisellä tekniikalla. Lasketaan investointikustannukset 1 kV järjestelmälle.

$$K_i = 9,5 \text{ k€} + 14,18 \text{ k€/km} \cdot 3,6 \text{ km} = 60,54 \text{ k€}.$$

Tämän jälkeen muuntajassa ja johdossa tapahtuvat häviöt 50 vuoden pitoajalle. Kapitalisointikerrointa laskettaessa on huomioitava johdon mahdollinen kuormituksenkasvu.

$$K_H = \kappa \cdot K_{H\_tyhjäkäynti} + \kappa \cdot K_{H\_kuormitus} + \kappa \cdot K_{H\_johdin}$$

$$K_{H\_50a} = 18,26 \cdot 109,5 \text{ €} + 18,26 \cdot 0,38 \text{ €} + 18,26 \cdot 6,26 \text{ €} = 2121 \text{ €}$$

Ylläpitokustannukset:

$$K_{y\_50a} = 44,5 \text{ €/km} \cdot 3,6 \text{ km} \cdot 18,26 = 2925 \text{ €}$$

Summataan yllä lasketut kustannukset yhteen:

$$K_{\text{tot}} = 60,54 \text{ k€} + 2,21 \text{ k€} + 2,93 \text{ k€} = 65,68 \text{ k€}$$

Lasketaan lopuksi investointien välinen erotus:

$$\text{Säästö} = K_{\text{tot\_Raven}} - K_{\text{tot\_1000V}} = 18,14 \text{ k€}$$

LIITE V Laskennassa käytetyt sähkönjakeluverkon komponenttien yksikköhinnat  
vuodelle 2011. (1/2)

Muuntamot	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
1-pylväsmuuntamo	kpl	4 820
2-pylväsmuuntamo	kpl	6 600
Puistomuuntamo, tyyppi 1 (ulkoa hoidettava)	kpl	27 330
Kaapeliverkon muuntamon kauko-ohjauslaitteet	kpl	4 770
1000 V suojalaitteet	kpl	1 570

Muuntajat	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
16	kpl	2 880
30	kpl	2 880
50	kpl	3 530
100 – 160	kpl	4 730
200	kpl	6 490
300 – 315	kpl	7 240

20 kV ilmajohdot	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Raven	km	21 880
Pigeon	km	25 000
AI 132 tai suurempi	km	28 950
PAS 35 – 70	km	29 120
PAS 95 tai suurempi	km	32 460

0,4 kV ilmajohdot	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
AMKA 35 – 50	km	14 180
AMKA 70	km	17 420

20 kV erottimet ja katkaisijat	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Johtoerotin, kevyt	kpl	3 630
Kauko-ohjattu erotinasema 1 erotin	kpl	16 510
Kauko-ohjattu erotinasema 2 erotinta	kpl	31 420
Kauko-ohjattu erotinasema 3-4 erotinta	kpl	41 190
Pylväskatkaisija (kauko-ohjattava)	kpl	22 020

LIITE V Laskennassa käytetyt sähkönjakeluverkon komponenttien yksikköhinnat  
 vuodelle 2011. (2/2)

20 kV maakaapelit (asennus)	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
95 - 120 maakaapeli	km	34 410

0,4 ja 20 kV maakaapelit (kaivu)	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Taajama-alue	km	21 580

Sähköasemat 110 kV muuntajat [MVA]	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
10	kpl	301 220

Sähköasemat 110 kV kevyt sähköasema	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
110 kV kevyt sähköasema	kpl	401 620

Sähköasemat 20 kV kojeistot	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Kondensaattori 2,4 Mvar	kpl	38 070
Maasulun sammutuslaitteisto	kpl	125 010
Kuristin alle 50 MVA	kpl	46 670