



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO  
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

MARKUS LOGREN  
KUOPION KESKIJÄNNITEVERKON KEHITTÄMINEN  
SÄHKÖASEMIEN VÄLISTEN SIIRTOYHTEYKSIEN KANNALTA  
Diplomityö

Tarkastaja: professori Pertti  
Järventausta  
Tarkastaja ja aihe hyväksytty  
Tieto- ja sähkötekniikan  
tiedekuntaneuvoston kokouksessa  
26. maaliskuuta 2014

## TIIVISTELMÄ

TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Sähkötekniikan koulutusohjelma

**LOGREN, MARKUS:** Kuopion keskijänniteverkon kehittäminen sähköasemien välisten siirtoyhteyksien kannalta

Diplomityö, 76 sivua, 10 liitesivua

toukokuu 2014

Pääaine: Sähköenergia

Tarkastaja: professori Pertti Järventausta

Avainsanat: Keskijänniteverkko, kj-verkko, kehityssuunnitelma, toimitusvarmuus, sähköasemavika, sähköaseman korvaus

Sähkönjakeluverkon kehittäminen on yksi verkonhaltijan lakisääteisistä velvollisuuksista. Kehittämisen avulla pyritään parantamaan ja ylläpitämään sähkönjakelun toimitusvarmuutta. Uusi sähkömarkkinalaki (588/2013) asettaa verkonhaltijalle sähkön toimitusvarmuuteen liittyvät tavoitetasot yksittäiselle keskeytykselle ja muuttaa keskeytyksistä maksettavia vakiokorvauksia asiakkaan kannalta paremmiksi. Tämä lisää verkonhaltijalle investointipaineita verkon kehittämiseen, minkä vuoksi myös investointien suunnittelu tulee entistä tärkeämmäksi.

Tämän työn tavoitteena on selvittää Kuopion Energia Liikelaitoksen keskijänniteverkon sähköasemien välisten siirtoyhteyksien tilanne toimitusvarmuuden näkökulmasta. Näitä siirtoyhteyksiä tarvitaan sähköasemavian aikana korvaavina varasyöttöyhteyksinä. Työ jakautuu kolmeen osaan. Ensimmäisessä osassa tutustutaan keskijänniteverkon kehittämisen perusteisiin, sähköverkkoyhtiöiden regulaatioon ja toimitusvarmuuteen. Toisessa osassa perehdytään Kuopion Energia Liikelaitoksen keskijänniteverkkoon, sähköasemien vian aikaisiin tehontarpeisiin ja sähköasemien korvaukseen. Kolmannessa osassa esitetään konkreettisia parannuskeinoja korvaustilanteiden parantamiseksi.

Selvityksen seurauksena tutkitusta keskijänniteverkosta löydettiin sähköasemien välisten siirtoyhteyksien pullonkaulat. Siirtoyhteyksille laskettiin teoreettiset huipputehot. Verkolle tehtiin myös ikärakenteellinen selvitys. Edellä mainittujen tietojen avulla voidaan arvioida mahdollisia tulevaisuuden investointikohteita. Työssä annetaan myös konkreettisia kehitysehdotuksia, lasketaan niiden kustannukset voimassaolevien yksikköhintojen perusteella ja verrataan ehdotuksia toisiinsa niiden kannattavuuteen perustuen.

## ABSTRACT

TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Master's Degree Programme in Electrical Technology

**LOGREN, MARKUS:** Development of Kuopio's medium voltage sub-station interconnections

Master of Science Thesis, 76 pages, 10 appendix pages

May 2014

Major: Electrical Energy

Examiners: Professor Pertti Järventausta

Keywords: Medium voltage distribution, development plan, interruption of supply, reliability of delivery, primary substation interconnections

Development of electricity distribution network is a legal obligation for the network operators. One of the most important goals for network development is to maintain and increase the reliability of delivery. The new Finnish Electricity Market Act (588/2013) defines target levels for single fault outage times. Moreover, it alters the customer compensation system in favor of customers. These changes in legislation will increase the significance of network development and investments to improve the reliability of delivery.

The key intent of this Master of Science thesis is to analyze the sufficiency of Kuopion Energia medium voltage primary substation interconnections during substation faults. This thesis is divided into three segments. First part introduces the basics of medium voltage network development and network owner regulation regarding the reliability of distribution. Second part reviews the overall structure of Kuopion Energia's medium voltage network, primary substation peak power demands during faults and reserve supply interconnection routes between primary substations. Third segment presents practical network upgrades to improve the substation replacement situations.

As a summary of this thesis the bottlenecks of substation interconnections were found. In addition, the theoretical maximum power transfer was calculated for each interconnection. An inclusive age structural analysis was also made for the whole medium voltage distribution network. The facts provided are useful for future network investment planning. Furthermore, this thesis provides practical proposals for short term network improvement, calculates the costs of these proposals and compares them based on their cost-effectiveness.

## Alkusanat

Tämä työ on tehty Kuopion Energia Liikelaitoksen sähköverkko-osastolle. Työn tarkastajana toimi Tampereen teknillisestä yliopistosta professori Pertti Järventausta. Työn ohjaajana toimi Kuopion Energialta verkkopäällikkö, DI, Lauri Siltanen.

Haluan kiittää Lauria mielenkiintoisesta työmahdollisuudesta ja hyvistä neuvoista ja ideoista työhön liittyen. Lisäksi haluan sanoa kiitoksen Kuopion Energian sähköverkko-osaston muulle henkilöstölle, joka oli isona tukena jokapäiväisessä työskentelyssä. Kiitän suuresti Perttiä täsmällisistä ja rakentavista ohjeista.

Erityiskiitokset haluan osoittaa rakkaalle avovaimolleni ja pojalleni.

Kuopiossa 7. huhtikuuta 2014

---

Markus Logrén

# Sisällys

<b>1 Johdanto.....</b>	<b>1</b>
1.1 Tavoitteet ja tutkimusongelmat .....	1
1.2 Kuopion Energia – konserni .....	2
<b>2 Keskijänniteverkkojen kehittäminen toimitusvarmuuden näkökulmasta.....</b>	<b>4</b>
2.1 Sähköverkkoliiketoiminta ja sen valvonta Suomessa.....	4
2.1.1 Asiakkaille maksettavat vakiokorvaukset .....	6
2.2 Uusi sähkömarkkinalaki (588/2013) ja toimitusvarmuus.....	7
2.2.1 CLC-aineisto aluejaon apuna .....	9
2.3 Keskijänniteverkon viat ja sähkönjakelun keskeytykset .....	10
2.4 Keinoja toimitusvarmuuden parantamiseksi .....	11
2.4.1 Maakaapelit, PAS-johdot ja varayhteydet.....	13
2.4.2 Tienvarteen rakentaminen .....	14
2.4.3 Organisaatioiden välinen yhteistyö .....	14
2.4.4 Kauko-ohjattavat erottimet.....	15
2.4.5 Verkkokatkaisijat .....	15
2.4.6 Kevytsähköasemat.....	15
2.4.7 Varavoima .....	16
2.4.8 Maasulkuvirran sammutus .....	16
<b>3 Verkon teknis-taloudelliset suunnitteluperusteet .....</b>	<b>18</b>
3.1 Kustannuslaskenta .....	18
3.2 Johdon mitoitus.....	19
3.2.1 Johdon kuormitettavuus ja oikosulkukestoisuus .....	20
3.2.2 Jännitteenalenema johdolla .....	21
<b>4 Kuopion Energian keskijänniteverkon nykytila .....</b>	<b>23</b>
4.1 Verkon rakenne.....	23
4.2 Kj-verkon ikääntyminen ja sen vaikutus toimitusvarmuuteen .....	25
4.2.1 Kaapeliverkko ilmajohtoverkon osana (sekaverkko).....	28
4.3 Kj-verkon keskeytykset .....	29
4.4 Sähkönkäyttö ja kuormitusennusteet .....	33
4.5 Sähköasemat ja niiden tehontarpeet .....	36

4.5.1 Savilahti.....	38
4.5.2 Männistö.....	39
4.5.3 Haapaniemi .....	41
4.5.4 Levänen .....	42
4.5.5 Vahtivuori .....	43
4.5.6 Matkus.....	44
4.6 Sähköasemavian seurauksia .....	44
<b>5 Sähköaseman korvaus keskijänniteverkossa.....</b>	<b>46</b>
5.2 Korvaustilanteet ja pullonkaulat.....	47
5.2.1 Savilahti.....	49
5.2.2 Männistö.....	53
5.2.3 Haapaniemi .....	55
5.2.4 Levänen .....	58
5.2.5 Vahtivuori .....	60
5.2.6 Matkus.....	62
<b>6 Tulosten analysointi .....</b>	<b>63</b>
<b>7 Verkon kehitysehdotukset.....</b>	<b>68</b>
7.1 Ehdotukset Haapaniemen korvaukseen .....	68
7.1.1 Kasarmikatu ja Kauppakatu (10 kV).....	68
7.1.2 Ruotsinkatu ja Keihäskatu (10 kV) .....	69
7.1.3 Kotilokatu ja Lehtoniementie (20 kV) .....	71
7.2 Ehdotukset Savilahden korvaukseen .....	72
<b>8 Yhteenveto .....</b>	<b>73</b>
<b>Lähteet.....</b>	<b>74</b>

## Lyhenteet ja merkinnät

AHXAMK-W	PEX-eristeinen kaapelityyppi
APAKM	kaapelityyppi
APYAKMM	kaapelityyppi
CLC	Corine Land Cover, maanpeittoaineisto
EDM	Energy Data Management, mittaustietojärjestelmä
KAH	keskeytyksestä aiheutunut haitta
KJ	keskijännite
NIS	Teklan verkkotietojärjestelmä (aikaisemmin XPower)
PLKVJ	öljypaperieristeinen kaapelityyppi
PM	päämuuntaja
PJ	pienjännite
SA	sähköasema
SAMKA	riippukaapelityyppi
SAXKA	riippukaapelityyppi
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition, käytönvalvontajärjestelmä

# 1 Johdanto

Sähkönjakeluverkko on sähkötoimituksen ja modernin infrastruktuurin tukiranka. Sähkönjakelulle asetetut vaatimukset kasvavat jatkuvasti sähköverkkoliiketoiminnan regulaation ja sähkökäyttäjien vaatimusten takia. Sähköverkolta odotetaan parempaa suorituskykyä samaan aikaan, kun sähkön hinnan edellytetään pysyvän maltillisena. Toisaalta verkkoyhtiöiden liiketoiminnan tulee pysyä kannattavana, jotta verkkoihin tehtävät investoinnit ja verkkojen kehittäminen olisi mahdollista. Uuden 1.9.2013 voimaan astuneen sähkömarkkinalain myötä sähköverkkoyhtiöiden regulaatio tiukentui ja sähkötoimitukselle sallittaville keskeytyksille annettiin konkreettiset tavoitetasot.

Suomessa toimii tällä hetkellä noin 90 sähkönjakeluverkonhaltijaa. Ne eroavat toisistaan suuresti kooltaan ja verkko-olosuhteiltaan. Sähkön toimitusvarmuuden ongelmien katsotaan Suomessa liittyvän erityisesti haja-asutusalueiden ilmajohtoverkkoon, joka on altis sääilmiöiden aiheuttamille laajoille sähkönjakelun keskeytyksille. Kaupunkiverkot ovat nykyisin suurelta osin kaapeloituja, ne ovat säävarmoja, mutta toisaalta alttiita materiaalivioille ja inhimillisille tekijöille. Sähkönjakelun kannalta verkon kriittisiä kohtia ovat sähköasemat, jotka voivat vikaantuessaan aiheuttaa kaupunkiverkkoon laajan ja pitkäkestoisen keskeytyksen.

Tällä hetkellä lain mukainen regulaatio keskittyy vain sään aiheuttamiin keskeytyksiin. Sähkökäyttäjälle aiheutuu kuitenkin huomattavaa haittaa myös niistä keskeytyksistä, jotka eivät johdu sääilmiöistä. Toisaalta keskeytyksiin liittyvä uutisointi ei välttämättä osaa tehdä eroa eri viosta johtuvien keskeytysten välille. Pitkät keskeytykset voivatkin aiheuttaa verkkoyhtiölle merkittäviä imagotappiota, joita on hankala arvioida etukäteen.

## 1.1 Tavoitteet ja tutkimusongelmat

Tämän diplomityön päätavoitteena on selvittää Kuopion Energia liikelaitoksen keskijänniteverkon sähköasemien korvaustilanteiden nykytila. Pääongelman muodostavat sähköasemien välillä olevien johtoyhteyksien tehonsiirtokyvyn riittävyys vakavissa sähköasemavioissa. Riittävän suuri tehonsiirto on laajoissa kj-verkon vioissa äärimmäisen tärkeää sähkönjakelun toimitusvarmuuden kannalta. Työn yhtenä tavoitteena on esittää kehitysehdotuksia verkon toimitusvarmuuden varmistamiseksi.

Tällä hetkellä lakisääteiset toimitusvarmuusvaatimukset käsittävät ainoastaan säästä aiheutuneet keskeytykset. Tässä työn pääkohteena olevat sähköasemaviat eivät useimmiten aiheudu säästä, toisaalta asemien välistä siirtokapasiteettia saatetaan hyvinkin tarvita säävikojenkin aikana.

Tyypillisesti sähköverkon stabiilisuutta lähestytään n-1-periaatteella, mikä tarkoittaa, että jakelujärjestelmän tulisi kestää yhden komponentin vika ja vikaantuneiden komponenttien irrottaminen verkosta. Tässä työssä pääongelmaa



lähestytään sähköasemakohtaisesti, mikä johtaa useasti n-2-tyyppiseen, stabiilisuuden kannalta parempaan, periaatteeseen. Vioista tarkastellaan keskijännitekiskovikaa ja päämuuntajavikoja.

Käytännössä tutkimus toteutetaan simuloimalla keskijänniteverkon tehonjakoa edellä mainituissa vikatilanteissa Tekla NIS – verkkolaskennan avulla. Vian ja vikaantuneen komponentin irrottamisen jälkeen jännitteettömälle alueelle palautetaan jännite kytkentämuutoksilla. Kiskoviassa kytkentämuutos voi olla jännitteettömien lähtöjen siirtäminen toimivalle kiskolle, päämuuntajaviassa kuormien siirtäminen saman aseman toiselle muuntajalle. Edellä mainituissa tapauksissa käytössä oleva päämuuntaja voi ylikuormittua, jonka estämiseksi kuormitusta voidaan jakaa muille sähköasemille verkon jakorajamuutoksilla. Vaikein tilanne muodostuu, kun sähköaseman kaikki päämuuntajat tai koko kj-kiskosto vikaantuvat. Kuopion Energia liikelaitoksen verkossa tilannetta hankaloittaa se, että keskijänniteverkossa on käytössä kaksi jännitetasoa, 10 kV ja 20 kV.

Verkostolaskennasta kerätään tiedot lähtöjen kuormitustilanteista ja lasketaan asemien väliset siirtoreservit. Sähköasemien välisessä tehonsiirrossa tutkitaan yhteysjohtojen kuormitettavuuksia, joita verrataan kyseessä olevan johtolähdön vuosienergiaan perustuviin maksimikuormitustietoihin. Korvattavan sähköaseman tehontarvetta arvioidaan kyseessä olevien vuosienergiatietojen avulla. Vuosienergiat, tehot ja maksikuormitusvirrat ovat saatavilla sekä mittaustietojärjestelmästä (EDM) että TEKLA NIS (aikaisemmin Xpower) – verkkotietojärjestelmästä. EDM:n sisältämät perustuvat todellisiin mittaustietoihin. NIS:n tiedot perustuvat vuosienergia-arvioihin ja voivat siksi poiketa hieman todellisista arvoista. Käytönvalvontajärjestelmän (SCADA) avulla saadaan todellisia johtolähtöjen maksimivirtoja, joiden avulla voidaan arvioida NIS-tietojen paikkaansapitävyyttä. NIS:n sisältämien verkkokomponenttien ikätietojen avulla voidaan luoda hyvä arvio johtojen ja pylväiden ikäjakaumasta ja selvittää mahdolliset ikään liittyvät riskit.

## 1.2 Kuopion Energia – konserni

Kuopion Energia muodostuu Kuopion Energia Oy:stä ja Kuopion Energia Liikelaitoksesta. Kuopion kaupunki omistaa kokonaisuudessaan molemmat. Kuopion Energia Oy:ssä työskenteli vuonna 2012 joulukuussa 110 ihmistä ja Kuopion Energia liikelaitoksella 58 ihmistä. Kuopion Energia Oy tuottaa sähköä ja kaukolämpöä Haapaniemen voimalaitoksilla sekä ostaa ja myy sähköä asiakkailleen. Kuopion Energialla on noin 52 000 sähköasiakasta ja 5 600 kaukolämpöasiakasta. Oma energiantuotanto perustuu sähkön ja lämmön yhteistuotantoon. Pääpolttoaineena Haapaniemellä on kotimainen turve. Kuopion Energia hyödyntää energiantuotannossaan myös tuulivoimaa ja biokaasua. Oman energiantuotannon lisäksi Kuopion Energia on käynyt vuodesta 1996 sähkökauppaa sähköpörssi Nord Poolin välityksellä. [1,2]

Kuopion Energia Liikelaitos siirtää sähköä ja toimittaa kaukolämpöä asiakkailleen sekä rakentaa ja ylläpitää sähkö- ja kaukolämpöverkkoja. Vuonna 2012 Kuopion

Energian jakelualueella sähköä siirrettiin asiakkaille yhteensä 584 GWh, lämpöä myytiin asiakkaille 936 GWh. Sekä sähkönjakelun että lämmöntoimituksen toimitusvarmuudet paranivat edellisvuodesta. Kaukolämmössä koko vuoden keskeytysaika oli noin 26 minuuttia. Vuoden 2012 sähkönjakelun keskimääräinen asiakkaan kokema keskeytysaika oli noin 11 minuuttia. Sähkönsiirron liikevaihto oli vuonna 2012 noin 14,5 miljoonaa euroa, jolla saavutettiin 4,3 miljoonan euron tulos. Sähköverkkoon tehtyjen investointien suuruus oli yhteensä 6,5 miljoonaa euroa. [1]

Jatkossa tässä työssä käytetään yksinkertaistamiseksi Kuopion Energia Liikelaitoksen sähköverkosta nimitystä Kuopion Energian sähköverkko.

## 2 Keskijänniteverkkojen kehittäminen toimitusvarmuuden näkökulmasta

Keskijänniteverkon kehittäminen on dynaaminen prosessi, joka vaatii jatkuvaa, kokonaisvaltaista ja ennakoivaa suunnittelua. Kehittämiselle ovat ominaisia suuret investoinnit ja suunnittelun pitkä aikajänne. Suunnittelun lähtökohtana on verkoston nykytila, kehitystekijät ja tavoitteet sekä rahoitusmahdollisuudet. Keskeisiä suunnitteluun vaikuttavia kehitystekijöitä ovat alueellisten ja ajallisten kuormitusvaihteluiden trendit sekä työn, laitteiden ja häviöiden kustannusten muutokset. Enenevässä määrin sähköverkkojen kehitykseen vaikuttaa myös sähkön toimitusvarmuus. Tämä johtuu suurelta osin sähkömarkkinoiden regulaation muutoksista.

Sähköverkkoliiketoimintaa Suomessa lakisääteisesti valvovan Energiaviraston päätavoitteita ovat verkkopalvelun kohtuullinen hinnoittelu ja korkea laatu. Laatutekijä sisältää sähkönsiirron ja jakelun toimitusvarmuuden. Uusi 1.9.2013 voimaan astunut sähkömarkkinalaki ottaa entistä tiukemmin kantaa sähköverkko-yhtiöiden toimitusvarmuusvaatimukseen muun muassa tiukentuneen toimitusvarmuus-kriteeristön muodossa.

Energiavirasto kannustaa toiminnallaan verkkoyhtiöitä sähkönjakelun luotettavuuden parantamisessa. Pääkeinoina ovat verkkoyhtiöiden taloudellinen regulaatio, joka toteutetaan erityisen valvontamallin avulla. Valvontamallissa ovat tärkeässä roolissa verkkoyhtiön saamat taloudelliset kannustimet ja verkkoyhtiön asiakkaille keskeytyksistä maksamat vakiokorvaukset. Sähkönjakelun luotettavuus kuvaa keskimääräistä sähkötoimituksen varmuutta, jota seurataan erilaisten tunnuslukujen avulla. Sähkön toimitusvarmuuden parantaminen kohdistuu suurelta osin keskijänniteverkkoon, sillä yli 90 % sähkönkäyttäjien kokemista keskeytyksistä aiheutuu keskijänniteverkon vikojen seurauksena. [3]

### 2.1 Sähköverkkoliiketoiminta ja sen valvonta Suomessa

Sähköverkkoyhtiöt muodostavat sähkön siirron ja jakelun kannalta paikallisia monopoleja, sillä keskenään kilpailevien sähköverkkojen rakentaminen ei yleensä ole kansantaloudellisesti järkevää. Liiketoiminnan monopoliluonteen vuoksi avoin kilpailu puuttuu eikä luontaisen kilpailun tuomia kannusteita hinnoitteluun, toiminnan tehostamiseen tai kehittämiseen ole. Tästä syystä sähköverkkoliiketoiminta on luvanvaraista, lakisäädeltä ja valvottua. Verkkoliiketoiminnanharjoittajien tulee noudattaa vuonna 2013 voimaan tullutta uusittua sähkömarkkinalakia, jonka tarkoituksena on varmistaa sähkömarkkinoiden toimivuus sähkön kohtuullisen hinnan, laadun ja saatavuuden kannalta. Energiavirasto myöntää verkkotoimiluvat ja valvoo

kaikkia toimijoita. Energiavirasto toteuttaa valvontavelvoitettaan neljän vuoden mittaisissa valvontajaksoissa. Tällä hetkellä on menossa järjestyksessään kolmas jakso, joka kattaa ajan 1.1.2012 – 31.12.2015. [4,5]

Sähköverkonhaltijan tulee sähkömarkkinalain kohdan 4:19 mukaan:

*” -- riittävän hyvälaatuisen sähkön saannin turvaamiseksi verkkonsa käyttäjille ylläpitää, käyttää ja kehittää sähköverkkoaan sekä yhteyksiä toisiin verkkoihin sähköverkkojen toiminnalle säädettyjen vaatimusten ja verkon käyttäjien kohtuullisten tarpeiden mukaisesti.”* Verkon kehittämisvelvollisuus on verkonhaltijan tärkeimpiä velvollisuuksia yhdessä sähkön siirtovelvollisuuden ja sähkönkäyttäjien ja tuotannon liittämisvelvollisuuden kanssa. [5]

Energiavirasto valvoo hinnoittelun kohtuullisuutta valvontamallin avulla, joka koostuu useista menetelmistä. Valvontamalli ja sen toimintaperiaate kolmannelle valvontakaudelle on esitetty liitteessä 1. Valvontamallin mukaan verkonhaltijan toteutunut oikaistu tulos ei saa ylittää ennalta määriteltyä kohtuullista tuottoa. Valvontamallin laskukaava tuottaa ylijäämän, jos oikaistu tulos on suurempi kuin kohtuullinen tuotto. Tällöin verkonhaltijan tuotto on ollut sallittua suurempi. Toisaalta alijäämäinen tuotto tarkoittaa laskukaavassa sitä, että oikaistu tulos on pienempi kuin kohtuullinen tuotto. Energiavirasto laskee vuosittain valvontamallin avulla verkonhaltijan sähköverkkotoiminnan kohtuullisen tuoton ja toteutuneen oikaistun tuloksen ja ilmoittaa nämä verkonhaltijalle. [6]

Valvontajakson aikana Energiaviraston ilmoittamat laskelmat eivät sisällä verkonhaltijaa sitovia velvoitteita. Sen sijaan valvontajakson jälkeen Energiavirasto antaa valvontapäätöksen, joka vahvistaa koko valvontajaksoa koskevat laskelmat. Valvontapäätös selvittää verkonhaltijalle kuinka suurella rahamäärällä valvontajakson aikana toteutunut tulos ylittää tai alittaa kohtuullisen tuoton määrän. Verkonhaltija voi hakea valvontapäätökseen muutosta valittamalla markkinaoikeuteen. Markkinaoikeuden antamaan päätökseen voivat sekä verkonhaltija että Energiavirasto hakea muutosta valittamalla korkeimpaan hallinto-oikeuteen. [6]

Verkonhaltijan tulee oikaista valvontajakson aikana kertynyt ylituotto seuraavan valvontajakson aikana. Tämä onnistuu pienentämällä tulosta tai suurentamalla sallittua tuottoa seuraavalla valvontajaksolla. Verkkoyhtiö voi pienentää tulostaan alentamalla toiminnan katetta esimerkiksi pienentämällä siirtohinnoittelua. Toisaalta verkkoyhtiö voi lisätä verkkotoimintaan sitoutunutta pääomaa tekemällä investointeja, jotka nostavat sähköverkon nykykäyttöarvoa. Parhaiten nykyarvo kasvaa vaihtamalla pitoaikansa loppupäässä olevia verkkokomponentteja uusiin. Hyvin suunniteltuina investoinnit nostavat myös sähkönjakelun toimitusvarmuutta.

Energiaviraston valvontamalli sisältää erilaisia kannustimia verkonhaltijoille, jotka pienentävät oikaistua tulosta ja siten kasvattavat sallitun tuoton määrää. Näitä kannustimia ovat investointikannustin, laatukannustin, tehostamiskannustin ja innovaatiokannustin. Valvontamalliin lisättiin kesken kolmannen valvontakauden myös toimitusvarmuuskannustin, joka yhtenäistää valvontamallia uuden sähkömarkkinalain

kanssa. Toimitusvarmuuskannustin on käytössä kolmannella valvontajaksolla vuosina 2014 – 2015. [7]

### 2.1.1 Asiakkaille maksettavat vakiokorvaukset

Sähkön käyttökatkot aiheuttavat keskeytyskustannuksia sekä asiakkaalle että sähköä toimittavalle verkkoyhtiölle. Verkkoyhtiön näkökulmasta kustannuksia voidaan arvioida keskeytyksen todellisten korjauskustannusten ja toimittamatta jääneen sähkön (TJS) avulla. TJS:ään vaikuttaa energiayksikölle laskettu katetuotto. Asiakkaan näkökulmasta tilanne on monimutkaisempi. Kotitalousasiakkaan kokemat kustannukset ovat yksilöllisiä, subjektiivisia ja usein immateriaalisia. Teollisuudella ja palveluilla kustannuksiin vaikuttavat yritystoiminnan keskeytyminen, häiriintyminen ja niistä johtuvat taloudelliset menetykset. Asiakkaan kokeman haitan on todettu olevan monikymmenkertainen toimitetun sähkön kokonaisarvoon nähden. [3]

Eri asiakasryhmille keskeytyksestä aiheutuvan haitan (KAH) arvioimiseksi on luotu niin sanottuja KAH-arvoja. [3] KAH-arvoja on selvitetty muutamassa tutkimuksessa. Ensimmäiset KAH-parametrit esiteltiin vuonna 2003 tehdyssä tutkimuksessa ”*Sähkön laatu jakeluverkkotoiminnan arvioinnissa*” (Järventausta et. al). Sitten KAH-arvoja on pyritty tarkentamaan siten, että keskeytysajankohta otettaisiin paremmin huomioon. Tampereen teknillinen yliopisto ja Aalto yliopisto (ent. Teknillinen korkeakoulu) selvittivät KAH-tutkimuksessa (Silvast et. al 2006) suunniteltujen ja suunnittelemattomien sähkökatkojen taloudellista merkitystä eri asiakasryhmille. Parametrit on jaettu keskeytystyyppin perusteella asiakaskohtaisiin tehoriippuviin ja energiariippuviin parametreihin. Keskeytystyyppejä ovat vika- ja työkeskeytys sekä pikäjälleenkytkentä (pjk) ja aikajälleenkytkentä (ajk). KAH-arvojen ongelmana on se, ettei yksilöllisenä koettua haittaa voida kuvata yhdellä asiakasryhmäkohtaisella rahamääräisellä arvolla. KAH-arvot sopivat kuitenkin yhtiötason regulaation laadintaan ja ohjaamiseen. [8]

Vuonna 1995 säädettyä sähkömarkkinalakia täydennettiin vuonna 2003 vakiokorvausmenettelyllä, jonka perusteella verkonhaltija on sähkönjakelun keskeytyksestä johtuen velvollinen maksamaan asiakkailleen korvauksia. Vakiokorvausmenettelyssä asiakkaan saama korvaus määräytyy portaittaisesti. Korvauksen määrä riippuu keskeytyksen ajasta ja asiakkaan vuotuisesta verkkopalvelumaksusta. Vakiokorvausmenettely muuttui hieman uuden sähkömarkkinalain (588/2013) myötä. Muutoksia on esitetty tarkemmin luvussa 2.3.

Vakiokorvauksia maksettiin vuosina 2005 – 2010 yhteensä noin 18 miljoonaa euroa. Vuonna 2011 maksetut vakiokorvaukset nousivat suurmyrskyjen ansiosta lähes 47 miljoonaan euroon. Vakiokorvaukset ovat koetelleet suhteessa enemmän pieniä jakeluverkonhaltijoita. Vuonna 2011 maksettujen korvauksien osuus ylsi pahimmillaan lähes 30 % yrityksen liikevaihdosta. Energiaviraston laskentamenetelmien mukaan laskettu ja inflaatiokorjattu sähkönjakelun keskeytyksistä asiakkaille aiheutunut haitta (KAH) oli vuonna 2011 yhteensä 417 miljoonaa euroa. [9,10]

## 2.2 Uusi sähkömarkkinalaki (588/2013) ja toimitusvarmuus

Kansainvälisessä vertailutasossa sähkönjakelun toimitusvarmuus on Suomessa hyvä. Energiaviraston verkonhaltijoilta keräämien tietojen perusteella keskeytysajat eivät kuitenkaan ole viimeisen 10 vuoden aikana juuri lyhentyneet, huolimatta sähköverkonhaltijoiden lakisääteisestä verkon kehittämisvelvollisuudesta. Tätä tukee vuonna 2006 kauppaja- ja teollisuusministeriön työryhmän esittämä arvio, jonka mukaan jakeluverkkojen keskeytysajat eivät olleet lyhentyneet myöskään vuosina 1995 – 2005.

Yhteiskunnallinen keskustelu sähkön toimitusvarmuudesta on kiihtynyt kesän 2010 ja talven 2011 myrskyjen (Asta, Veera, Hannu ja Tapani) ja niistä aiheutuneiden keskeytysten seurauksena. Vuosien 2010 ja 2011 keskeytysajat ja maksetut vakiokorvaukset olivat suurmyrskyjen seurauksina normaalivuosiin nähden moninkertaisia. Suurmyrskyjen aiheuttamien keskeytysten perusteella voidaan sanoa, että nykyisen lainsäädännön soveltaminen ei ole parantanut valtakunnallisella tasolla sähkönjakelun toimitusvarmuutta. [5] Toisaalta suurmyrskyt vääristävät osaltaan keskeytystilastoja.

Hallitus antoi eduskunnalle 21.3.2013 sähkömarkkinalain muutosesityksen (HE 20/2013), jonka tavoitteena on sähkönjakeluverkkojen toimitusvarmuuden ja sähköverkonhaltijoiden varautumisen parantaminen. Esityksen toimitusvarmuutta käsittelevät kohdat hyväksyttiin uuteen sähkömarkkinalakiin (588/2013) lähes sellaisenaan. Laki astui voimaan 1.9.2013.

Uuden sähkömarkkinalain mukaan: *”Toimitusvarmuuden tasoa ei ole mahdollista saattaa yhteiskunnallisesti hyväksyttävälle tasolle ilman, että jakeluverkkojen toimitusvarmuudelle määritellään raja-arvot, joita jatkossa käytetään jakeluverkon suunnittelukriteereinä.”* Toimitusvarmuuden tavoitearvot lisäävät toimitusvarmuuden selkeäksi jakeluverkon suunnittelukriteeriksi, jonka ansiosta toimitusvarmuuden tason ajatellaan olennaisesti kasvavan nykytasoon verrattuna. Tavoitetasojen myötä verkkoyhtiön on myös helpompi kehittää ja käyttää jakeluverkkooaan. Käytännössä tavoitteet muodostavat jakeluverkonhaltijalle uusia verkon suunnittelu- ja mitoitusperusteita. [5]

Uusi laki oli tulosta usean vuoden keskustelusta eri tahojen välillä. Kauppaja- ja teollisuusministeriön työryhmä esitti jo vuonna 2006 yleisten tavoitetasojen asettamista jakeluverkkojen toimitusvarmuuden parantamiseksi. Ehdotus sisälsi vaatimukset yksittäisten asiakkaiden keskeytysajoille, sähkön laadulle ja suurhäiriötilanteissa sovellettavalle toimitusvarmuuden tavoitetasolle. Ehdotus ei kuitenkaan sisältänyt konkreettisia määreitä toimitusvarmuustavoitteiksi. Vuonna 2010 Energiateollisuus ry antoi jäsenilleen suosituksen sähköntoimitusvarmuuden tavoitetasosta. Suosituksen kulmakivenä on asiakkaan kokema vuosittainen kokonaiskeskeytysaika (h/a), joka on kaupunkikeskustoissa enintään yksi tunti, taajamissa enintään kolme tuntia ja maaseudulla enintään kuusi tuntia. Suosituksen tavoitetaso on asetettu normaalitilanteiden vikakeskeytyksille ja siitä voisi poiketa kerran kolmessa vuodessa, esimerkiksi suurhäiriötilanteessa. [5]

Uuden sähkömarkkinalain toimitusvarmuutta käsittelevä osuus pohjautuu Työ ja elinkeinoministeriön energiaosaston vuonna 2012 laatimaan ehdotukseen. Lain mukaan jakeluverkko tulisi suunnitella, rakentaa ja ylläpitää siten, että sen vikaantuminen *myrskyn tai lumikuorman* seurauksena ei aiheuta asiakkaalle tavoitetasoja ylittävää keskeytysaikaa. Keskeytysajat määritellään seuraavalla aluejaolla:

- asemakaava-alueella asiakkaalle ei saa aiheutua yli kuutta (6) tuntia kestävästä yksittäistä keskeytystä,
  - asemakaava-alueen ulkopuolella yksittäinen keskeytys ei saa kestää yli 36 tuntia.
- [5]

Ministeriön lähestymistapa tavoitevaatimukseen poikkeaa Energiateollisuuden tavasta siten, että sillä pyritään saamaan parannusta suurimpia haittoja asiakkaille aiheuttaviin häiriöihin. Eri lähestymistavat tukevat kuitenkin toisiaan ja molempien vaatimustasojen toteutuessa sähkönjakelun toimitusvarmuus nousee todella merkittävästi. [11] Tavoitevaatimusten aluejakoa on perusteltu muun muassa sillä, että kaikille alueille yhtenäinen toimitusvarmuusvaatimus voisi johtaa taajamissa liian alhaiseen toimitusvarmuuteen ja toisaalta haja-asutusalueilla suurella todennäköisyydellä kalliisiin verkkoinvestointeihin. [9]

Verkonhaltijan tulee täyttää ministeriön ehdottamat vaatimukset vastuualueellaan 15 vuoden kuluttua lain täytäntöönpanosta eli vuoteen 2029 mennessä. Keinot, joilla tavoitetaso täytetään jäävät verkonhaltijan omaan harkintaan, toimitusvarmuuden vaatimustaso ei kuitenkaan monen verkonhaltijan osalta täyty käytännössä ilman maakaapelointiasteen merkittävää nostamista. [11] Vaatimusten täytäntöönpano olisi toteutettava portaittain siten, että:

- vaatimukset täyttyisivät viimeistään vuoteen 2020 mennessä vähintään 50 %:lla,
- vuoteen 2024 mennessä vähintään 75 %:lla ja
- vuoteen 2029 mennessä 100 %:lla jakeluverkonhaltijan kaikista käyttäjistä vapaa-ajan asunnot pois lukien.

Vaikutusarvioinnin mukaan 36 tunnin maksimikeskeytystavoite edellyttäisi noin 3,5 miljardin euron valtakunnallista kokonaisinvestointia, jonka korotusvaikutus loppukäyttäjän maksamaan hintaan on arvioitu olevan noin 1,2 senttiä/kWh. [5]

Lain mukaan jakeluverkonhaltijalta edellytetään jakeluverkon kehityssuunnitelmaa, jonka toteuttaminen johtaa asetetun toimitusvarmuustason saavuttamiseen. Kehittämissuunnitelmassa tulee huomioida yleisten toimitusvarmuustavoitteiden ohella sellaisten sähkönkäyttöpaikkojen sähkösaannin turvaaminen, joissa sijaitsee yhteiskunnan johtamisen tai turvallisuuden, väestön toimeentulon tai elinkeinoelämän toimintakyvyn kannalta oleellisia toimintoja. [5]

Kehittämissuunnitelman lisäksi verkonhaltijoille säädetään yleinen varautumisvelvoite normaaliolojen häiriötilanteiden ja poikkeusolojen varalle. Varautumisvelvoite velvoittaa verkonhaltijaa järjestämään riittävän viestiyhteyden

toiminta-alueensa pelastusviranomaisiin ja muihin verkkohaltijoihin, teleyrityksiin ja muihin infrastruktuurin haltijoihin kaikissa olosuhteissa. Verkkoyhtiötä velvoitetaan myös laatimaan ennakkosuunnitelmat korjaushenkilöstön käytöstä ja varallaolosta sekä vastuuhenkilöistä. Kaikkien näiden tietojen tulee sisältyä verkkohaltijalta vaadittavaan varautumissuunnitelmaan. Suunnitelmasta selviää myös miten ja missä järjestyksessä sähköt palautetaan häiriötilanteessa.

Laissa asetetaan jakeluverkkohaltijoille myös sähkönjakelun häiriön aikainen ilmoitusvelvollisuus, johon kuuluu ilmoitukset sähkönkäyttäjille häiriön kestosta ja sähkönjakelun palautumisesta. Tiedottamisen toteuttamiseksi on ehdotettu esimerkiksi tekstiviestipalvelua. Verkkohaltijan ilmoitusvelvollisuuden on oletettu pienentävän pelastustoimelle tulevien kyselyjen määrää. [5,11]

Vakiokorvausten rahamääräistä ylärajaa korotettiin uudessa laissa. Vakiokorvausjärjestelmään lisättäisiin myös kaksi uutta porrasta, joissa vakiokorvauksen määrä nousisi. Uuden mallin mukainen vakiokorvausmenettely vuotuisesta verkkopalvelumaksusta on seuraava:

- 10 %, kun keskeytysaika on 12 – 24 tuntia,
- 25 %, kun keskeytysaika on 24 – 72 tuntia,
- 50 %, kun keskeytysaika on 72 – 120 tuntia,
- 100 %, kun keskeytysaika on 120 – 192 tuntia,
- 150 %, kun keskeytysaika on 192 – 288 tuntia ja
- 200 %, kun keskeytysaika on vähintään 288 tuntia.

Uudessa mallissa sähkönkäyttäjälle maksettava enimmäiskorvaus on 2 000 euroa, kun vanhassa mallissa korvauskatto oli 700 euroa. Uuteen korvausmalliin siirrytään portaiden avulla siten, että korvauskatto on 1 000 euroa vuosien 2012 - 2015 valvontajakson loppuun saakka. Korvausta korotetaan 1 500 euroon ajalle 1.1.2016 – 31.12.2017, jonka jälkeen se kohoaa 2 000 euroon. [5]

### 2.2.1 CLC-aineisto aluejaon apuna

Toimitusvarmuuden tavoitetasot edellyttävät järkevää ja helposti käytettävää aluejakoa. Uuden sähkömarkkinalain toimitusvarmuustavoitetasojen mukainen jako käsittää asemakaava-alueet ja asemakaava-alueen ulkopuoliset alueet. Asemakaava-alueita ovat käytännössä taajamat ja kaupunkikeskustat. Asemakaava-alueen ulkopuolelle jäävät yleensä haja-asutusalueet. Kaavoitusten ongelmana saattaa olla eroavaisuudet kuntien välillä kaavoituskäytännöistä, mikä voisi johtaa siihen, että samantyyppinen alue on yhdessä kunnassa taajamaa ja toisessa maaseutua. [12] Yksi vaihtoehto on käyttää ilmaista ja helposti saatavaa CLC-aineistoa (Corine Land Cover), joka kuvaa maanpeittoa ja sen käyttötarkoitusta 25 m x 25 m ruutuina. Energiavirasto käyttää jo CLC-aineistoa kolmannella valvontajaksolla apuna maakaapelien kaivuolosuhteiden määrittämisessä. CLC-aineisto on myös helposti implementoitavissa olemassa oleviin paikkatietoon perustuviin verkkotietojärjestelmiin. Nykyisin käytettävissä oleva aineisto



kuvaa 2006 vuoden tilannetta. [13] CLC-aineiston pohjalta voidaan tehdä lukuisia luokituksia, toimitusvarmuusvaatimusten kannalta oleellisia ovat kuitenkin luokat:

- 111, tiiviisti rakennetut alueet,
- 112, väljästi rakennetut alueet ja
- 121, teollisuuden ja palveluiden alueet. [12]

CLC-maanpeittoaineiston ongelmana on aineiston pirstaleisuus, jonka takia aineisto ei suoraan muodosta järkeviä aluekokonaisuuksia. EU:ssa on käytössä yleistysäännöt, joiden avulla muodostetaan vähintään 25 hehtaarin alueita. Yleistyksen avulla voidaan erottaa taajamat maaseudusta, vaikka alueet eivät täsmällisesti noudattaisikaan asemakaava-alueiden rajoja. CLC-aineiston toisena ongelmana on se, että sen tiedot ovat aina useita vuosia jäljessä nykytilannetta. [12] Aluemuutokset ovat yleensä varsin hitaita, CLC-aineiston käyttö edellyttää kuitenkin aineiston jatkuvaa päivittämistä.

Kuopion jakeluverkon aluetta käsitellään tällä hetkellä kokonaisuudessaan asemakaava-alueena, sillä verkon alueella olisi vain pieniä ja hajanaisia alueita, jotka sopisivat asemakaava-alueen ulkopuolisiksi alueiksi. Selkeän jaon ansiosta toimitusvarmuuden tavoitetasojen soveltaminen on helpompaa eikä kaavoitusten muutoksista tarvitse välittää. Toisaalta uuden lain myötä yksijakoinen malli tarkoittaa sitä, että koko jakeluverkolle käytetään keskeytyksissä kuuden tunnin tavoitetasoa.

## 2.3 Keskijänniteverkon viat ja sähköjakelun keskeytykset

Tyypillisiä keskijänniteverkon vikoja ovat johdoilla ja sähköasemilla tapahtuvat oikosulut ja maasulut. Vian aikaansaama häiriö luokitellaan sähköjakelun keskeytykseksi, kun tietyt kriteerit täyttyvät. Sähkömarkkinalaki (588/2013) toteaa, että *”Sähköjakelussa ja muussa verkkopalvelussa sekä sähköntoimituksessa on virhe, jos sähkön laatu tai toimitustapa ei vastaa sitä, mitä voidaan katsoa sovitun --”*. Sähkömarkkinalain mukaisesti nykyisin noudatettava standardi on SFS-EN 50160. Standardi SFS-EN 50160 määrittelee sähköjakelun keskeytyksen tilanteeksi, jossa jännite on liittymiskohdassa alle 1 % sopimuksen mukaisesta jännitteestä. Jos jakelujännite on välillä 1...90 % sopimuksen mukaisesti jännitteestä, puhutaan jännitekuopasta.

Keskeytykset voidaan jakaa suunniteltuihin ja häiriön aiheuttamiin keskeytyksiin. Suunnitellusta keskeytyksestä ilmoitetaan sähkökäyttäjälle etukäteen ja se johtuu jakeluverkossa tehtävistä töistä. Häiriökeskeytyks on ennustamaton, satunnainen tapahtuma, joka aiheutuu pysyvistä tai ohimenevistä vioista ja se liittyy yleensä ulkopuolisiin tapahtumiin, laitevikoihin tai häiriöihin. Häiriökeskeytykset voidaan häiriön keston mukaan luokitella pitkiin ja lyhyisiin keskeytyksiin. Standardin määritelmän mukaan pitkä keskeytyks kestää yli kolme minuuttia ja lyhyt enintään kolme minuuttia. [12]

Suurhäiriöllä tarkoitetaan tilannetta, jossa yli 20 % verkkoyhtiön asiakkaista on ilman sähköä tai jossa 110 kV johto tai 110/20 kV (110/10 kV) sähköasema tai

päämuuntaja vikaantuu useiksi tunneiksi. Verkkoyhtiöiltä edellytetään suurhäiriöiden varalle hyväksytyä varautumissuunnitelmaa, jossa esitetään verkkoon, henkilöstöön ja organisaatioon liittyvät suurhäiriössä toteutettavat toimenpiteet. Varautumissuunnitelmassa esitetään myös riskianalyysi sekä tavoitteet, joihin toimenpiteet tähtäävät. Tavoitteet voivat olla erilaisia eri verkkoyhtiöillä. Kaupungeissa ja suurissa taajamissa voidaan pyrkiä pahoissakin vioissa 100 %:n korvattavuuteen (huippukuormasta). Haja-asutusalueilla pahoissa häiriöissä tavoitteena voi olla vaikkapa 70 %:n korvattavuus. [15]

Termin ”suurhäiriö” käyttöä on pyritty rajaamaan tutkimuksessa *”Sähköhuollon suurhäiriöiden riskianalyysi- ja hallintamenetelmien kehittäminen”* (2011). Tutkimuksessa esitetään, että termiä käytettäisiin vain sellaisista laajoista tai pitkäkestoisista keskeytyksistä, jotka vaativat yhteiskunnan yleisen järjestyksen ylläpidon tai henkilö- tai omaisuusvahinkojen välttämisen kannalta viranomaisapua. Sähköaseman vikaantumisen aiheuttamasta mittavasta, mutta yhteiskunnallisella tasolla paikallisesta keskeytyksestä, joka ei vaadi merkittävää viranomaisapua, voidaan käyttää esimerkisi termiä ”vakava keskeytystilanne” tai ”vakava sähkönjakelun häiriö”. [16]

Pahimpia mahdollisia keskijänniteverkon yksittäisiä vikoja ovat sähköaseman päämuuntaja- ja kiskoviat. Päämuuntajan vikaantuessa kuormitusta vastaava teho on saatava saman sähköaseman päämuuntajilta tai siirrettävä kj-verkon kautta toisilta sähköasemilta. Jos korvaustehoa joudutaan siirtämään muualta, voidaan sähköaseman omaa kiskostoa käyttää kytkemönä. Tällöin kiskoihin kannattaa kytkeä ne korvaavat lähdöt, joiden kautta saadaan eniten korvaustehoa. Kiskoviassa vioittuneen kiskon kuormat voidaan siirtää toiselle kiskolle, jos käytössä on duplex- eli kaksoiskiskojärjestelmä. Jos koko kiskosto vikaantuu, jäävät säteittäisesti rakennetut lähdöt täydellisesti ilman tehonsyöttöä, sillä niille ei saada korvaustehoa mitään reittiä pitkin. Tällaisissa tilanteissa voidaan käyttää keskeytysaikojen pienentämiseksi esimerkiksi varavoimaa. Renkaaseen rakennetuille lähdöille voidaan siirtää tehoa muilta asemilta silloinkin, kun korvattavan aseman kiskosto on vikaantunut.

Tässä työssä käsitellyt kiskoviat ovat koko kiskostoa koskevia vikoja. Päämuuntajavikoja käsitellään siten, että aseman kaikki saman jänniteportaan muuntajat vikaantuvat samanaikaisesti.

## 2.4 Keinoja toimitusvarmuuden parantamiseksi

Lakisääteinen toimitusvarmuuden tavoitetaso ajaa verkonhaltijoita suunnittelemaan verkoistaan säävarmoja eli sellaisia, joissa sääilmiöt eivät aiheuta useita samanaikaisia vikoja verkkoon. Toimitusvarmuuden parantamiseksi on useita keinoja, muun muassa tien viereen rakentaminen, kaapelointi, PAS-johtojen käyttö ja verkostoautomaation lisääminen. Eri keinojen vaatimat investoinnit ja toteutusaikataulut ja niistä saatavat hyödyt eroavat suuresti toisistaan. Parhaat keinot ovat tapauskohtaisia ja riippuvat esimerkiksi verkon rakenteesta (kj-kaapelointiaste, pj-kaapelointiaste) ja häiriön laajuudesta. Esimerkiksi verkostoautomaatiosta ei ole juuri hyötyä suurhäiriössä, mutta

paikallisesti rajatuista häiriöissä hyöty on selkeä ja verkkotekniikkana automaation lisääminen on nopeasti toteutettavissa. Laajojen ja pitkien häiriöiden kannalta paras keino toimitusvarmuuden parantamiseen on kj- ja pj-kaapelointi. Verkkotekniikkana kaapelointi on kuitenkin hidasta toteuttaa. [9] Taulukossa 2.1 on esitetty tiettyjen toimien vaikutuksia sähkönjakelun toimitusvarmuuteen. Listaan on valikoitu Kuopion Energia tämän hetken verkkostrategiaan soveltuvia keinoja. Esimerkiksi uudet sähköasemat, 1000 V sähkönjakelujärjestelmät ja kevyet 110 kV johdot ovat tästä syystä jätetty huomioimatta.

*Taulukko 2.1. Erilaisten verkkotekniikoiden vaikutuksia vikojen määriin ja kestoihin (++ tilanne paranee merkittävästi, + tilanne paranee hieman, - vähäinen tai ei vaikutusta). [12]*

	Pysyvien vikojen määrä		Pysyvien vikojen kesto	Työ-keskeytykset	Jälleenkytkentöjen määrä
	Absoluuttisesti	kpl/asiakas			
Kaapelointi	++	++	-	-	++
PAS-johdot	+	+	-	-	+
Varayhteydet	-	-	++	++	-
Tienvarteen rakentaminen	+	+	+	-	+
Yhteistyö	+	+	+	-	-
Kauko-ohjattavat erottimet	-	-	++	-	+
Verkkokatkaisijat	-	++	-	-	++
Varavoima	-	-	+	++	-
Kevyet sähköasemat	-	++	-	-	++
Maasulkuvirran sammutus	-	-	-	-	++

Verkkoyhtiön verkonkehitysstrategia vaikuttaa olennaisesti jakeluverkon suunnitteluun ja kehityssuunnitelmien tekemiseen. Kaapeloinnin lisääminen nousee helposti isoksi osaksi toimitusvarmuuden parantamista. Jos suurin osa ja kriittiset alueet verkosta on kaapeloitu, ei kaapelointiasteen nostamisella välttämättä saavutetakaan enää suurta hyötyä. Toisaalta nuorehkon ilmajohtoverkon kaapelointi ei välttämättä ole järkevää, sillä johtojen pitoajasta ja jälleenmyyntiarvosta on vielä paljon jäljellä. Toimitusvarmuuden nostamisessa tulisikin tilannetta tarkastella tapauskohtaisesti ja valita kuhunkin tilanteeseen parhaiten sopivat keinot niin, että yhtiön lakisääteiset velvollisuudet täyttyvät. Täysin käyttövarmaan verkkoon investointi ja sen ylläpito ei kuitenkaan ole taloudellisesti järkevää.

### 2.4.1 Maakaapelit, PAS-johdot ja varayhteydet

Tarve uudelle johdolle voi syntyä siirtokapasiteetin lisäyksestä tai verkon toimitus- ja käyttövarmuuden parantamisesta. Uuden johdon myötä kuormitusvirta pienenee muilla johdoilla ja johtolähdöillä. Sen seurauksena jännitteenalenemat pienentyvät keskijänniteverkossa ja asiakkaiden liittymispisteissä. Tämän seurauksena tarpeet pienjänniteverkon vahvistuksille vähenevät ja häviöt pienenevät keskijänniteverkossa. [3] Uusi johto parantaa verkon toimitusvarmuutta, jos yhden katkaisijan takana oleva johtopituus lyhenee. Katkaisijan takana olevan johtopituuden lyhentyessä pienenee myös vian aikana keskeytyksen kokevien asiakkaiden määrä. Tämän lisäksi uutta johtoa voidaan käyttää topologiasta riippuen varayhteytenä.

Suomen jakeluverkko on rakennettu suurelta osin 1960- ja 1970-luvulla. Siten verkossa on paljon johtoja, jotka ovat tulossa käyttöikänsä päähän. Verkossa voi olla myös johtoja, jotka eivät ole oikosulkukestoisia tai niiden häviöt ovat suuret. Verkossa on siis yleisesti ottaen paljon teknis-taloudellista saneeraustarvetta. [3] Saneerausta tulisi tehdä erityisesti pitoaikansa loppupäässä oleville johdoille, jolloin verkon nykykäyttöarvo kasvaa eniten. Nykykäyttöarvon kasvu taas nostaa verkkoyhtiön sallitun tuoton määrää.

Johtojen suunnittelussa oleellisia tietoja ovat johtotyyppi (kaapeli, PAS-johto, avojohto), johdon poikkipinnan suuruus ja investoinnin toteuttamisajankohta. Johtotyypin valintaan vaikuttavat muun muassa maantieteellinen käyttöpaikka, ympäristönäkökulmat ja haluttu toimitusvarmuus. Johtimen poikkipinnan valintaan vaikuttavat tekniset ja taloudelliset reunaehdot. Maakaapelin ja PAS-johdon käyttö pienentää vikataajuutta verrattuna avojohtoon. [2,1]

Maakaapeleita käytettäessä verkon toimitusvarmuus kasvaa olennaisesti, sillä kaapeliverkko on käytännössä immuuni sääilmiöiden aiheuttamille vioille. Maan alla kaapeli on suojassa ukkoselta, lumelta, katkenneilta puilta ja myrskytuhoilta. Kaapelien vikataajuus pysyvissä vioissa on 20 – 50 % pienempi kuin avojohdoilla, eikä ohimeneviä vikoja esiinny juuri lainkaan. [12] Toisaalta kaapeleiden vikoja on vaikeampi havaita ja korjata, kaapeleiden rakennuskustannukset ovat myös suuremmat kuin vastaavan avojohdon. Taajamassa ja kaupungeissa kuormitustiheys on kuitenkin yleensä niin suuri, että kaapeliverkon kustannukset jäävät myytyä energiayksikköä kohden melko alhaisiksi. Kaapeli on myös ympäristön säilymisen kannalta paras ratkaisu. [17] Kaapeliverkkoon on kuitenkin vaikeampi tehdä muutoksia. Uusia haarajohtoja varten tarvitaan erityiset kytkentäkojeistot, niin sanotut RMU-yksiköt (ring main unit) tai jakelumuuntamolta lähtevät haaroitukset. [12]

Kj-verkoissa käytetään myös jonkin verran päällystettyjä avojohtoja eli PAS-johtoja. PAS-johdot ovat tilantarpeeltaan ja kustannuksiltaan kaapeleiden ja avojohtojen välimaastossa. [17] PAS-johto on päällystetty eristysaineella, jonka ansiosta johtimien hetkellinen toisiinsa koskettaminen ei aiheuta läpilyöntiä. Vastaavasti puu voi nojata PAS-johtoa vasten jopa päivien ajan. Eristyksen ansiosta johdon vaiheväliliä voidaan lyhentää, joka mahdollistaa kapeamman johtokadun käytön. PAS-johtoa vasten nojaavat

tai kaatuneet puut voivat olla myös turvallisuusriski. Johtoa vasten makaava puu voi aiheuttaa suuri-impedanssisen ja pienivirtaisen maasulun, joka ei havahduta maasulkusuojausta. Samalla askel- ja kosketusjännitteet voivat vikapaikan läheisyydessä nousta hengenvaaralliseksi. PAS-johtojen taloudellisia käyttöalueita ovat esimerkiksi sähköasemilta lähtevät kaksois- ja kolmoisjohdot sekä käyttövarmuuden kannalta erityisen hankalat kohteet, joita ei kuitenkaan haluta kaapeloida. [12]

Varayhteyksien rakentaminen muuttaa verkon topologiaa ja vaikuttaa siten taas keskeytysaikojen pituuteen. Varasyöttöyhteys voi tarkoittaa säteittäisen verkkorakenteen muuttamista rengasmaiseksi rakentamalla kahden johtolähdön välille varayhteys, jota ei normaalisti käytetä. Varasyöttöyhteyksiä voidaan rakentaa myös naapuriverkkoyhtiöiden verkkoihin. Varasyöttöyhteyksillä kasvatetaan käyttövarmuutta, toisaalta tarpeettomien johtoyhteyksien rakentaminen ei ole kaikkialla taloudellista. [12]

Kuopion Energian verkonkehittämisstrategian yhtenä kulmakivenä on maakaapelointiasteen kasvattaminen. Jakeluverkon kaapelointiaste on tämänhetkisellä tasolla jo korkea, mutta sitä edelleen kasvattamalla voidaan toimitusvarmuutta parantaa entisestään. [18]

#### 2.4.2 Tienvarteen rakentaminen

Haja-asutusalueiden keskijänniteverkon avojohdot rakennettiin vielä muutama vuosikymmen sitten tyypillisesti metsiin käyttäen lyhimpiä johtoreittejä. Käyttämällä suorinta mahdollista reittiä minimoitiin materiaalikustannukset. Nykyään sähkön toimitusvarmuuden merkitys on niin suuri, että avojohdoja suositellaan rakennettavaksi teiden viereen. Tällöin vikataajuus vähenee, ja vikojen paikantaminen ja korjaaminen nopeutuu. Myös johtokadun raivaustarve vähenee, kun toinen puoli johtokadusta on jo tietä varten raivattu. Toisaalta johto-osuudet usein pitenevät, mikä nostaa materiaalikustannuksia. Siirrettäessä kj-johtoa tien viereen joudutaan samalla usein muuttamaan nykyisten jakelumuuntamoiden ja niiden syöttämien pj-johtojenkin paikkoja. [12]

#### 2.4.3 Organisaatioiden välinen yhteistyö

Jakeluverkonhaltijan yhteistyö viranomaisten, metsänhoitoyhdistysten, maaurakoitsijoiden ja muiden verkkoyhtiöiden kanssa vaikuttaa laajasti toimitusvarmuuteen. Jakeluverkon kehittämisstrategiaan tulisikin sisällyttää pitkän aikavälin kehittämistoimia, jotka tähtäävät sähköntoimituksen kannalta toisistaan riippuvien sidosryhmien yhteistyön parantamiseen.

Hyvin suuri osa jakeluverkon avojohdo-osuuksien vioista aiheutuu puiden kaatumisesta tai taipumisesta johdoille. Vikojen määrä vähenee huomattavasti, jos johtokatuja siistitään ja riskipuita raivataan säännöllisesti. Toiminta on tehokasta, jos verkonhaltija, metsänhoitoyhdistykset ja metsänhakkuita tekevät yritykset toimivat yhteistyössä. Suurimmat riskit voidaan tällöin kartoittaa ja poistaa koordinoitusti.

Raivaukseen voidaan käyttää tavallisen moottori- ja metsäkonesahauksen ohella tehokasta helikopterisahausta, jossa helikopterista roikkuvalla pitkällä moottorisahalla sahataan johtokadun reuna siistiksi. [12]

Kaivinkoneilla tehdyt kaivutyöt aiheuttavat suuren osan kaapeliverkkojen vioista, joista suuri osa johtuu kaivuyritysten ja verkkoyhtiön välisen viestinnän puutteesta. Kaivutöistä johtuvia kaapelivaurioita on pystytty olennaisesti vähentämään ohjeistamalla kaivuyrityksiä ottamaan yhteyttä verkkoyhtiöön ennen kaivutöiden aloittamista. [12]

#### 2.4.4 Kauko-ohjattavat erottimet

Sähköasemalta lähtevällä kj-johtolähdöllä tapahtuva vika näkyy keskeytyksenä kaikilla johtolähdön asiakkailta, ellei käytössä ole maastokatkaisijoita. Keskeytyksissä vikaantunut verkon osa erotetaan terveestä erottimien avulla. Kauko-ohjattavilla erottimilla voidaan lyhentää asiakkaiden kokemia keskeytysaikoja, sillä terveet verkon osat voidaan erottaa vikaantuneista huomattavasti nopeammin kuin paikanpäällä käsin ohjattavilla erottimilla. Kauko-ohjattavat erottimet eivät kuitenkaan vaikuta asiakkaiden kokemien vikojen määrään. [12] Kuopion Energian kaikki uudet muuntamot varustetaan kauko-ohjattavilla erottimilla.

#### 2.4.5 Verkkokatkaisijat

Maastoon sijoitettu katkaisija parantaa verkon käyttövarmuutta lisäämällä verkon suojausalueiden lukumäärää. Tällöin yhden katkaisijan perässä olevan johto-osuuden pituus pienenee. Vian aikaisen keskeytysalueen koko eli vikojen lukumäärä pienenee, sillä katkaisijan takana verkossa tapahtuva vika ei näy verkon alkupään asiakkaille. Verkkokatkaisijoista saavutettava hyöty riippuu katkaisijan takana olevan verkon pituudesta, katkaisijaa edeltävien asiakkaiden lukumäärästä ja niiden käyttämästä energiasta. [12] Taloudellisesti hyviä sijoituspaikkoja voivat olla kuormitusraja-  
vyöhykkeet lähdöillä, joiden alkupäässä on suuri kuormitusaste ja pieni vikataajuus ja loppuosalla pieni kuormitus ja suuri vikataajuus. Tällaisia ovat esimerkiksi sähköasemalta kaapelina alkavat pitkät johtolähdöt, joiden loppuosuudet ovat vähän kuormitettua avojohtoa. [19] Verkkokatkaisijoita on Kuopion Energian keskijänniteverkossa käytössä yhteensä kolme kappaletta. Ne ovat integroitu osaksi muuntajakojeistoa. Pylväskatkaisijoita ei tällä hetkellä ole käytössä. [18]

#### 2.4.6 Kevytsähköasemat

Uuden sähköaseman ja syöttävän 110 kV:n johdon rakentaminen on hyvin merkittävä investointi. Toisaalta uuden aseman vaikutukset keskijänniteverkkoon ovat suuret. Uusi sähköasema jakaa syöttöalueita pienempiin osiin. Keskijänniteverkon virrat ja samalla häviöt ja jännitteenalenemat pienenevät. Tärkein vaikutus on katkaisijoiden takana

olevien johtopituuksien lyhentyminen. Tällöin asiakaskohtaiset vikamäärät vähentyvät merkittävästi, kun pysyvien vikojen ja jälleenkytkentöjen vaikutusalueet pienenevät. [3]

Kevytsähköasema on yksinkertaisempi ja pienempi ja siten myös edullisempi kuin perinteinen sähköasema. Kevytsähköasemissa käytetään yleensä kiskotonta avorakenteista ulkokytkinlaitosta ja kj-kytkentälaitteistot voidaan usein sijoittaa parakkityyppiseen kompaktiin rakennukseen. Usein sähköasemalle riittää vain yksi päämuuntaja, sillä keskijännitelähtöjen määrää on rajoitettu. Kevytsähköasema rakennetaan yleensä 110 kV:n linjan alle, jolloin ei tarvita 110 kV:n siirtohaaraa eikä pääteportaalia. Kevytsähköaseman rakennuskustannukset voivat olla jopa 50% pienemmät perinteiseen asemaan verrattuna. [20] Yksinkertaisesta rakenteesta huolimatta nykyaikaisilla releillä ja kaukokäytöllä toteutettu kevytsähköasema toimii haja-asutusalueella monipuolisena jakelukeskuksena [15].

Kuopion Energialla on käytössä yksi kevytsähköasema. Matkuksen asema otettiin käyttöön vuonna 2012 ja se sijaitsee suoraan 110 kV:n linjan alla. Asemalla on käytössä modernit suojarleet, jotka mahdollistavat vian paikannuksen.

#### 2.4.7 Varavoima

Keskijänniteverkon sähkötekniiset kehitystarpeet johtuvat usein vakavien häiriötilanteiden, esimerkiksi päämuuntajavaurion, aikaisen siirtokapasiteetin puutteesta. Sähkönjakeluverkossa on aina sellaisia kohteita, joiden käyttövarmuutta ei ole järkevin kustannuksin mahdollista parantaa verkkorakennetta muuttamalla. [12] Tällaisia kohteita ovat esimerkiksi syrjäiset säteittäiset johto-osuudet, joihin liittyy pientä kulutusta. Varayhteyksien tai rengasverkon rakentamiselta voidaan välttyä hyödyntämällä esimerkiksi varavoimakoneita. Varavoiman käyttö on myös perusteltua kriittisissä kohteissa, kuten terveydenhuoltoon tai pelastustoimeen liittyvissä toiminnoissa. Varavoimaan ei kannata kuitenkaan panostaa tarpeettomasti, sillä sen hyöty realisoituu ainoastaan sähkönjakelun keskeytyksissä.

#### 2.4.8 Maasulkuvirran sammutus

Yksivaiheisen maasulun vikavirta aiheuttaa vikapaikassa maadoitusjännitteen, jonka suuruus määräytyy vikavirran suuruuden ja vikavirran kohtaaman maadoitusresistanssin tulon perusteella. Maadoitusjännite saattaa suuren maasulkuvirran tai ison maadoitusresistanssin vaikutuksesta muodostua ihmisille ja eläimille vaaralliseksi kosketus- tai askeljännitteeksi. Suomen maaperän ominaisjohtavuus on pääsääntöisesti huono, jolloin jakelumuuntamoilla ja erotinasemilla käytettävien suojamaadoitusten ja pienjänniteverkon käyttömaadoitusten maadoitusresistansseja on vaikea saada pieniksi. Maadoitusresistanssit ovatkin tyypillisesti muutamia ohmeja. Tämä onkin keskeisin syy siihen, että Suomessa keskijänniteverkkoa käytetään maasta erotettuna. Maasta erotetussa verkossa maasulkuvirta on pieni, jolloin maadoitusjännitteet pysyvät kohtuullisina ja sähköturvallisuusmääräysten asettamat vaatimukset voidaan täyttää.

Vaikeissa maadoitusolosuhteissa, esimerkiksi harjualueilla, on kuitenkin useassa tapauksessa vaikea saavuttaa sallittuja maadoitusjännitearvoja. [12]

Maadoitusjännitteitä voidaan pienentää parantamalla maadoitusjohtimia ja elektrodeja, mikä usein tarkoittaa maadoitukseen käytettävän kuparin määrän kasvamista. Vaihtoehtona on maasulkuvirran kompensointi eli niin sanottu ”sammutus”, joka voidaan toteuttaa keskitetysti (sähköasemilla) tai hajautetusti verkossa. Maasulkuvirran kompensoinnin eli sammutuksen hyötynä ovat pienentyvien maadoitusjännitteiden lisäksi myös vähentyvät maasuluista aiheutuvat relettoiminnot. Kompensoidussa verkossa osa valokaarimaasuluista sammuu itsestään ilman, että katkaisijan tarvitsee tehdä verkkoa jännitteettömäksi. Sammutuksen avulla voidaan siten vähentää verkossa esiintyviä jälleenkytkentöjen määrää. [12] Kuopion Energian kj-verkossa käytetään sähköasemille keskitettyä sammutusta.



## 3 Verkon teknis-taloudelliset suunnitteluperusteet

Sähköverkon suunnittelu on ollut perinteisesti teknis-taloudellinen optimointitehtävä, jonka tuloksena saadaan vastaukset kysymyksiin: mitä, missä, milloin ja miksi toimenpiteitä on tehtävä. Tavoitteena on löytää kustannuksiltaan pienin ratkaisu, joka toteuttaa tarkasteluajan tekniset vaatimukset. Tyypillisiä teknisiä reunaehtoja verkon suunnittelulle ovat:

- jännitteenaleneman suuruus,
- johtojen terminen kestoisuus eli kuormitettavuus,
- johtojen oikosulkukestoisuus,
- suojausten toimivuus ja
- sähköturvallisuuteen liittyvien määräysten täyttyminen.

Suunnittelun tuotteena saadaan vaadittavat toimenpiteet ja niiden ajoitukset.

### 3.1 Kustannuslaskenta

Jakeluverkkojen suunnittelun keskeinen tavoite verkon teknisen toimivuuden ohella on kustannusten minimointi. Sähköverkkoyhtiöille Energiaviraston toimesta on sallittu tietty yritysکوhtainen tuotto. Siten voidaan olettaa, että toiminnasta aiheutuvat kustannukset vaikuttavat sähkön kuluttajahintaan ja yhtiön omistajille maksettavaan tuottoon. Kaupunki- tai kuntaomisteisen verkkoyhtiön tuotto on merkittävä jatkuva ja lakisääteinen tuloerä, joka voidaan ohjata esimerkiksi sairaanhoidon tai koulutuksen kehittämiseen.

Kustannukset muodostuvat investointikustannuksista, häviöiden aiheuttamista kustannuksista, keskeytyskustannuksista ja ylläpitokustannuksista. Investointikustannukset ovat yksilöllisiä ja kertaluonteisia, muut kustannukset ovat jaksollisia ja joko kiinteitä tai muuttuvia. Taulukko 3.1 kuvaa eri kustannuksia ja niiden luonnetta.

*Taulukko 3.1. Jakeluverkon kustannukset ja niiden luonne [3]*

<b>KUSTANNUKSET</b>	kiinteä	muuttuva	kerta	jaksollinen
Investoinnit	x		x	
Kuormitushäviöt		x		x
Tyhjäkäyntihäviöt	x			x
Keskeytyskustannukset		x		x
Ylläpito	x			x

Taloudellisesta näkökulmasta ainoa järkevä tapa on kustannusten tarkastelu koko järjestelmän eliniän ajalta. Verkon kustannukset eivät kuitenkaan ole keskenään

vertailukelpoisia. Kertaluontoista investointia ei voida verrata esimerkiksi yhden vuoden keskeytyskustannuksiin. Vertailun toteuttamiseen on kaksi pääperiaatetta. Jaksolliset kustannukset voidaan diskonttaamalla laskea koko käyttöjakson nykyarvossa, toisaalta investointikustannukset voidaan muuttaa käyttöjaksolle jaksotetuiksi vuotuisiksi kustannuksiksi annuiteettimenetelmällä. [3]

Sekä nykyarvo- että annuiteettimenetelmässä oleellista on laskentakorkokannan valitseminen. Laskentakorko voidaan valita esimerkiksi Energiaviraston määräämän sallitun tuotto-%:n mukaan tai muilla perusteilla.

### 3.2 Johdon mitoitus

Jakeluverkon johtojenmitoituksen olennaisin osa on poikkipinnan valinta. Johdon poikkipinta vaikuttaa rakennuskustannuksiin ja toisaalta johdolla tapahtuviin häviöihin ja sitä kautta häviökustannuksiin. Johdon poikkipinnan koko vaikuttaa johdon investointi- ja käyttökustannuksiin. Poikkipinnan kasvattaminen suurentaa rakennuskustannuksia, toisaalta poikkipinnan kasvattaminen pienentää häviökustannuksia johtimen impedanssin pienentyessä. Johdon käyttöiän häviökustannukset muodostuvat useiden vuosien aikana, siksi tulevaisuuden kustannukset tyypillisesti diskontataan nykyarvoon. Eri poikkipintojen kustannuksia mietittäessä on järkevää laskea taloudellisia rajatehoja vertailemalla eri poikkipintojen häviö- ja investointikustannuksia. [3]

Nämä kustannukset voidaan yhdistää nykyarvotarkastelulla kokonaiskustannuksiksi  $K$  yhtälön (1) mukaisesti. Ensimmäisen vuoden häviökustannukset kerrotaan kapitalisointikerroimella, jotta saadaan koko pitoajan häviökustannusten nykyarvo.

$$K = K_R + \kappa K_{h1} \quad (1)$$

jossa

$K_R$  = rakentamiskustannukset

$K_{h1}$  = 1. vuoden häviökustannukset

$\kappa$  = kapitalisointikerroin

Isompi poikkipinta tarkoittaa korkeampia rakennuskustannuksia, mutta pienempiä häviöitä. Sähköverkkoyhtiöissä on yleensä käytössä vain muutamia erilaisia poikkipintoja, joista oikealla laskennalla pitäisi löytyä senhetkiseen tilanteeseen taloudellisin vaihtoehto.

Uuden johdon mitoituksessa etsitään peräkkäisten poikkipintojen avulla rajatehoa, jolla kyseiset poikkipinnat johtavat samaan taloudelliseen tulokseen. Laskentaan vaikuttavat laskentakorkokanta, vuotuinen tehonkasvuprosentti, pitoaika, häviökustannusten hinnoittelu ja käytettävien poikkipintojen investointikustannukset sekä niiden resistanssit. Epäyhtälössä (2) kuvaan tehtävänasettelua. Termit  $K_h$  kuvaavat häviökustannuksia ja  $K_i$  investointi-kustannuksia, alaindeksien toiset kirjaimet viittaavat erikokoisiin poikkipintoihin  $A$  ja  $B$ .

$$K_{hA} - K_{hB} > K_{iB} - K_{iA} \quad (2)$$

Epäyhtälön (2) avulla voidaan johtaa toinen epäyhtälö (3), jolla saadaan laskettua johdolle taloudellinen ensimmäisen vuoden rajateho  $S_1$ .

$$S_1 \geq U \sqrt{\frac{K_{iB} - K_{iA}}{\kappa c_h (r_A - r_B)}} \quad (3)$$

jossa,

$k_{iA}, k_{iB}$	= poikki pintojen A ja B investointikustannukset eur/km
$r_A, r_B$	= poikki pintojen A ja B resistanssit $\Omega/\text{km}$
$c_h$	= häviöiden hinta eur/kW/a
$\kappa$	= kapitalisointikerroin

Kuopion Energian tapauksessa keskijänniteverkossa eri kaapelipoikkimidoille ei yleensä tarvitse tehdä tällaista tarkastelua, sillä uudet kaapelit ovat poikkimidoiltaan pääosin 185 mm<sup>2</sup>:n kaapeleita (AHXAMK 185-W). Ilmajohdoverkolle sen sijaan edellä mainittu laskentatapa on hyödyllinen. Sähköasemien välisten siirtoyhteyksien vahvistamisen taloudellista arviointia tehdessä investointi on nopeasti ajateltuna kannattava, jos investointikustannukset ovat pienemmät kuin sähköasemavian aikana asiakkaiden keskeytysajoista johtuvat kustannukset, jotka realisoituvat vakiokorvausten ja toimittamatta jääneen sähkön muodossa. Keskeytysajan vähentämiseksi tehtävien investointien kannattavuuden arviointi on monimutkainen tehtävä. Kannattavuuteen vaikuttavat ainakin:

- investoinnin kokonaiskustannus,
- investoinnin vaikutus (keskeytysten määrään ja kesto),
- keskeytyksistä aiheutuvan haitan arvostus eri asiakasryhmillä,
- investoinnin muut hyödyt,
- kuinka suurta osaa investoinnin kokonaiskustannuksista voidaan verrata keskeytyksistä aiheutuviin haittoihin (sekä asiakkaan että verkkoyhtiön näkökulmasta),
- laskentakorko ja pitoaika.

Parhaiten edellä mainituista tekijöistä tunnetaan yleensä investoinnin hinta. Investoinnin mahdolliset muut hyödyt riippuvat verkko-olosuhteista ja verkkoyhtiön painotuksista. Investoinnin järkevyyteen vaikuttaa myös uuden sähkömarkkinalain mukanaan tuoma vaatimus toimitusvarmuuden tavoitetason täyttymisestä. [15]

### 3.2.1 Johdon kuormitettavuus ja oikosulkukestoisuus

Poikkimidoiltaan taloudellisesti optimoitu johto ei välttämättä täytä teknisiä reunaehtoja. Johdon mitoittamisessa tärkeitä teknisiä parametreja ovat kuormitettavuus,

jännitteenaleneman suuruus ja oikosulkukestoisuus. Riippuen tilanteesta, yleensä yksi näistä parametreista nousee muiden ylitse rajoittavaksi tekijäksi.

Johdinmitoituksessa kuormitettavuutta ja oikosulkukestoisuutta voidaan tutkia hyödyntämällä alan julkaisuja ja sallittuja kuormitusarvoja eri johdintyypeille. Liitteessä 2 on esitetty tavallisempien keskijänniteverkon johtojen suurimpia sallittuja kuormitus- ja yhden sekunnin oikosulkuvirtoja. Johdinten suurimmat sallitut jatkuvan tilan lämpötilat ovat yleensä isompia kuin 80 °C ja suurimmat sallitut hetkelliset lämpötilat noin 160 – 180 °C. [3]

Kuormitettavuus voi olla rajoittava mitoitus tekijä varsinkin maakaapeleilla, jotka rakenteensa ansiosta jäähtyvät huonommin kuin avojohdot. Kaapeleille voidaan harvoin ja hetkittäisenä sallia pieniä ylityksiä maksimikuormitettavuudesta. [3] Sähköenergioliitto ry (SENER) on verkostosuosituksessaan (SA 5:94) määritellyt maakaapeleille niin sanottuja hätäkuormitettavuuksia. Ylikuormitettavien kaapeleiden tulee olla palonkestävästi asennettuja. Sen lisäksi hätäkuormituksen keston on syytä jäädä niin pieneksi kuin mahdollista. Verkostosuositus (SA 5:94) ehdottaa raja-arvoksi yhtäjaksoisen hätäkuormituksen kestolle 50 tuntia ja kaapelin pitoajalle yhteenlaskettuna 500 tuntia. Kaapeleille on verkostosuosituksessa määritelty myös hätäkuormituskertoimia, jotka kertovat ylikuormituksen suhteen normaaliin kuormitukseen. [21] Hätäkuormituskertoimia on esitetty taulukossa 3.4.

*Taulukko 3.2 Kaapeleiden hätäkuormituskertoimia [21]*

Kaapelityyppi	Johtimen maks.lämpötila hätäkuormituksella [°C]	Hätäkuormitettavuuskerroin	
		ilmassa +25 °C	maassa +15 °C
12 – 24 kV paperieristeinen	95	1,26	1,20
1 – 24 kV PEX- eristeinen	130	1,20	1,30

### 3.2.2 Jännitteenalenema johdolla

Jännitteen suuruus on sähkökäyttäjälle tärkeä laatutekijä. Sähkölaitteet eivät välttämättä toimi kunnolla tai saattavat hajota, jos jännite on liian alhainen tai korkea. Jakeluverkossa syntyy Ohmin lain mukaisesti jännitteenalenemia verkon osien pitkittäisimpedanssin ja kuormitusvirran ansiosta. Jännitteenalenemaa tulee tarkastella koko sähkönsyöttöreitiltä, sähköasemalta aina asiakkaalle saakka. Yksittäiselle johdolle ei siten voi asettaa selvää reunaehto, vaan tarkastelu pitää kohdistaa koko johtolähdölle. [3]

Jännitteenalenemat eroavat toisistaan paikan ja ajan suhteen, ne riippuvat tarkasteltavan verkon osan rakenteesta ja pituudesta sekä kuormitustilanteesta. Jännitteenalenemaa kannattaakin tarkastella suhteellisena arvona. Yleinen tapa on sallia

tietty suhteellinen jännitteenalenema koko keskijänniteverkolle verkon mitoitusteholla. [17]

Suosittelut jännitteenalenemat keskijänniteverkolle on verkostosuosituksen SA 5:94 mukaan 3 – 7 % [21]. Etenkin avojohdoilla jännitteenalenemasta voi tulla rajoittava mitoitus tekijä: ”*Kun kuormitettavuuden sallimaa suurinta tehoa siirretään tavanomaisilla johdinpoikkipinnoilla, neljän prosentin jännitteenaleneman sallima siirtoetäisyys jää vajaaksi kolmeksi kilometriksi.*”. [3] Kuopion Energialla käytetään sähköverkon suunnittelussa nyrkkisääntönä 5 %:n suurinta sallittua jännitteenalenemaa.

Tässä työssä jännitteenalenemaa ei käsitellä korvausyhteyksien kannalta, sillä tehonsiirtoa rajoittavana tekijänä kaikissa siirtoyhteyksissä on johdinten kuormitettavuus.

## 4 Kuopion Energian keskijänniteverkon nykytila

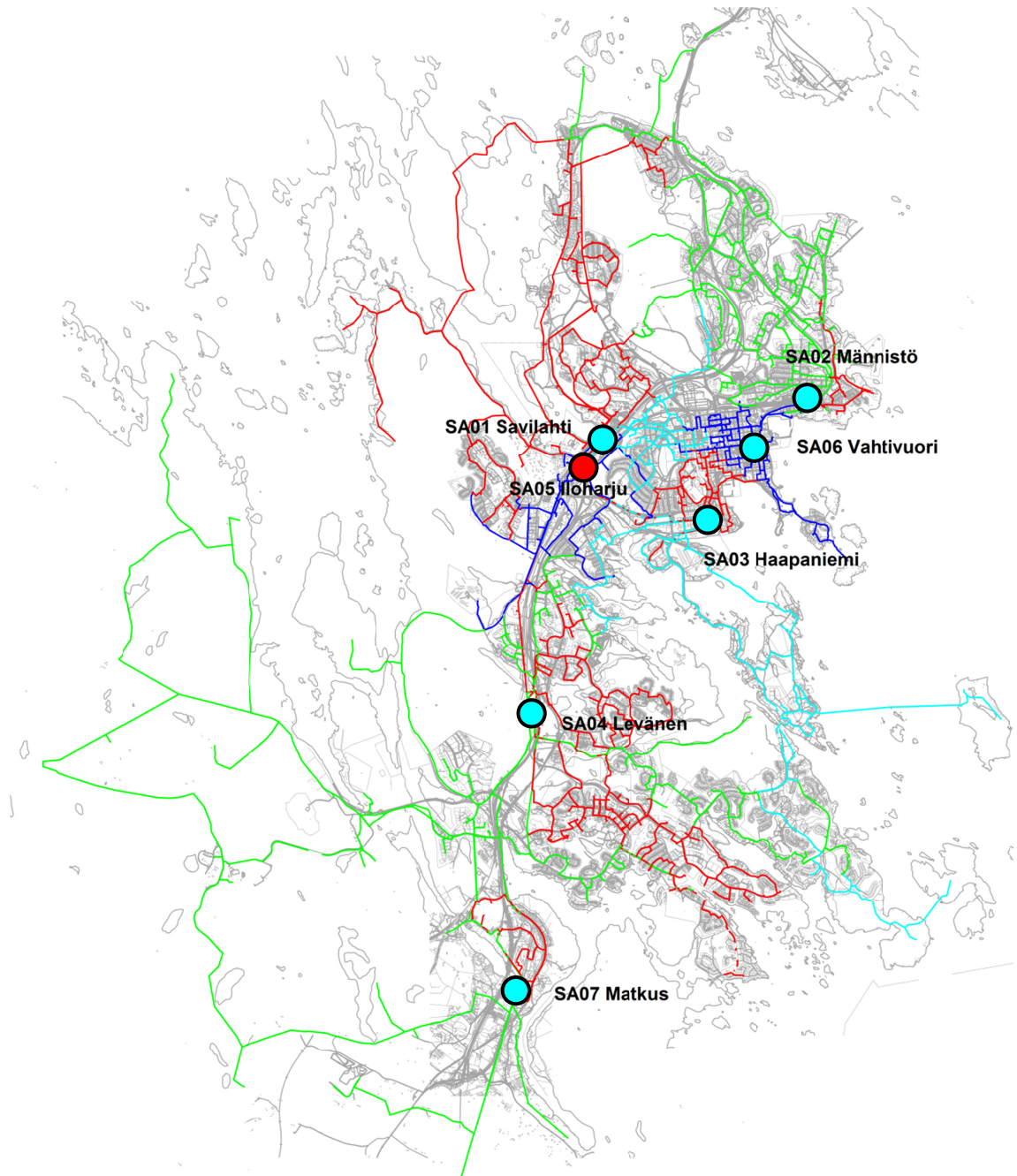
Tässä luvussa tarkastellaan Kuopion Energian keskijänniteverkon nykytilaa. Ensimmäisenä tutustutaan verkon rakenteeseen ja verkkokomponenttien ikäjakaumaan. Sen jälkeen perehdytään verkon keskeytyksiin ja kuormitusennusteisiin. Lopuksi pohditaan sähköasemaviasta aiheutuvia seurauksia.

### 4.1 Verkon rakenne

Kuopion keskijänniteverkossa on käytössä jännitetasot 10 kV ja 20 kV. Sähköasemia on yhteensä kuusi: Savilahti (SA01), Männistö (SA02), Haapaniemi (SA03), Levänen (SA04), Vahtivuori (SA06) ja Matkus (SA07). Päämuuntajia on yhteensä 12 kappaletta. Männistön ja Savilahden asemilla on molemmilla kolme muuntajaa, Leväsen ja Haapaniemen asemilla kaksi muuntajaa ja Vahtivuoren ja Matkuksen asemilla yhdet muuntajat. Savilahden ja Haapaniemen sähköasemien muuntajista yhdet ovat kolmikäämimuuntajia. Vahtivuoren sähköasema syöttää ainoastaan 10 kV:n verkkoa ja Leväsen ja Matkuksen sähköasemat syöttävät ainoastaan 20 kV:n verkkoa. Savilahti, Haapaniemi ja Männistö syöttävät molempia verkkoja. Jakelumuuntajia on verkon alueella yhteensä 932 kappaletta, joista 167 on kuluttajamuuntajia. Kj-verkkoa on yhteensä 471 kilometriä, josta on

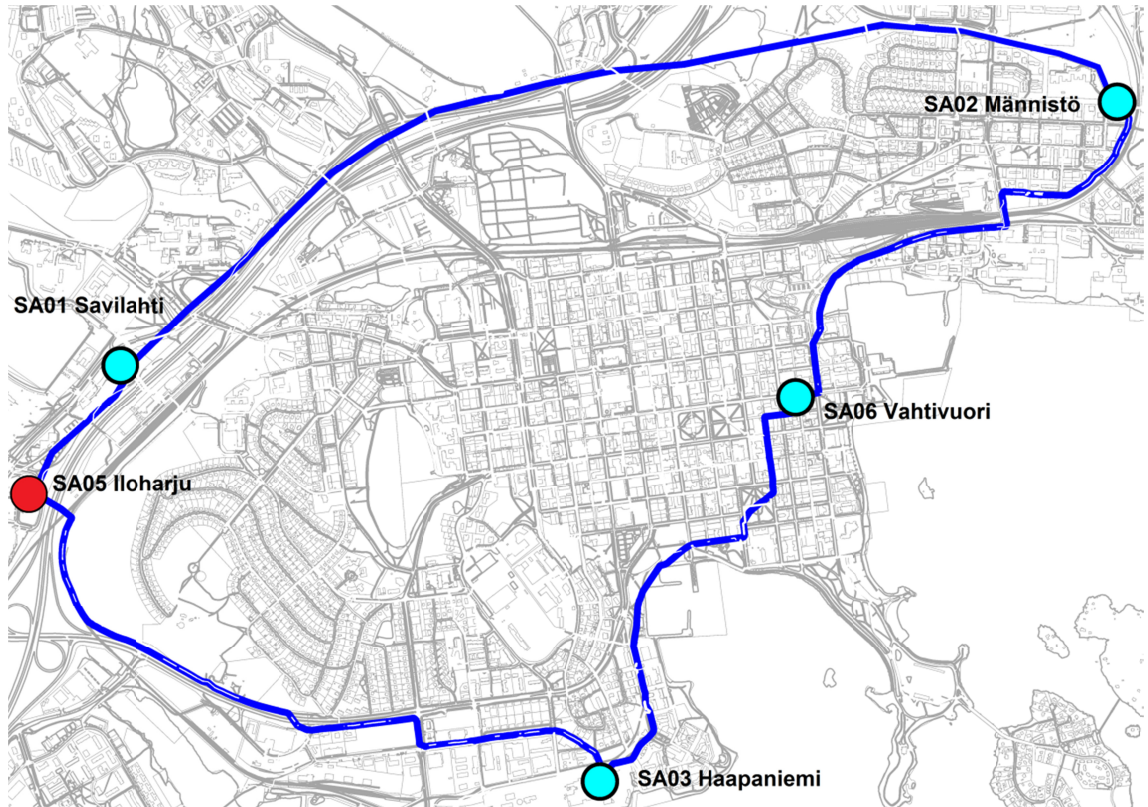
- 128 km avojohtoja,
- 303 km maakaapeleita,
- 33 km riippukaapeleita ja
- 7 km vesistökaapeleita.

Kj-verkon kaapelointiaste on korkea, noin 65 – 70 %. Kuopion Energian keskijänniteverkko ja sähköasemat ovat kuvattu kokonaisuudessaan kuvassa 1. Johtojen värit havainnollistavat kuvassa päämuuntajien syöttöalueita.



Kuva 1. Kuopion Energian kj-verkko päämuuntajien syöttöalueittain esitettynä.

Kuopion Energialla on oma 110 kV:n rengasverkko keskustan sähköasemien, Savilahden, Haapaniemen, Vahtivuoren ja Männistön välillä. Nämä sähköasemat kytkeytyvät Fingridin 110 kV:n verkkoon Iloharjun kytkinaseman SA05 kautta. Iloharju yhdistyy Alapitkän, Suonenjoen ja Huutokosken 110 kV-haaroihin. Kaksi sähköasemaa, Levänen ja Matkus, kytkeytyvät haarajohtojen avulla suoraan Fingridin 110 kV:n kantaverkkoon. Kuvassa 2 on esitetty Kuopion Energian 110 kV:n rengas ja sen sähköasemat. Iloharjun kytkinasema on merkitty sekä kuvaan 1 että kuvaan 2 punaisena pisteenä.



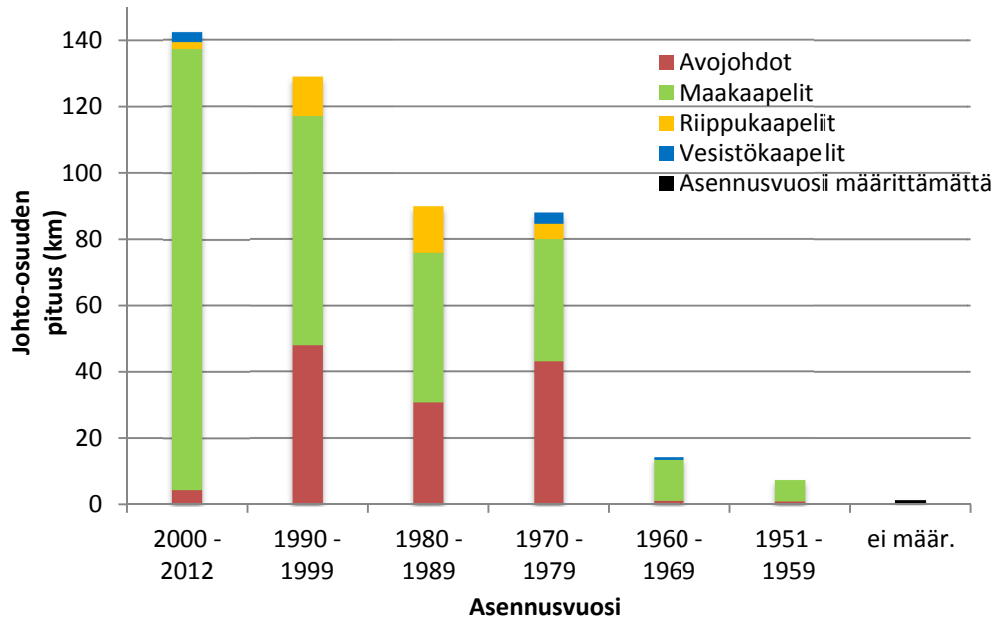
Kuva 2. Kuopion Energian 110 kV:n rengasverkko.

#### 4.2 Kj-verkon ikääntyminen ja sen vaikutus toimitusvarmuuteen

Verkon ikääntymisen vaikutus toimitusvarmuuteen voi olla merkittävä, sillä vanhat pitoaikojensa lopussa olevat komponentit vikaantuvat muita herkemmin. Aiheutuneet häiriöt ja keskeytykset ovat usein myös laajempia ja vikoja saattaa olla vaikea tai jopa mahdotonta korjata.

Kuopion keskijänniteverkon johdoista reilusti yli puolet on rakennettu viimeisen kahdenkymmenen vuoden aikana. Verkon suhteellisen nuori ikä ja korkea kaapelointiaste ovat seurauksia verkonrakennuksen strategisista linjauksista. Verkon vanhinta johtokantaa edustavat 50- ja 60-luvun maakaapelit, joista suurin osa sijaitsee keskustan alueen 10 kV:n verkossa. Nämä kaapelit ovat paperieristeisiä, lyijyvaippaisia 35 - 120 mm<sup>2</sup>:n kuparikaapeleita (PLKVJ). Kuvassa 3 on esitetty Kuopion Energian keskijänniteverkon johtotyyppien ikärakennetta. Kuvassa 50- ja 60-luvulla rakennetut PLKVJ-kaapelit näkyvät vuosien 1951 – 1969 kohdalla vihreinä palkkeina. Vanhoja PLKVJ-kaapeleita on verkossa yhteensä noin 20 kilometriä.





Kuva 3. Kj-verkon johtotyypit asennusvuosien mukaan

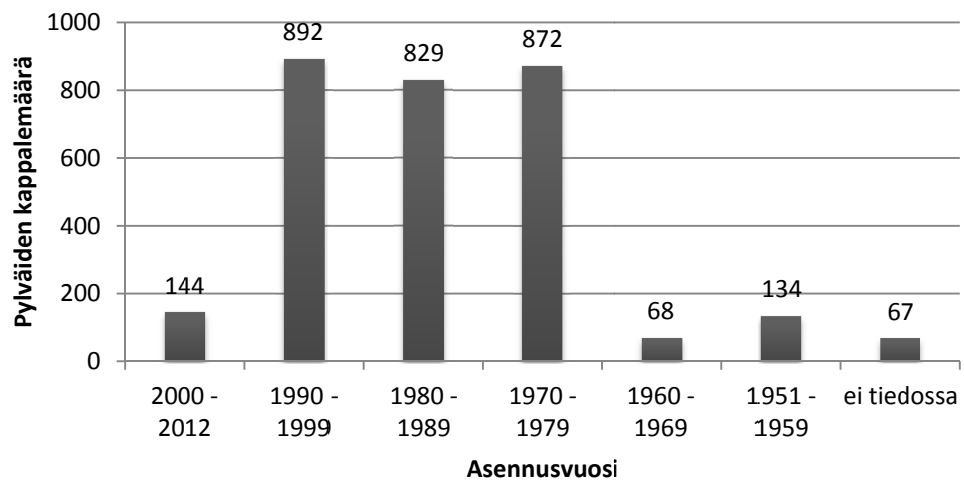
PLKVJ-kaapelit voivat säilyä hyväkuntoisina hyvinkin pitkään. Ongelmatapauksia aiheuttavat kaapelieristeen väliin päässyt kosteus, öljypaperin kuivuminen ja kaapelin termiset rasitukset. [14] Vanha paperieristys saattaa vaurioitua pysyvästi johtovian ja siitä aiheutuvan ylivirran ja termisen rasituksen seurauksesta. Vanhat kaapelit kestävät huonosti myös mekaanista rasitusta, esim. taivuttelua ja siirtelyä. Tämä tulisi ottaa huomioon, kun tehdään keskustan alueella kaivantoja. PLKVJ-kaapelin iän ei kuitenkaan suoraan ole huomattu vaikuttavan kaapelin kuntoon. Ikää enemmän kaapelin kuntoon vaikuttavat asennus- ja käyttöolosuhteet. Vanhojen kaapelien osalta kaapelipäätteet ja jatkot saattavat myös aiheuttaa ongelmia. [22]

PLKVJ-kaapelit saattavat muodostaa kriittisiä vikakohtia verkkoon, vaikka kaapelin suora vikaantuminen olisikin epätodennäköistä. Esimerkki tällaisesta tilanteesta on lähellä sähköasemaa tapahtuva avojohtovika, joka aiheuttaa suuren vikavirran ja sitä kautta suuren kaapelia vaurioittavan termisen rasituksen avojohtoa edeltävälle PLKVJ:lle. PLKVJ-kaapeleiden hyvä puoli on kuparijohtimen parempi kuormitettavuus verrattuna yhtä suuren poikkipinnan alumiinijohtimiin. [14]

1970-luvulta lähtien Kuopion Energian kaapeliverkon asennuksiin on käytetty pääasiassa 120 - 185 mm<sup>2</sup>:n APYAKMM paperieristeisiä kaapeleita. APYAKMM on alumiinijohtiminen, alumiinivaippainen ja paperieristeinen voimakaapeli. APYAKMM on ongelmallinen kaapelityyppi, koska sen kuormitettavuus on suhteellisen heikko verrattuna kuparikaapeleihin ja uudempiin alumiinikaapeleihin. Kuopion Energian verkossa on käytössä paljon esimerkiksi 120 mm<sup>2</sup>:n APYAKMM-kaapeleita, joiden suurin kuormitettavuus on 225 A verrattuna 185 mm<sup>2</sup>:n AHXAMK-W-kaapeliin, jonka kuormitettavuus on 330 A. APYAKMM 120 -kaapelit muodostavatkin helposti pullonkauloja kj-verkkoon.

2000-luvulta eteenpäin verkon rakennuksessa on käytetty paljon 185 mm<sup>2</sup>:n AHXAMK – W – tyyppisiä PEX-kaapeleita. PEX-eristeinen 185-W-kaapeli on vaipaton. PLKVJ-kaapelien ohella myös PEX-kaapelien kunto vaihtelee suuresti saman ikäisillä kaapeleilla. PEX-kaapelit kestävät kuitenkin yleisesti ottaen paremmin ikääntymistä, eikä niissä esiinny rakenteensa vuoksi samanlaisia eristeongelmia kuin öljypaperieristeisissä PLKVJ-kaapeleissa. AHXAMK-W-kaapeleissa on puolijohtava nauha, joka paisuu ollessaan tekemisissä veden kanssa. Nauha estää kosteuden pitkittäistä etenemistä kaapelissa [23].

Ilmajohdoverkkoa on rakennettu pääosin uudissähköistämisen aikana, 1970-luvulta alkaen. Verkon laajentamisen ohella maakaapelien osuus rakennetusta verkosta on kasvanut tasaisesti. 2000-luvulla Kuopiossa rakennetusta verkosta yli 90 % on maakaapeliverkkoa. Tällä hetkellä kaikki verkon uudisrakennukset tehdään kaapeleina, minkä avulla pyritään entisestään nostamaan kaapelointiastetta. Ilmajohdoverkon ikärakennetta kuvaa hyvin verkkotietojärjestelmän (TEKLA NIS) tietojen pohjalta laadittu pylväiden ikäjakauma, joka on esitetty kuvassa 4.



Kuva 4. Kj-verkon pylväiden ikäjakauma

Kuvasta nähdään, että verkossa on vielä noin 200 ennen vuotta 1970 asennettua pylvästä. Huomion arvoista on myös se, että TEKLA NIS:stä puuttuu ikätieto kokonaan 67 pylväältä. Näistä pylväistä 65 kappaletta on tällä hetkellä käytössä, suurin osa pylväistä on todellisuudessa 70- ja 80-luvuilta.

Pylväiden lahoamista käsittelevän verkostosuosituksen RJ 33:09 (SENER) mukaan kyllästetyn pylvään pitoaika on lahoamisen vuoksi noin 30 – 50 vuotta riippuen kyllästysaineesta, kyllästyksen onnistumisesta ja käyttöympäristöstä [24]. Tämän pohjalta voidaan todeta, että Kuopion Energian verkossa on paljon iäkkäitä pylviä, jotka voivat olla alttiita vakaville pylväsvaurioille. Verkkoon 50-luvulla asennetut pylväävät ovat ylittäneet käyttöikänsä suositellun ylärajan jo noin kymmenellä vuodella.

Suurin osa vanhoista pylväistä sijaitsee Savilahden (SA01) ja Männistön (SA02) sähköasemien lähdöillä. Pylväävät voivat heikentää esimerkiksi Savilahden lähdön 02J22

toimitusvarmuutta. Lähdön alkuvaiheilla on pitkä ilmajohto-osuus, joka sisältää useita käyttöikänsä loppupuolella olevia pylväitä. Kyseistä ilmajohto-osuutta seuraa kaapeliosuus, jonka perässä on lisää ilmajohto-osuutta. Lähtö 02J22 on hyvä esimerkki lähdöstä, jossa alkupään ilmajohtovika voi aiheuttaa laajan keskeytyksen myös lähdön loppupään käyttäjille. Muutamia tällaisia lähtöjä on tarkasteltu tarkemmin luvussa 4.2.1.

Kuopion Energia suorittaa kaikille pylväille kuntotarkistukset kuuden vuoden välein. Jos heikkoja pylväitä löytyy, voidaan pylvää jalkikyllästä tai vaihtaa uusiin. Johto-osuudet voidaan myös kaapeloida. Seuraavan kymmenen vuoden aikana 40 vuoden rajapyykin saavuttaa yli tuhat pylvästä. Vanhimpien pylväiden osalta kuntotarkistusten aikaväliä voitaisiin lyhentää paremman kuntoindikaation saamiseksi.

*Taulukko 4.1 Pylväiden iän kannalta kriittisiä lähtöjä.*

Lähtö	Pylväiden lkm (ikä > 40 v.)	Lähdön huipputeho [kW]	Lähdön vuosienergia [MWh]	Asiakkaiden lkm
01J04	29	3586	13122	1026
02K05	14	3368	9094	2458
02K06	49	3232	10444	1339
02J22	25	4858	21846	1221
<b>yht.</b>	<b>117</b>		<b>54506</b>	<b>6044</b>

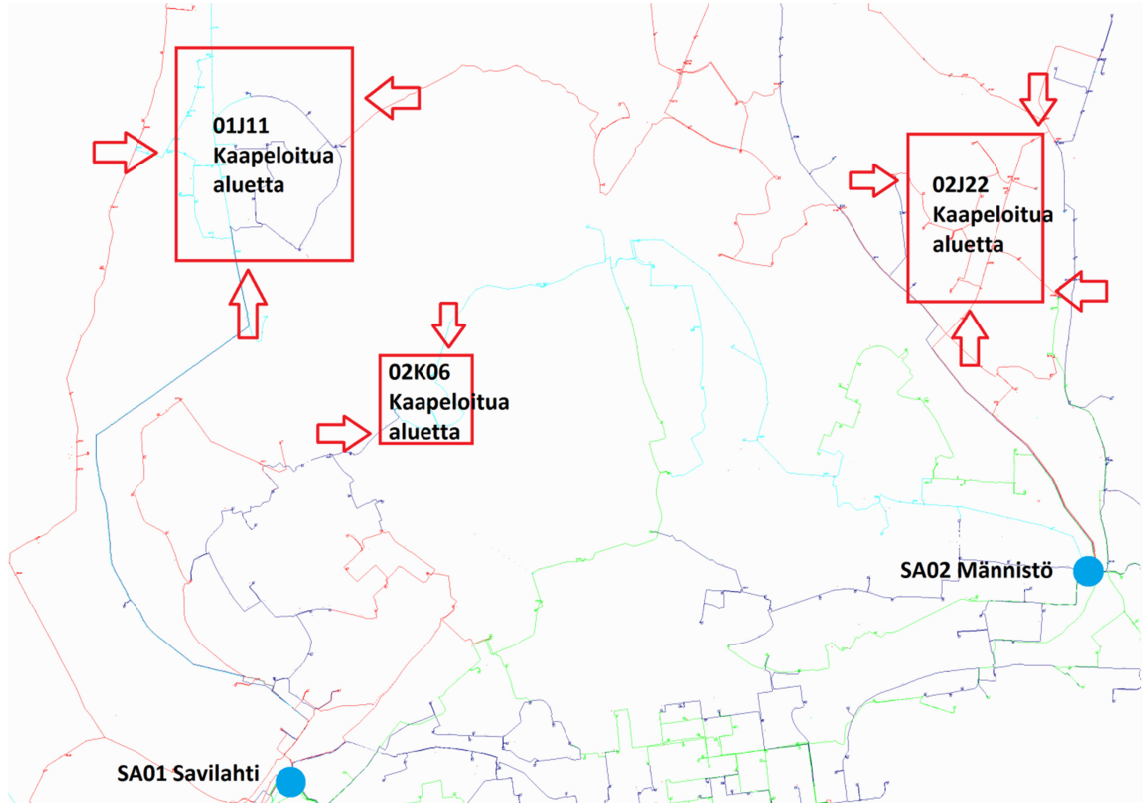
Pylväiden lahonaisuutta voi olla vaikea määrittää pylvästä pintapuolisesti tarkastelemalla. Pylväiden kunnon määrittämiseksi on kuitenkin keinoja. Verkostosuositus RJ 33:09 antaa ohjeita kuntotarkastuksesta. Laho voi esiintyä pylvässä pinta-, sisä- ja latvalahona. Lahoisuuden toteamiseksi ei ole toistaiseksi olemassa perinteisiä piikkikoe-, lastunveisto-, koputtelu ja kairausmenetelmiä kustannustehokkaampia keinoja. Lahoaminen on kuitenkin mahdollista todeta myös erityisellä laitteella tai tarkoitukseen erityisesti koulutetun koiran avulla. [24]

#### 4.2.1 Kaapeliverkko ilmajohtoverkon osana (sekaverkko)

Lakisääteiset toimitusvarmuuden tavoitetasovaatimukset täyttynevät pääosin Kuopion Energian sähkönjakelussa muutamia mahdollisia ongelmatapauksia lukuunottamatta. Ilmajohdot aiheuttavat haja-asutusalueella lukumääräisesti paljon ongelmia, vaikka vikojen aikana keskeytyksen kokevien asiakkaiden määrä jääkin suhteellisen pieneksi. Sen sijaan erityisesti keskustan alueella sijaitsevat ilmajohto-osuudet voivat aiheuttaa laajoja keskeytyksiä myös tiheästi kuormitetuille ja kaapeloiduille eli ”sääturvallisille” alueille.

Raju myrsky voi pahimmillaan vaurioittaa vaikeasti ilmajohtoverkkoa, jopa rikkoa pylväitä. Laajamittaisten rakennevaurioiden seurauksena suurelle määrälle asiakkaita voi koitua helposti yli kuuden tunnin keskeytys. Tällaisissa tapauksissa rengasyhteydet ja sähköasemien väliset siirtoyhteydet ovat äärimmäisen tärkeitä sähkönjakelun turvaamiseksi ja keskeytysaikojen pienentämiseksi. Toisaalta rengasyhteydetkään eivät auta, jos myrskytuhot ovat riittävän suuria. Pahin yhdistelmä on suuren asiakasmäärän

ja huipputehon sisältävä johtolähtö, jossa alkuosa ja mahdolliset rengassyöttöyhteydet ovat vanhaa haavoittuvaista ilmajohtoverkkoa. Kuvassa 5 on esitetty muutamia tällaisia lähtöjä, joissa tiheästi kuormitettujen kaapeloitujen osuuksien ympärillä on vanhoja ilmajohto-osuuksia.



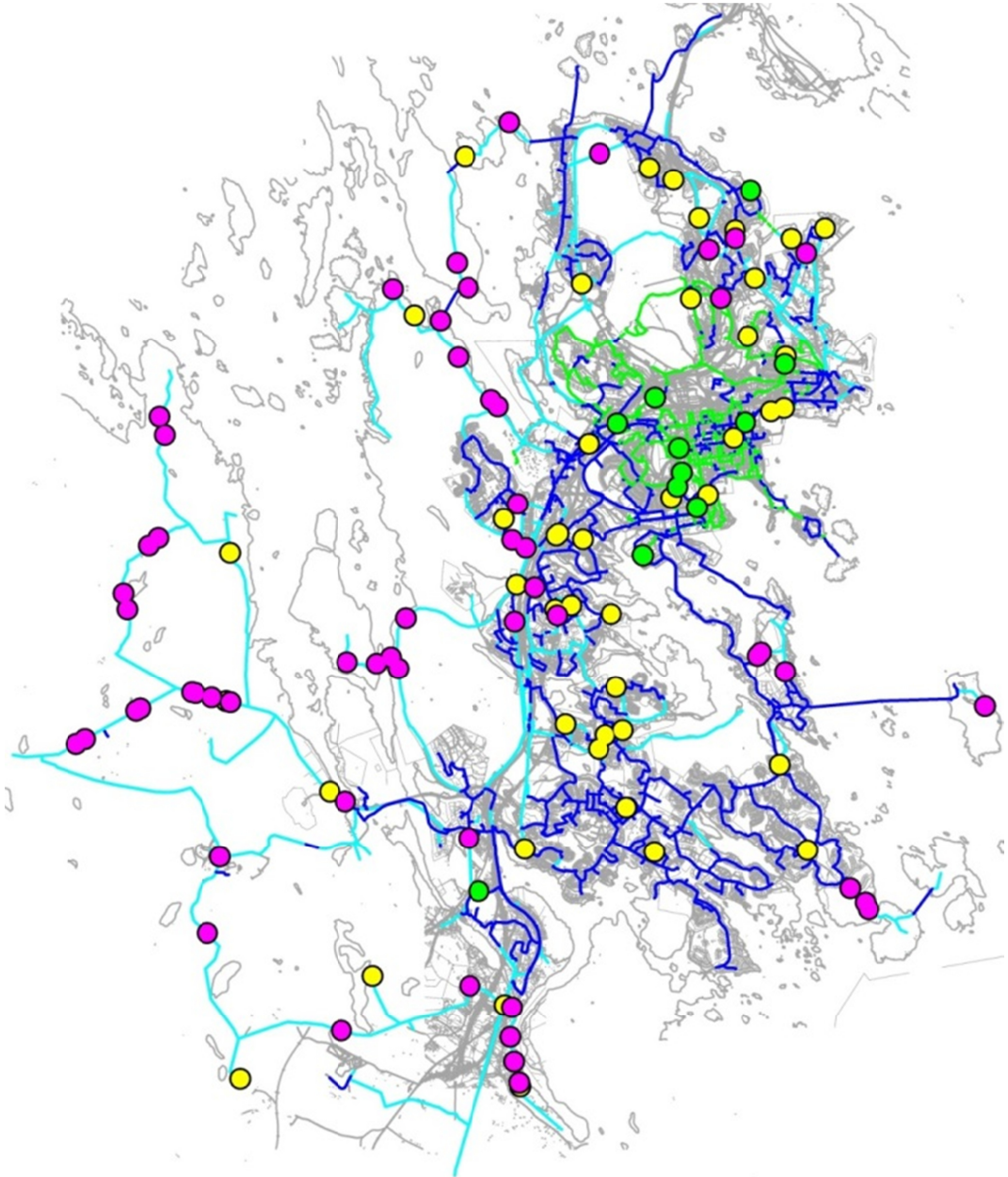
Kuva 5. Kaapeloituja verkko-osuuksia ilmajohtoverkon osana (sekaverkko)

Kuvan 5 punaiset nuolet osoittavat mahdollisia syöttösuuntia kaapeloituille verkko-osuuksille. Lähtöjen 02J22, 02K06 ja 01J11 kaapeloitujen kuormituskeskittymien keskeytysajat saattaisivat rajun myrskyn ja suuren ilmajohtoverkon vaurion seurauksena nousta hyvinkin suuriksi. Toimitusvarmuutta voitaisiin parantaa olennaisesti kaapeloimalla kriittisiä ilmajohto-osuuksia kaapeloitujen alueiden ympärillä, siten, että jonkin rengasyhteyden kautta voitaisiin joka hetki taata säävarma korvaussyöttö. Kuopion Energialla onkin aktiivinen tavoite päästä eroon sekaverkko-osuuksista keskustan läheisyydessä toimitusvarmuuden parantamiseksi.

### 4.3 Kj-verkon keskeytykset

Lukumääräisesti yleisimmät keskeytysten aiheuttajat Kuopion Energian kj-verkossa ovat tuuli ja myrsky, kaivutyöt ja materiaaliviat. Suurimman osuuden kaikista keskeytyksistä aiheuttavat puiden kaatumiset ja taipumiset johdolle sekä oksien katkeamiset. Kj-verkon vikatyypin mukaan jaotellut vikapaikat viimeisen viiden vuoden ajalta ovat esitettyinä kuvassa 5. 20 kV:n avojohdot on esitetty kuvassa vaaleansinisellä

ja 20 kV:n kaapelit tummansinisellä. Vihreällä on esitetty 10 kV:n johdot, jotka muodostuvat pääasiassa keskustan 10 kV:n kaapeleista.



Kuva 5. Kuopion kj-verkon vikapaikat vuosilta 2008 - 2012.

Tarkastelusta havaitaan, että vikojen sijainnit noudattavat tiettyä logiikkaa. Kaivutöistä johtuvat viat (kuvassa vihreät ympyrät) ovat keskittyneet keskustan alueelle, ja sääviat (violettiset ympyrät) sijaitsevat pääasiassa verkon reunaosien pitkillä ilmajohtosuuksilla (vaaleansiniset johdot). Toisaalta materiaalivikojen ja muiden vikojen (keltaiset ympyrät) osalta ei ole nähtävissä edellä mainittuja kriteerejä noudattavaa säännönmukaisuutta vaan niitä esiintyy tasaisesti koko verkon alueella. Kokonaisuudessaan kaikki viat jakautuvat maantieteellisesti hyvin tasaisesti koko verkon alueelle.

Taulukoissa 4.2 ja 4.3 on esitetty vuosien 2010 – 2012 ajalta kerätyt keskeytysten lukumäärät keskeytystyyppin mukaan jaoteltuna. Huomion arvoista on, että yli puolet viimeisen kolmen vuoden säävioista syntyi vuoden 2011 Hannu-myrskyn seurauksena.

*Taulukko 4.2. Keskeytysmäärät vuosilta 2010 – 2012 keskeytystyyppin mukaan jaoteltuina*

Keskeytystyyppi	2010	2011	2012	yht.
Suunniteltu kj-verkon keskeytys	32	42	15	89
Suunnittelemattomat keskeytykset				
Avojohtot, sää	9	20	3	32
Avojohtot, rakennevika	1	1	0	2
Avojohtot, tuntematon	0	1	1	2
Kaapelit, maan kaivu	2	1	1	4
Kaapelit, rakennevika	1	1	1	3
Kaapelit, verkon asennus	0	1	0	1
Kaapelit, verkon käyttö	0	1	1	2
Kaapelit, muu syy	1	0	0	1
Muuntamot, rakennevika	2	1	1	4
Muuntamot, sää	1	1	0	2
Muuntamot, muu syy	3	2	1	6
Määrittelemättömät	0	0	1	1
<b>yht.</b>	<b>52</b>	<b>72</b>	<b>25</b>	<b>149</b>

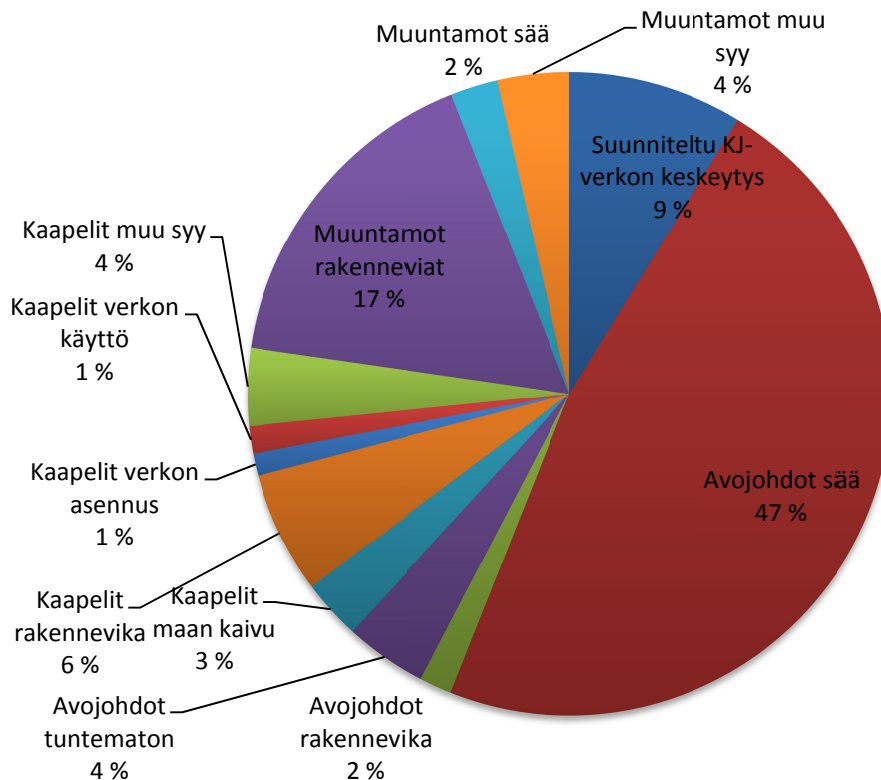
*Taulukko 4.3 Vuosittaiset pika- ja aikajälleenkytkennät*

Jälleenkytkentä	2010	2011	2012	yht.
PJK	20	22	17	59
AJK	5	13	11	29
<b>yht.</b>	<b>25</b>	<b>35</b>	<b>28</b>	<b>88</b>

Keskeytystyypeistä lukumäärällisesti merkittäviä ovat kj-verkon suunnitellut keskeytykset ja avojohtojen sääviat. Lukumäärätiedot eivät kuitenkaan välttämättä muodosta hyvää indikaattoria toimitusvarmuudelle, sillä oleellisena tekijänä Energiaviraston toimitusvarmuustason arvioinnissa on keskeytysten kesto. Vian kesto määrää asiakkaille maksettavan vakiokorvauksen suuruuden, se vaikuttaa myös toimittamatta jääneen sähköenergian määrään (TJS). Verkkoyhtiön toimitusvarmuuden tasoa voidaankin hyvin tarkastella vikatyypikohtaisten asiakaskeskeytystuntien ja TJS:n avulla.

Kuvassa 6 on esitetty vuosien 2010 - 2012 keskeytystuntien jakautuminen vikatyypien mukaan. Kuvasta huomataan, että avojohtoilta sääilmiöiden aiheuttamat keskeytykset käsittävät lähes puolet keskeytystunneista. Sääilmiöt käsittävät tässä

yhteydessä puiden, lumen ja myrskyjen aiheuttamat keskeytykset. Parantamalla verkon säävarmuutta esimerkiksi maakaapelointien avulla, voitaisiin teoriassa merkittävästi pienentää kokonaiskeskeytysaikoja. Muita merkittävästi keskeytysaikoja nostavia syitä ovat suunnitellut keskeytykset sekä muuntamoiden ja kaapeleiden rakenneviat. Muuntamoiden ja kaapelien rakennevikojen on viimeisen kolme vuoden aikana tapahtunut vain muutamia, mutta niistä on aiheutuneet suhteellisen pitkiä keskeytyksiä. Rakennevikojen voidaan selittää verkkokomponenttien ikääntymisellä.

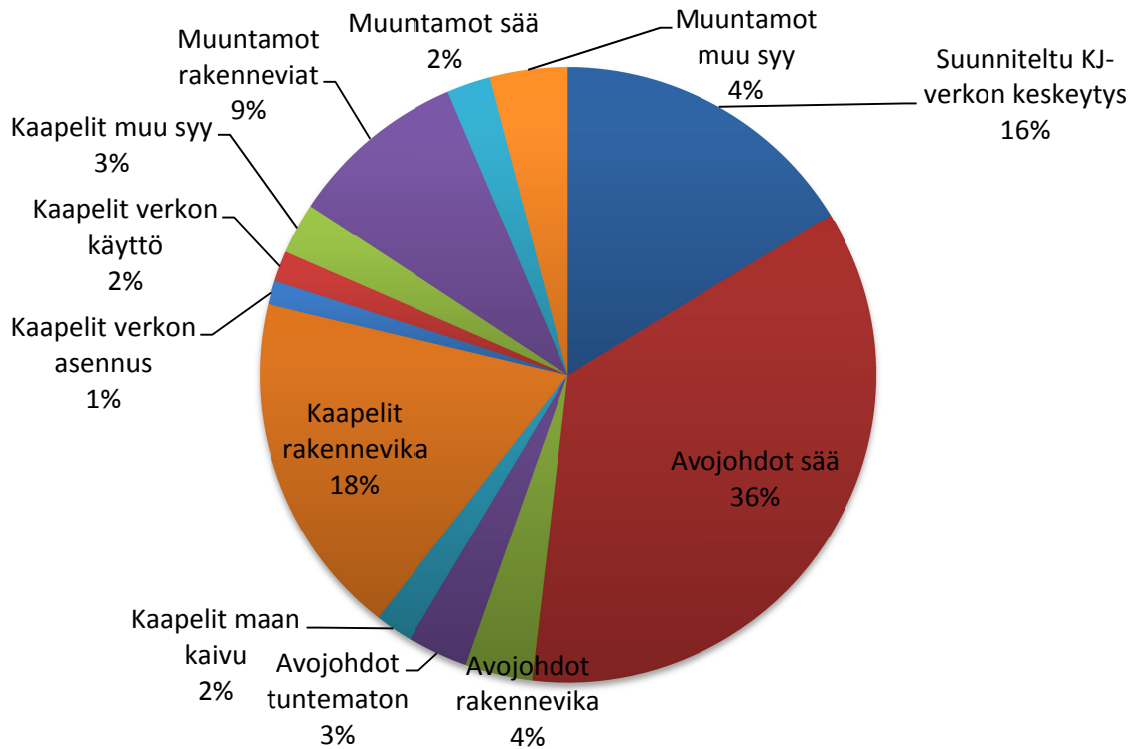


Kuva 6. Asiakaskeskeytystuntien jakautuminen vian aiheuttajien mukaan ajalta 2010 – 2012.

Keskeytystuntien vähentäminen onnistuu näiden tietojen valossa parhaiten kaapeloimalla verkkoa ja saneeraamalla vanhoja muuntamoita ja kaapeleita. Myös maastokatkaisijoiden ja kauko-ohjattavien erottimien käytön lisäämistä voidaan harkita. Kaapelointiasteen kasvaessa kaapelivikojen osuus kokonaiskeskeytysajasta kasvaa. Kaapeliverkon viat ovat usein laajempia ja niiden selvittämiseen kuluu enemmän aikaa kuin avojohdoilla. Myös suunnitellut keskeytystyöt ovat usein hankalampia suorittaa kaapeleilla kuin avojohdoilla. Toisaalta kaapelointiasteen kasvattamisesta saatavat hyödyt olisivat todennäköisesti paljon suuremmat kuin kaapeloinnista aiheutuvat haitat. Suunniteltujen keskeytysten kestoa voidaan pienentää parantamalla töiden organisointia ja tiedonkulkua eri organisaation välillä.

Kuvassa 7 on jaettu keskeytykset toimittamatta jääneen sähköenergian (TJS, kWh) perusteella. Kuvasta nähdään, että kaapelivikojen merkitys toimittamatta jääneen sähköenergian määrään on suurempi kuin keskeytysajoissa. Tämä johtuu kaapeliverkon

suuremmasta kuormitustiheydestä. Myös suunnitellut keskeytykset saavat TJS:stä isomman osuuden kuin keskeytysajoista. Avojohtojen sääviat muodostavat kuitenkin suurimman osuuden myös TJS:stä.

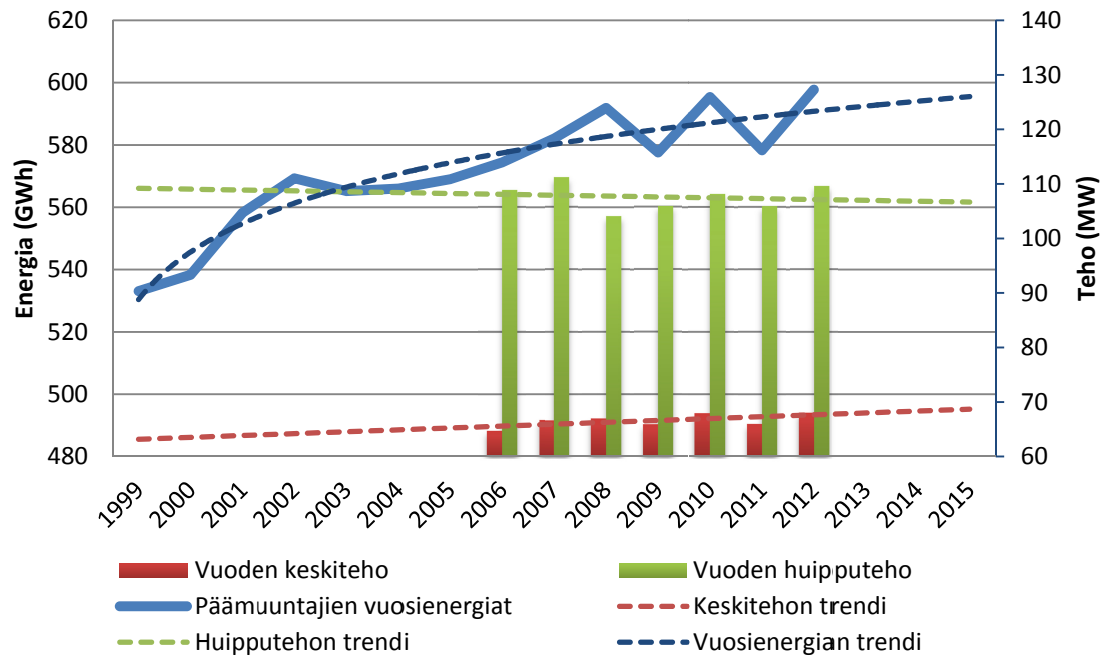


Kuva 7. TJS:n (energia) jakautuminen vian aiheuttajien mukaan ajalta 2010 – 2012.

#### 4.4 Sähkönkäyttö ja kuormitusennusteet

Jakeluverkossa siirretty vuosienergia oli päämuuntajilta mitattuna vuonna 2012 lähes 600 GWh. Trendi on ollut viimeisen reilun kymmenen vuoden ajan kasvava. Vuosikasvu on ollut hieman alle prosentin luokkaa. Myös muuntajilta mitattu keskiteho on ollut lievässä kasvussa. Vuonna 2012 keskiteho oli noin 68 MW. Vuosittaisen maksimitehon trendi on taas hieman laskussa. Vuonna 2012 mitattu maksimiteho oli 109,6 MW. Vuosienergioita, vuotuisia keskitehoja ja maksimitehoja sekä niiden kasvutrendejä on havainnollistettu kuvassa 8. Vuosienergioista poiketen tehotietoja on saatavissa vain vuodesta 2006 eteenpäin.





Kuva 8. Kuopion Energian keskijänniteverkon energian- ja tehonsiirto

Sähkönsiirron kehitystrendit antavat suuntaa siirron ennustamiseen. Kuvan 8 mukaan energian ja keskitehon kasvutrendit ovat hyvin maltillisia. Vuosittainen maksimiteho jopa laskee hieman. Kuvaajasta tulee kuitenkin huomioida, että se kuvaa siirtoenergiaa ja siirtotehoja päämuuntajien alajännitepuolelta mitattuna, mittaukseen sisältyy siis siirron lisäksi jakeluverkon häviöt. Jakeluverkon häviöiden arviointi on jätetty tämän työn ulkopuolelle.

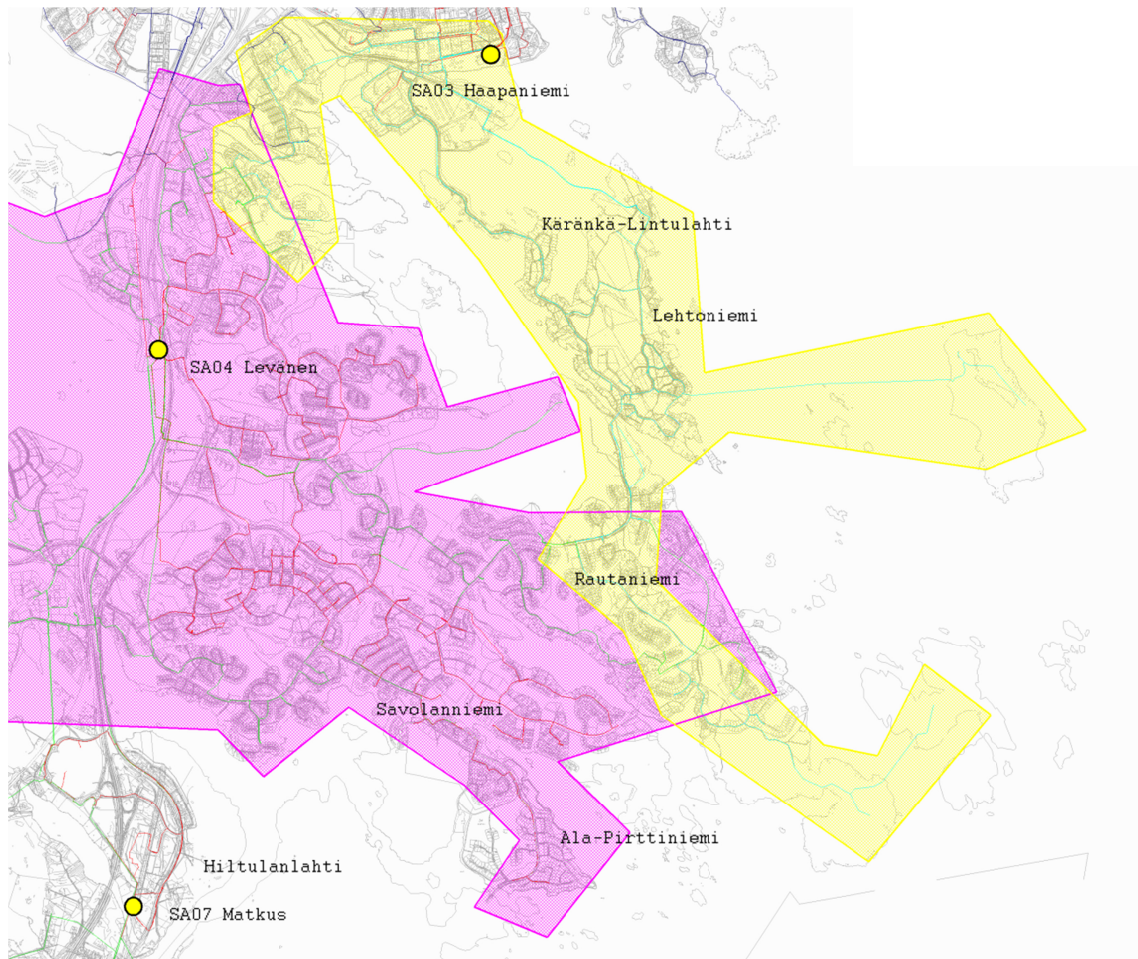
Sähkönkäytön ennusteiden laatiminen on haasteellista, sillä niihin vaikuttavia tekijöitä on paljon. Sähkönkäyttöön vaikuttavat ainakin asiakkaiden määrä, asiakastyypit, laitekannat, tarkastelujakson ajankohta, lämpötila, sähkön hinta ja yleinen taloustilanne. Ennusteita laadittaessa tulee ottaa huomioon kaupungin kaavoitukset ja rakennushankkeet. Verkon suunnittelun ja rakentamisen kannalta kiinnostavaa on verkon kuormittuminen ja jännitteenalenema. Kuopion Energian keskijänniteverkko on suurimmaksi osaksi kaapeloitu, joten teknisenä rajoitustekijänä on useimmiten verkon kuormitettavuus. Verkko ei kuormitu tasaisesti ajan ja paikan suhteen, joten hyvä tapa on tutkia verkon kuormituksia alue- tai sähköasemakohtaisesti.

Jarno Liimataisen diplomityössä ”*Kuopion Energian keskijänniteverkon kehittämissuunnitelma*” (2002) laadittiin ennusteita kuormien ja huipputehojen kehitymisestä verkon kehittämisen kannalta [25]. Verkkotietoihin pohjautuen verkon huipputehon vuosittainen kasvu välillä 2002 – 2012 on ollut todellisuudessa noin puolen prosentin luokkaa. Maltillinen kasvu selittyy ainakin osin teollisuuden ja teollisen tuotannon vähentymisellä. Toisaalta Kuopion väkiluku on kasvanut odotettua nopeammin pääosin kuntaliitosten ja positiivisen muuttoliikkeen ansiosta. Luonnollinen väestönkasvu on ollut maltillista. Liimataisen työssä käytetyn väestöennusteen mukaan Kuopion väkiluku olisi vuonna 2020 vielä alle 100 000 [25]. Ennuste oli maltillinen,

eikä se ottanut huomioon mahdollisia kuntaliitoksia. Vuoden 2012 lopussa Kuopiossa asui 105 136 ihmistä [26].

Uudet kunnalliset väestöennusteet arvioivat väestönkasvun kiihtyvän entisestään, Kuopiossa asuisi uusimman perusennusteen mukaan vuonna 2020 noin 109 000 ihmistä ja vuonna 2030 noin 115 000 ihmistä. Suurin alueellinen kasvu kohdistuisi Eteläiseen Kuopioon. [27,28] Kuopion kaupungin ilmoittaman asuntotuotannon etenemisen perusteella suuria yksittäisiä kasvualueita ovat Käränkä-Lintulahti, Lehtoniemi, Rautaniemi, Savolanniemi, Ala-Pirttiniemi ja Hiltulanlahti. [29] Kuopion alueelliset vuoteen 2020 tehdyt väestöennusteet on esitetty liitteessä 4.

Sähköasemien kannalta ennustettu alueellinen väestönkasvu tarkoittaisi vuosien energian ja huipputehon kasvua Leväsen, Matkuksen ja Haapaniemen asemilla. Kuvassa 9 on esitetty kuinka kasvualueiden sähkönsyöttö (20 kV) jakautuu Haapaniemen ja Leväsen sähköasemien kesken nykyisten jakorajojen perusteella. Sähköasemien huipputehojen kehittymistä on arvioitu enemmän luvussa 5.



Kuva 9. Sähköasemien keskijänniteverkon syöttöalueita ennustetuilla kasvualueilla

Verkossa siirrettävän sähköenergian ja maksimitehon voidaan olettaa kasvavan jonkin verran pitkän ajan kuluessa. Tämän seurauksena toimitusvarmuuden riskit kasvavat, koska keskeytyksistä aiheutunut haitta suurenee. Tämä johtuu siitä, että yhden vian seurauksena toimittamatta jääneen energian ja tehon määrä kasvaa, jos verkon topologiaa ei muuteta. Topologiaa voidaan muuttaa muun muassa rakentamalla uusia lähtöjä ja rengasyhteyksiä tai hajauttamalla suojausta, esimerkiksi maastokatkaisijoiden avulla.

#### 4.5 Sähköasemat ja niiden tehontarpeet

Sähköasemavian aikaisia tehontarpeita on arvioitu päämuuntajien huipputehotietojen avulla. Päämuuntajista on kerätty vuodesta 2006 lähtien EDM:n avulla teho- ja energiatietoja. Tehontarpeen arvioinnissa oletetaan, että vika tapahtuu suurimman mahdollisen kuormituksen aikana, ts. muuntaja tai kisko vikaantuu paikallisen huippukuorman aikana. Jokaisen päämuuntajan huipputehon suuruus ja ajankohta vaihtelee vuosittain, joten muuntajan vian aikaista tehontarvetta arvioidaan tässä työssä vuosien 2006 – 2012 vuosittaisten huipputehojen keskiarvon perusteella. Asemien huipputehot osuvat yleensä talvikuukausille, mutta selkeää toistuvuutta tai kaavamaisuutta huipputehoissa ei tämän työn tiimoilta löydetty.

Joidenkin asemien päämuuntajat voivat saavuttaa huipputehonsa saman kuukauden aikana. Käytännössä kuitenkin on äärimmäisen epätodennäköistä, että huipputehot osuisivat samalle päivälle tai tunnille. Tästä syystä päämuuntajien huipputehon samanaikaisuutta ei käsitellä tässä työssä. Laskelmissa pahin mahdollinen vika on kahden (alajännitepuolelta saman jänniteportaan) päämuuntajan tai kiskovika kyseessä olevan jänniteportaan huipputehon aikana. Yksittäisen muuntajan viassa tulee huomioida lisäksi samalla asemalla sijaitsevan korvaavan muuntajan ylikuormittaminen. Kylminä kuukausina muuntajia voidaan ylikuormittaa merkittävästi nimellistä tehoa suuremmille tehoille. Tällainen vaihtoehto tulee kysymykseen, jos verkosta tarvittava aseman ulkopuolinen korvausteho on pienekkö.

Taulukossa 5.1 on esitetty sähköasemien arvioidut 10 kV:n verkon tehontarpeet sähköasemaviassa vikaantuvan komponentin mukaan jaoteltuna. Taulukossa 5.2 on esitetty vastaavasti 20 kV:n verkon tehontarpeet. Matkuksen sähköasema ei ole mukana tehontarpeen arvioinnissa, koska sen osalta ei ole vielä saatavissa kuormitustietoja. Matkuksen asemaa on kuitenkin käytetty apuna Leväsen korvauksen tehonjakolaskennassa. Kiskovian aikaiset tehot ovat arvioitu summaamalla kuukausittaisia päämuuntajien huipputehoja.

*Taulukko 4.4. Sähköasemien tehontarpeet eri vioissa vikaantuvan komponentin mukaan jaoteltuna, 10 kV*

Vikaantuva komponentti	Huipputehon keskiarvo v. 2006 – 2012 [MW]	Nimellinen teho $S_n$ [MVA]	Arvioitu verkosta tarvittava teho suurimmillaan [MW]
<b>SA01 Savilahti</b>			
01PM1 (10 kV)	10,7	15	2,0
01PM2 (10 kV)	10,6	16	3,0
10 kV kiskosto	n. 17,0 (arvio)	31	17,0
<b>SA02 Männistö</b>			
02PM1 (10 kV)	10,5	25	10,5
<b>SA03 Haapaniemi</b>			
03PM1 (10 kV)	10,8	15	ei tarvetta
03PM2 (10 kV)	5,1	25	ei tarvetta
10 kV kiskosto	n. 12,0 (arvio)	40	12,0
<b>SA06 Vahtivuori</b>			
06PM1 (10 kV)	17,4	25	18,0

*Taulukko 4.5. Sähköasemien tehontarpeet eri vioissa vikaantuvan komponentin mukaan jaoteltuna, 20 kV*

Vikaantuva komponentti	Huipputehon keskiarvo v. 2006 – 2012 [MW]	Nimellinen teho $S_n$ [MVA]	Arvioitu verkosta tarvittava teho suurimmillaan [MW]
<b>SA01 Savilahti</b>			
01PM1 (20 kV)	13,9	25	ei tarvetta
01PM3 (20 kV)	11,5	25	ei tarvetta
20 kV kiskosto	n. 18,0 (arvio)	50	18,0
<b>SA02 Männistö</b>			
02PM2 (20 kV)	11,1	25	ei tarvetta
02PM3 (20 kV)	8,7	25	ei tarvetta
20 kV kiskosto	n. 14,0 (arvio)	50	14,0
<b>SA03 Haapaniemi</b>			
03PM1 (20 kV)	6,5	15	6,5
<b>SA04 Levänen</b>			
04PM1 (20 kV)	15,1	25	4,0
04PM2 (20 kV)	17,7	25	4,0
20 kV kiskosto	28,0	50	28,0

#### 4.5.1 Savilahti

Savilahden sähköasema SA01 sisältää vuonna 2005 saneeratut 10 kV ja 20 kV kojeistot ja duplex-kiskot. Päämuuntajia on kolme kappaletta, joista PM1 on kolmikäämimuuntaja (110/20/10 kV) ja PM2 (110/10 kV) ja PM3 (110/20 kV) ovat kaksikäämimuuntajia. 20 kV:n yhteenlaskettu nimellinen muuntajateho on 50 MVA ja 10 kV:n yhteenlaskettu nimellinen teho on 31 MVA. Savilahden sähköasema liittyy Kuopion Energian 110 kV:n renkaaseen, jossa viereisiä asemia ovat Männistö ja Haapaniemi. Savilahden sähköasemalle voidaan siirtää keskijänniteverkon kautta tehoa Haapaniemen, Männistön, Vahtivuoren (10 kV) ja Leväsen (20 kV) sähköasemilta.

Tarkastellaan seuraavaksi 10 kV:n tehontarvetta. Muuntajien huipputehojen ja mittauskuukausien välillä ei havaita korrelaatiota, ts. huipputehot eivät tilastojen mukaan riipu kuukaudesta tai vuodenajasta. Toisaalta viime vuosina on ollut merkkejä Savilahden aseman huipputehon osumisesta kesälle. Sama toistuu myös 20 kV:n puolella. Teoriassa muuntajien 10 kV:n huipputehot voivat osua samalla hetkelle, mutta käytännössä tämä on hyvin epätodennäköistä. Suurin muuntajien PM1 (10 kV) ja PM2 yhteisteho on ollut noin 17 MW. Jos PM1 (10 kV) vikaantuu aseman huipputehon aikana, on aseman sisäistä tehoa käytössä enintään PM2:n nimellisen tehon verran, 16 MVA eli noin 15,2 MW ( $\cos\phi = 0,95$ ). Tämä tarkoittaa, että lähes 2 MW tehoa tarvitaan aseman ulkopuolelta. Jos päinvastoin PM2 vikaantuu aseman huipputehon aikana, on käytössä enintään PM1:n verran tehoa, 15 MVA eli noin 14,3 MW. Tehontarve ulkopuolelta tässä tapauksessa on noin 3 MW. Molempien muuntajien (PM1 ja PM2) tai 10 kV-kiskojärjestelmän vikaantuessa suurin mahdollinen tehontarve on noin 17 MW.

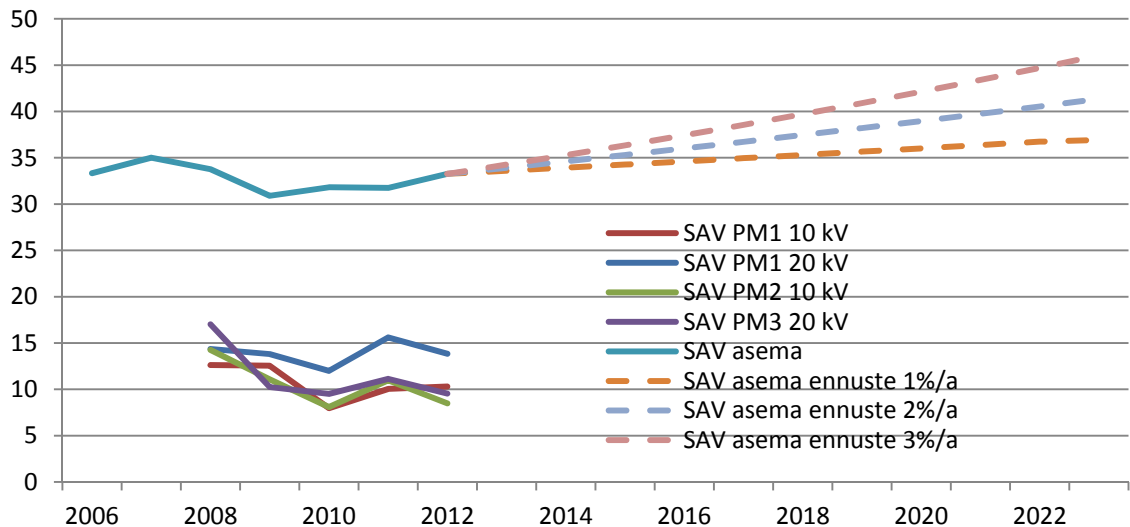
Yksittäisen muuntajan viassa voidaan ehjää muuntajaa yleensä ylikuormittaa. Kylminä talvikuukausina sallittu ylikuormitus voi olla merkittävä. PM1:n viassa ylimääräinen 2 MW tarkoittaisi PM2:lta otettuna noin 113 %:n kuormitusta. Vastaavasti PM2:n viassa ulkopuolelta tarvittava 3 MW tarkoittaisi PM1:llä noin 121 %:n kuormitusta.

20 kV:n puolella yhden muuntajan vikaantuessa saadaan tehontarve korvattua kokonaan siirtämällä kuormat ehjälle muuntajalle. EDM:stä saatujen tietojen mukaan PM1:n 20 kV:n huipputeho ja PM3:n huipputeho eivät ole koskaan osuneet samalle hetkelle. Muuntajien huipputehojen ja kuukausien välistä korrelaatiota ei ole havaittavissa. Asemalla mitatun 20 kV:n huipputehon keskiarvo on noin 18 MW. PM1:n vikaantuessa aseman huipputehon aikana, on asemalla käytössä sisäistä tehoa PM3:n nimellistehon verran (25 MVA eli noin 23,8 MW). Toisin sanoen kaikki kuormat voidaan tarpeen vaatiessa siirtää PM3:lle. Vastaavasti PM3:n vikaantuessa voidaan kaikki kuormat siirtää PM1:lle, jonka nimellisteho on niin ikään 25 MVA.

Savilahden säteittäisesti rakennetut lähdöt ovat 01J04 ja 01J13, joista molemmat ovat 20 kV lähtöjä. Kiskoviassa ei säteittäisesti rakennetuille lähdöille saada syötettyä korvaustehoa lainkaan. Lähdöille on tehty muutostöitä, jonka seurauksena ennen varalla ollut J13 on nyt renkaassa J04:n kanssa. Renkaassa on isoja kuormia, kuten pumppaamo

ja Kuopion yliopistollisen sairaalan (KYS) 20 kV:n syöttö. Kuormitustietoja näiltä lähdöiltä ei ole muutoksen jälkeen vielä saatavissa.

Savilahden tulevaisuuden tehontarvetta voidaan arvioida muun muassa väestöennusteen ja huipputehon historiatietojen avulla. Kuvassa 11 on esitetty Savilahden sähköaseman ja päämuuntajien jännitetasokohtaisia huipputehoja eri vuosilta. Sähköaseman huipputehotiedot ovat vuosilta 2006 – 2012. Päämuuntajien tiedot ovat muuntajasaneerauksesta johtuen ainoastaan vuodesta 2008 eteenpäin. Tiedot vuosilta 2006 - 2007 eivät ole uudempien tietojen kanssa vertailukelpoisia.



Kuva 11. Savilahden sähköaseman ja päämuuntajien huipputehot.

Tarkastelujakson aikana sähköaseman kokonaishuipputehossa on tapahtunut pieniä vuosittaisia muutoksia. Päämuuntajien huipputehoissa on ollut suurta vuosittaista vaihtelua. Aseman syöttämän sähköenergia määrä tulee kasvamaan jonkin verran, kun Kuopion yliopistollisen sairaalan (KYS) saneeraus valmistuu. Suurin osa kasvusta kohdistuu 20 kV:n puolelle. Tällä hetkellä on vielä hankalaa arvioida milloin ja kuinka suurena kasvuna kuormitus näkyy huipputehoissa. Väestönkasvu on maltillista Savilahden syöttöalueella, joten vuosittaisen tehonkasvun voitaneen arvioida olevan noin 1 – 3 % /vuosi.

#### 4.5.2 Männistö

Männistön sähköasemalla SA02 on käytössä 10 kV:n ja 20 kV:n kaksikiskojärjestelmät. Sähköasemalla on kolme 25 MVA:n päämuuntajaa, joista PM1 syöttää 10 kV:n verkkoa, PM2 ja PM3 syöttävät 20 kV:n verkkoa. PM1:n voi ottaa pienin muutoksiin käyttöön myös 20 kV:lle. 110 kV kytkinkojeisto sijaitsee ulkokentällä. Männistön asemalta on 110 kV:n rengasyhteydet Savilahden ja Vahtivuoren sähköasemille.

Muuntajan PM1 vikaantuessa tarvitaan verkosta korvaustehoa maksimissaan noin 11 MW. PM1:n huipputeho on yleensä osunut kevättalvelle. PM1 on aseman ainoa 110/10 kV muuntaja, joten aseman sisäistä korvaustehoa ei ole saatavilla. PM2:n

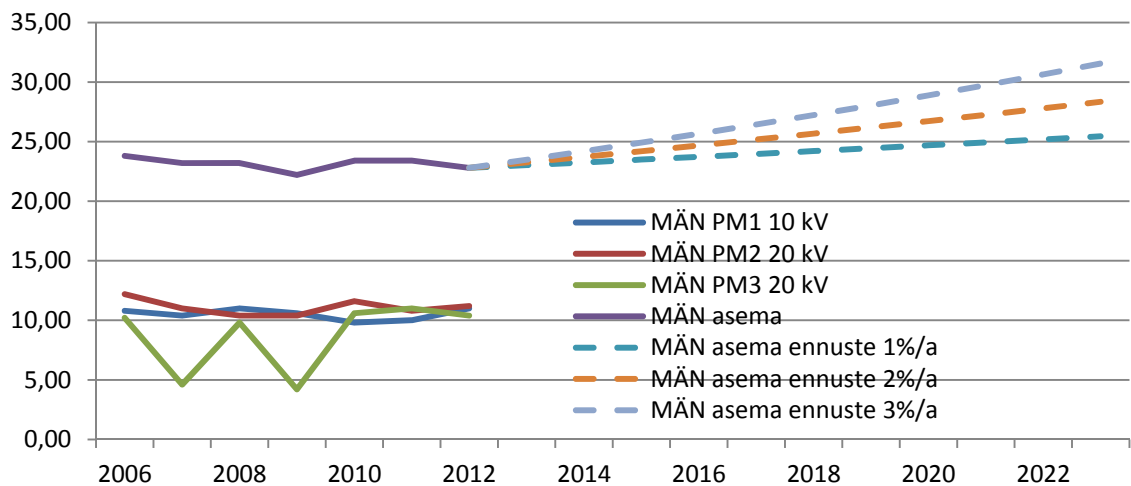
huipputeho osuu yleensä talvikuukausille tai alkukesälle, PM3:n huipputehon ja vuodenajan välillä ei taas ole nähtävissä korrelaatiota. Molempien muuntajien huipputehojen osuminen samalle hetkelle ei ole todennäköistä, eikä näin ole koskaan käynyt. Yhteenlaskettu hetkellinen huipputeho on muuntajilla PM2 ja PM3 ollut korkeintaan noin 14 MW. Muuntajien PM2 tai PM3 vikaantuessa ei korvaustehoa tarvita verkosta, sillä kaikki kuormat voidaan nykyisellä kuormitustasolla siirtää ehjälle muuntajalle. Jos 20 kV-kiskosto tai molemmat muuntajat vikaantuvat, tarvitaan verkosta tehoa maksimissaan noin 14 MW.

Kiskoviassa, ilman varasyöttöä jäävät säteittäisesti rakennetut lähdöt on esitetty taulukossa 5.3. NIS-verkkotietojärjestelmän mukaan korvaamatonta tehoa on pahimmassa tapauksessa yhteensä 2,6 MW. Tämä edellyttää, että kaikkien taulukon lähtöjen huipputehot osuisivat samalle hetkelle.

Taulukko 5.3. Männistön korvaamattomat lähdöt kiskoviassa.

Lähtö	$P_{max}$ (TEKLA NIS) [MW]
02K08 (omakäyttö)	0
02J28	1,2
02J30	0,2
02J32	1,2

Männistön tulevaisuuden tehontarvetta voidaan arvioida kuvan 12 avulla. Kuvassa on esitetty Männistön sähköasemalta ja päämuuntajilta mitatut huipputehot vuosilta 2006 – 2012.



Kuva 12. Männistön aseman ja päämuuntajien huipputehot

Sähköaseman huipputehossa ei ole tarkastelujaksolla tapahtunut isoja muutoksia. Muuntajien PM1 ja PM2 huipputehot ovat vuosien saatossa pysyneet suurin piirtein muuttumattomina. Toisaalta PM3:n huipputehossa on ollut suurta vaihtelua, eikä mitään kehitystrendiä ole koko ajalta nähtävissä. Kuvaan on merkitty PM3:n osalta ainoastaan liukuva keskiarvo. Männistöllä pyritään aktiivisesti eroon 10 kV:sta. Tämä tarkoittaa

kuormien siirtoa vähitellen 20 kV:lle. Tästä johtuen PM2:n ja PM3:n kuormien voidaan odottaa kasvavan ja PM1:n kuormien laskevan jonkin verran. Aseman huipputehon tulee pysymään suurin piirtein samansuuruisena tai kasvamaan maltillisesti, sillä Männistön syöttöalueen asukasmäärät pysyvät väestöennusteen mukaan lähes muuttumattomina. Huipputehon vuosittainen kasvuarvio on 1 – 3 % /vuosi.

#### 4.5.3 Haapaniemi

Haapaniemen sähköasema SA03 sijaitsee Haapaniemen voimalaitoksen vieressä. Sähköasemalla on kaksi päämuuntajaa ja kaksi kaksoiskiskojärjestelmää (10 ja 20 kV). PM1 on kolmikäämimuuntaja (110/20/10 kV) ja PM2 on kaksikäämimuuntaja (110/10 kV). Valtakunnan 110 kV:n verkkoon asema kytkeytyy Kuopion Energian 110 kV:n rengasverkon kautta. Renkaassa on yhteydet Vahtivuoren ja Iloharjun sähköasemille. Haapaniemelle voidaan keskijänniteverkon kautta siirtää tehoa Savilahden, Vahtivuoren ja Leväsen sähköasemilta.

10 kV:n puolella eivät päämuuntajien PM1 ja PM2 huipputehot ole tarkastelujaksolla osuneet samalle hetkelle. PM1:n vikaantuessa saadaan sen huipputehon aikainen kuorma siirrettyä kokonaan PM2:lle. PM2:n kuormitus on samaan aikaan korkeintaan noin 1,2 MW. PM2:n vikaantuessa saadaan sen huippukuorma siirrettyä täysin PM1:lle, joka on samaan aikaan korkeintaan 7 MW:n kuormassa. Jos molemmat muuntajat tai koko 10 kV-kiskojärjestelmä vikaantuu, tarvitaan tehoa maksimissaan 12 MW.

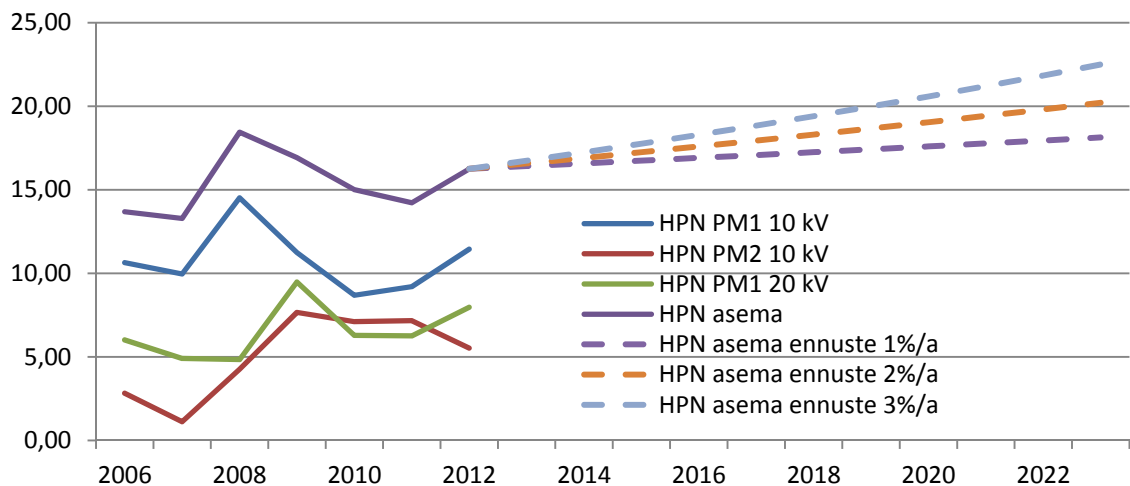
20 kV:n järjestelmässä Haapaniemen huipputeho on ollut keskimäärin 6,5 MW. PM1:n vikaantuessa korvausteho pitää kokonaisuudessaan siirtää muilta asemilta, koska asemalla ei ole toista 110/20 kV-muuntajaa. 20 kV:n kiskoviassa tehontarve on sama. Kiskoviassa korvaussyötön ulkopuolelle jääviä lähtöjä on Haapaniemen sähköasemalla 10 kV:n kiskotossa kolme ja 20 kV:n kiskotossa neljä kappaletta. Näille lähdöille ei kiskoviassa saada verkkotopologian takia korvaustehoa syötettyä ollenkaan. Lähdöt ja niiden NIS:stä saadut maksimikuormitukset ovat esitetty taulukossa 5.4. Lähtö K14 on Haapaniemen voimalaitoksen omakäyttö. Voimalaitos tarvitsee lähdön kautta tehoa yleensä vain vuosihuoltojen ja tuotannon keskeytystilanteiden aikana. Muuten voimalaitos saa käyttämänsä tehon omakäyttö-muuntajilta.

*Taulukko 5.4. Haapaniemen korvaamattomat lähdöt kiskoviassa.*

Lähtö	P <sub>max</sub> (TEKLA NIS) [MW]
03K18	0,2
03K11	1,8
03K14 (voimalaitos omakäyttö)	(1,5)
03J12	0,1
03J13	0,3
03J10	0,5



Kuvassa 13 on esitetty Haapaniemen sähköaseman ja päämuuntajien huipputehot vuosilta 2006 – 2012. Kuvasta havaitaan, että vuosittaista vaihtelua on huipputehoissa paljon. Aseman huipputehossa on yli viiden megawatin ero vuosien 2007 ja 2008 välillä. PM2:n huipputehossa on noin 6,5 MW:n ero vuosien 2007 ja 2009 välillä. Myös PM1:n tehoissa (10 kV ja 20 kV) on suurta vuosittaista vaihtelua. Ottaen huomioon Haapaniemen 20 kV:n syöttöalueen kuormitusten kasvun aseman Etelä-puolella voidaan vuosittaisen tehonkasvun olettaa sijoittuvan 1 – 3 %/a välille.



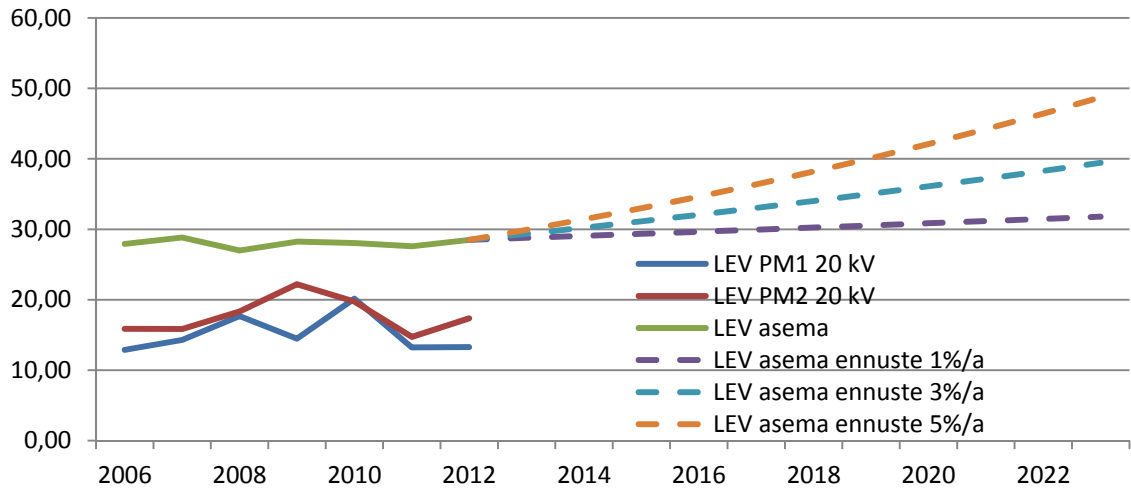
Kuva 13. Haapaniemen aseman ja päämuuntajien huipputehot

#### 4.5.4 Levänen

Leväsen sähköasema SA04 sijaitsee valtatie 5:n varrella Leväsen kaupunginosassa. Sähköasema on rakennettu vuonna 1980. Päämuuntajia on kaksi ja molemmat ovat nimellisteholtaan 25 MVA. Molemmat päämuuntajat syöttävät 20 kV:n jakeluverkkoa. PM1:lle on tehty vuonna 2004 peruskunnostus. PM2:n valmistusvuosi on 1990. Sähköasema on tyypiltään avokytkinlaitos, 110 kV:n kojeisto sijaitsee ulkokentällä. Asema liittyy suoraan Fingridin kantaverkkoon tai Savon Voiman alueverkkoon ilman kytkinlaitosta. Leväsellä on käytössä 100/200 A virtamuuntajat, jotka rajoittavat lähtöjen maksimivirrat 240 ampeeriin. Levästä voidaan kj-verkossa korvata Matkuksen, Savilahden ja Haapaniemen asemilta. Leväsen asemalla erikoista on se, että kiskosto ei ole täysiverinen duplex-kiskosto vaan osa lähdöistä on rakennettu kaksoiskiskon perään yksikiskojärjestelmäksi. Lähdöt 04J13, 04J14 ja 04J15 kytkeytyvät kukin yhden katkaisijan kautta kj-kiskoon 1 ja lähdöt 04J18, 04J19 ja 04J20 kytkeytyvät kiskoon 2. Muut lähdöt voidaan kytkeä duplex-kiskostoon.

Kuvassa 14 on esitetty Leväsen aseman ja päämuuntajien huipputehot vuosilta 2006 – 2012. Kuvasta havaitaan, että aseman huipputeho on pysynyt tarkastelujaksolla melko tasaisena, vaikka päämuuntajien tehoissa on suurta vaihtelua. Päämuuntajien tehoista ei voida tehdä juuri ennusteita, sillä siihen vaikuttaa olennaisesti kuormien jako muuntajien kesken. Aseman huipputeho näyttäisi olevan noin 28 MW:n tasolla. Tämän

verran tarvitaan korvaustehoa kaikkien päämuuntajien tai kiskon vikaantuessa. Jos PM1 tai PM2 vikaantuvat huipputehonsa aikana, tarvitaan verkosta korvaustehoa keskimäärin noin 4 MW, sillä yhdellä 25 MVA:n muuntajalle tulisi täyttää tehontarve 28 MW. Leväsen kiskoviassa ovat teoriassa korvattavissa kaikki lähdöt paitsi lähtö J01, sähköaseman omakäyttö.



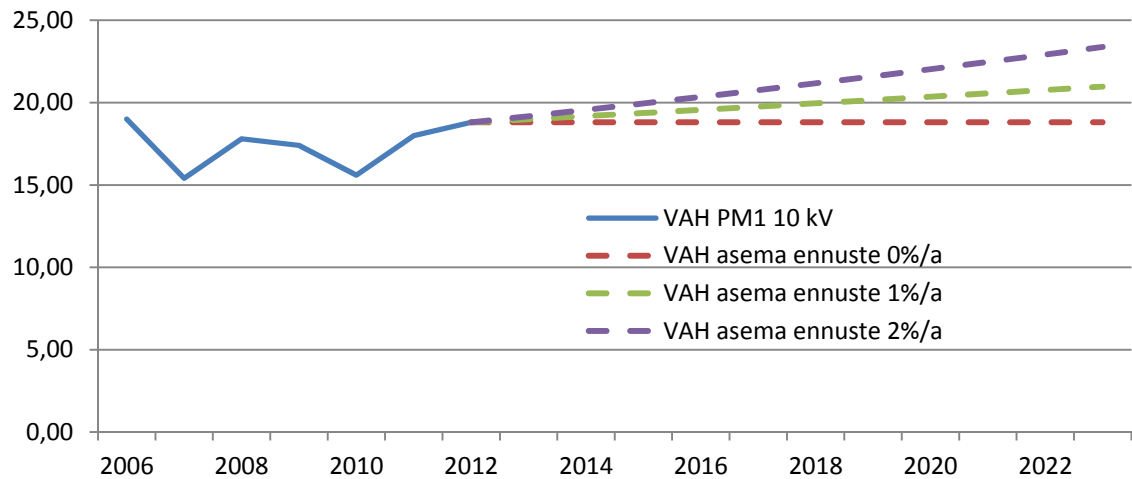
Kuva 14. Leväsen aseman ja päämuuntajien huipputehot

Aseman huipputehon voidaan olettaa kasvavan noin 1 – 5 % vuosittain. Kuormitusten kasvuun vaikuttaa olennaisesti väestönkasvu Leväsen syöttöalueella, joka on suurinta koko Kuopion alueella.

#### 4.5.5 Vahtivuori

Vahtivuoren sähköasema SA06 sijaitsee Kuopion keskustassa Kuopion Energian pääkonttorin vieressä. Asema syöttää suurta osaa keskustan alueen lähdöistä. Huomion arvoista on, että sähköasema syöttää ainoastaan 10 kV:n kj-verkkoa. Vahtivuorella on 110 kV:n sisäkojeisto, yksi 25 MVA:n päämuuntaja ja 10 kV:n duplex-kiskojärjestelmä. Kj-kojeistot ovat vuodelta 1991 ja ne voidaan leimata myös käytettäväksi 20 kV:n järjestelmässä. Sähköasemalla on myös paikka toiselle päämuuntajalle. Valtakunnan 110 kV:n verkkoon asema kytkeytyy Kuopion Energian 110 kV:n rengasverkon kautta. Vahtivuorelta on renkaassa on yhteydet Männistön ja Haapaniemen sähköasemille. Kj-verkossa Vahtivuorelle voidaan siirtää tehoa Haapaniemen, Männistön ja Savilahden sähköasemilta.

Suurin tehontarve Vahtivuoren asemalla syntyy, jos päämuuntaja 06PM1 tai kisko vikaantuvat. Vuosien 2006 – 2012 keskiarvo päämuuntajan huipputeholle on 17,4 MW. Kuvassa 15 on esitetty Vahtivuoren huipputehoja vuosilta 2006 – 2012. Huipputehon trendi on ollut Vahtivuorella hieman nouseva, vuonna 2012 Vahtivuoren huipputeho oli 18,8 MW. Huipputehon ennusteeseen vaikuttaa keskustan alueen 10 kV:n verkon kuormien kehitys ja mahdollinen kuormien siirto 20 kV:n verkkoon. Odotettavissa on, että Vahtivuoren huipputeho pysyy suunnilleen ennallaan tai nousee maltillisesti.



Kuva 15. Vahtivuoren päämuuntajan huipputeho

#### 4.5.6 Matkus

Matkuksen sähköasema on vuonna 2012 rakennettu kevytsähköasema. Sähköaseman kj-kiskosto on kahteen osaan jaettava yksikiskojärjestelmä. Matkus on liitettynä ainoastaan 20 kV:n verkkoon ja sinne voi siirtää korvaustehoa kj-verkossa ainoastaan Leväsen sähköaseman kautta. Matkuksen kj-kisko on toteutettu yksikiskojärjestelmänä, jonka voi jakaa kahteen eri osaan. Asema liittyy valtakunnan 110 kV verkkoon haarajohdolla. Sähköaseman tarkoituksena on syöttää Etelä-Kuopion kasvavaa kuormaa ja samalla helpottaa Leväsen sähköaseman kuormitusta.

Alueella sijaitsevia isoja pistekuormia ovat muun muassa Itellan lajittelukeskus ja vuonna 2012 avattu kauppakeskus. Tehontarpeen arviointia varten Matkuksesta ei ole vielä saatavissa mittaustietoja. Kuorman voidaan arvioida olevan nykyisellä kytkennällä suurimmillaan noin 7-10 MW, sen jälkeen, kun Hiltulanlahti on täysin kaavoitettu. Kuormitus kasvaa, jos Matkuksen perään liitetään kuormia Leväsen asemalta. Alueellisen väestönkasvun ja uusien teollisuusalueiden myötä vuotuinen tehonkasvu tulee olemaan noin 1 – 3 % /vuosi. Matkuksen asemalla ei ole säteittäisesti rakennettuja lähtöjä vaan jokaista voidaan tarpeen vaatiessa syöttää Leväsen asemalta.

#### 4.6 Sähköasemavian seurauksia

Sähköasema- tai päämuuntajavian ja siitä aiheutuvan vakavan keskeytystilanteen seuraukset riippuvat siitä, millä sähköasemalla vikaantumisen tapahtuu, milloin vika tapahtuu, kuinka hyvin asema saadaan korvattua ja kuinka pian vika saadaan korjattua. Pahimmillaan vika lamauttaa kokonaisen sähköaseman päämuuntajineen huipputehon aikana, jolloin korvaustehon tarve voi nousta kymmeneen megawatteihin.

Kuopion sähkönjakelun toimitusvarmuuden kannalta suurin yksittäinen riski on vakava sähkönjakelun häiriö, jossa suuri osa jakelualueella olevia asiakkaita jäisi ilman sähköä. Tämä tarkoittaisi suurta sähköasemavikaa, käytännössä päämuuntajan tai kj-

kiskon vikaantumista. Sähköasemaviat ovat hyvin epätodennäköisiä, mutta toteutuessaan niistä aiheutuva haitta voi nousta todella suureksi. Sähköasemavikoihin varautuessa on tärkeää selvittää kj-verkon sähköasemien välinen siirtokapasiteetti ja käytettävissä oleva muuntajateho. Sähköasemavian varalle on myös hyvä olla aseman korvaamista varten korvaussuunnitelma, jotta mahdollisimman suuri osa sähköaseman syöttöalueella olevista asiakkaista saadaan palautettua sähkönjakelun piirin mahdollisimman nopeasti. Kuopion alueella voidaan pyrkiä sähköasemavikojen osalta 100 %:n korvausasteeseen.

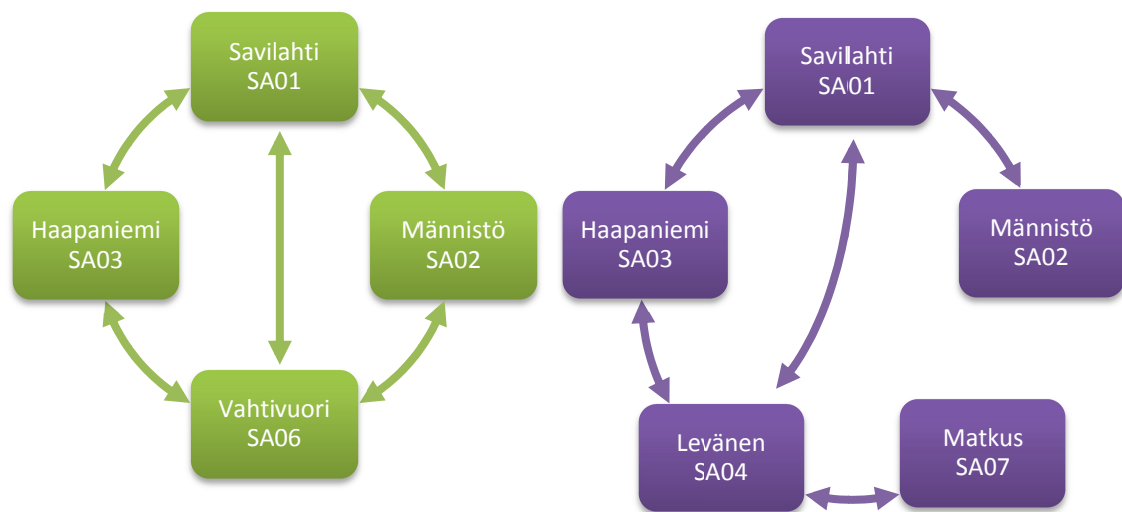
Osa kj-verkon lähdöistä ja johto-osuuksista on rakennettu säteittäisesti. Varasyöttöyhteyksien puuttuessa näiden johtojen kuormat jäävät kj-verkon viassa ilman syöttöä. Jos vian selvittämiseen kuluu kauan, saattaa asiakkaille koitua pitkään keskeytys. Tällaisiin keskeytyksiin voidaan varautua esimerkiksi varavoiman avulla. Varavoiman tarvetta on myös hyvä huomioida toimitusvarmuuden kannalta korkean tärkeysasteen kuormilla, joita ovat esimerkiksi viranomais- ja pelastustoiminta, sairaanhoito, televerkot, veden ja lämmön jakelu sekä muut infrastruktuurille välttämättömät toiminnot.

## 5 Sähköaseman korvaus keskijänniteverkossa

Sähköaseman korvattavuus riippuu siitä kuinka hyvin asemalle voidaan siirtää korvaustehoa muilta sähköasemilta. Korvattavuuteen vaikuttaa olennaisesti sähköasemien väliset varayhteydet, terveillä sähköasemilla käytettävissä olevat muuntajatehot ja vikaantuneen aseman tehontarve.

Kuormituslaskelmat on tehty TEKLA NIS -ympäristössä simuloimalla vian aiheuttama muutos verkon kytkentätilanteeseen. Käytännössä tämä tarkoittaa katkaisijoiden ja erottimien ohjausta korvauskäytön edellyttämään tilaan. Varayhteyksissä on käytetty parasta mahdollista yhdistelmää kaikista reiteistä, joiden avulla voidaan siirtää tehoa sähköasemalta toiselle.

Kaikki mahdolliset kj-verkon korvausyhteydet on esitetty kuvassa 10. Vahtivuoren sähköasema SA06 syöttää ainoastaan 10 kV:n jakeluverkkoa ja Matkus SA07 ja Levänen SA04 ovat liitettyinä ainoastaan 20 kV:n verkkoon. Savilahden sähköasema SA01, Männistön sähköasema SA02 ja Haapaniemen sähköasema SA03 syöttävät molempia verkkoja. Mahdolliset tehonsiirtosuunnat on merkitty kuvaan nuolilla. Sähköasemien sijainnit kuvissa eivät välttämättä vastaa niiden maantieteellisiä sijainteja toistensa suhteen.



Kuva 10. Kj-verkon (10 kV vihreä, 20 kV violetti) sähköasemien väliset korvausyhteydet

Korvaustarkastelussa tutkitaan varasiirtoyhteyksien välisiä rajoittavia johto-osuuksia eli *pullonkauloja*. Nämä johto-osuudet voivat kuormitettavuudellaan rajoittaa suurinta mahdollista asemien välistä tehonsiirtoa ja niiden merkitys on sitä suurempi mitä lähempänä ne sijaitsevat syöttävää asemaa. Tämä johtuu siitä, että yleensä korvattavalle sähköasemalle siirrettävän tehon ohella varayhteytenä toimivalla lähdöllä on myös

”omaa” kuormaa. Siirtoa rajoittavaksi tekijäksi voi muodostua myös syöttävä päämuuntaja tai esim. sähköaseman virtamuuntajat.

Myöhemmin työssä esitettyjen lähtöjen tunnuksissa K-kirjain tarkoittaa 10 kV:n lähtöä ja J-kirjain tarkoittaa 20 kV:n lähtöä. Lähtöjen tunnuksissa kaksi ensimmäistä numeroa merkitsevät sähköasemaa, jolla lähtö sijaitsee, esimerkiksi kaikki Savilahden SA01 lähdöt alkavat tunnuksella ”01” ja kaikki Männistön SA02 lähdöt alkavat tunnuksella ”02”.

## 5.2 Korvaustilanteet ja pullonkaulat

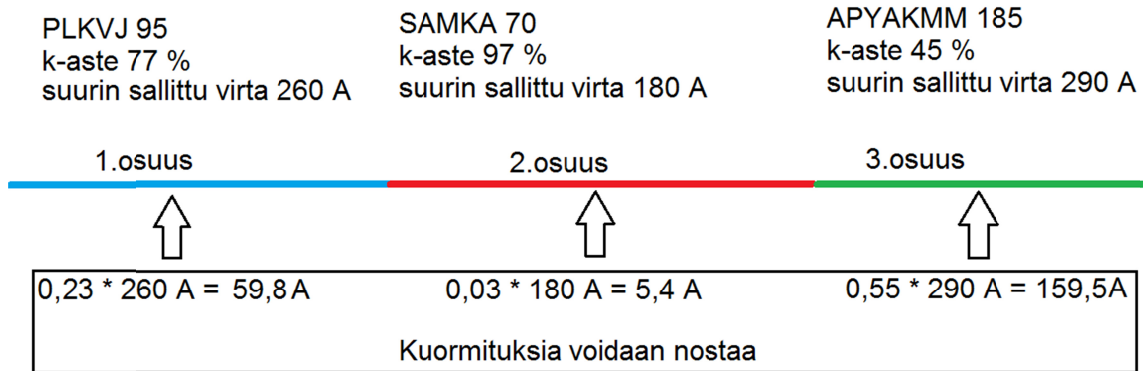
Korvausastetta tarkastellaan asemakohtaisesti korvaavan aseman mukaan. Jos korvaava asema korvaa kaikki sen perään kytketyt kuormat, on korvausaste 100 %. Verkon topologiasta tai pullonkauloista johtuen korvausaste voi jäädä alle 100 %:n. Tämä tarkoittaa sitä, että korvaava asema ei pysty täysin korvaamaan sen perään kytkettyjä kuormia, eikä kyseessä olevia kuormia voida kytkeä muualle. Pullonkaulojen merkitys on yleensä vähäinen, jos verkko on vahvasti silmukoitu ja topologia on siltä osin kunnossa. Tällöin korvaavia lähtöjä voi olla useita ja kuormia voidaan jakaa niille tasaisesti. Johtojen suurista teoreettisista kuormitettavuuksista ei ole apua, jos topologia ei mahdollista tehonsiirtoa.

Korvaustarkastelussa jokaisen korvaukseen osallistuvan lähdön korvausteho on laskettu vertaamalla korvaavan lähdön korvaustilanteen tehoa lähdön normaalitilan tehoon. Näiden tehojen erotus on laskennallisesti otettu huomioon kuormien korvaustehona. Lähdön korvauskyky tarkoittaa taas suurinta mahdollista tehoa, joka lähdöltä saadaan ylikuormittamatta pullonkaulaa.

Korvaustilanteissa korvaavien lähtöjen kuormat ja lähtöpituudet saattavat kasvaa hyvinkin suuriksi. Suuret kuormat ja toistensa perään kytketyt johto-osuudet saattavat muuttaa oikosulku- ja maasulkutilanteita. Myös suojauksen selektiivisyys saattaa heikentyä tai hävitä kokonaan. Maasulkujen osalta verkkopituuksien lisäys suurentaa maasulkuvirtoja, joten sammutetun verkon maasulkukompensointi saattaa jäädä liian pieneksi (alikompensointi). Pitkäkestoinen korvaustilanne saattaa edellyttää suojareleiden uudelleenasetteluita ja sammutuskelojen muutoskytkentöjä. Näitä tilanteita ei ole kuitenkaan tarkasteltu tämän työn tiimoilta.

Korvaustarkasteluissa löydetuille pullonkauloille suoritetaan korvaustilannetta vastaavat kuormitettavuuslaskelmat, joista nähdään kuinka suurina ovat korvauksen kannalta pullonkaulojen saneerauksista saatavat hyödyt. Periaate on esitetty kuvan 16 esimerkissä. Esimerkkitalanteessa on kolme peräkkäistä johto-osuutta, joiden kuormitusasteet on esitetty prosentteina suurimmasta sallitusta virrasta. Johto-osuuden kautta halutaan siirtää mahdollisimman suuri teho siten, että mahdollisimman pieni osa saneerataan. Jokaiselle osuudelle on laskettu virta-arvo, joka kertoo kuinka paljon johto-osuuden kuormitusta voidaan nostaa ylikuormittamatta osuutta. Tämän jälkeen lukuja verrataan toisiinsa ja tutkitaan saneerauksista saatavia hyötyjä. Syöttösuunnalla ei tässä

tapauksessa ole väliä. Saneeraukseen käytetään kaikissa esimekkkitapauksissa Kuopion Energialla yleisesti käytettävää AHXAMK 185-W-kaapelia.



Saneerauksista saatava hyöty:

2. osuus:  $59,8 \text{ A} - 5,4 \text{ A} = 54,4 \text{ A}$   
 1. ja 2. osuus:  $159,5 - 5,4 = 154,1 \text{ A}$

Kuva 16. Esimerkki pullonkaulan saneeraustarkastelusta.

Kuvan esimerkkutilanteessa heikoin osuus on SAMKA 70-riippukaapeliosuus. Tässä kokonaisuudessa riippukaapelin kuormitettavuus määrittelee koko johto-osuuden kuormitettavuuden. Jos mitään saneerauksia ei tehdä, voi SAMKAN ja samalla koko johto-osuuden kuormitusta nostaa maksimissaan 5,4 A. Jos SAMKA saneerataan, muodostuu PLKVJ 95-kaapelista seuraava siirtoa rajoittava johto. Alkutilanteessa on PLKVJ kuormitettavuutta jäljellä 59,8 A. SAMKAN saneerauksen jälkeen voidaan koko osuuden kuormitusta nostaa juuri tämän verran, 59,8 A. Korvauskyvyn lisäys on siis:

- $59,8 - 5,4 = 54,4 \text{ A}$ .

Jos PLKVJ päätetään saneerata, muodostuu APYAKMM 185-kaapelista siirtoa rajoittava osuus. Jos PLKVJ ja SAMKA saneerataan, voidaan koko osuuden kuormitusta nostaa 159,5 A. Korvauskyvyn lisäys alkutilanteeseen on tässä tapauksessa:

- $159,5 - 5,4 = 154,1 \text{ A}$ .

Joissakin tilanteissa voi olla perusteltua ehdottaa rakennettavaksi kokonaan uusia johtoyhteyksiä, erottimia, erotinasemia tai maastokatkaisijoita verkon topologian parantamiseksi. Saneerausten ja uusien johtojen ja komponenttien järkevyyteen vaikuttaa saavutettavan hyödyn lisäksi kustannukset. Kustannuksiin vaikuttavat muun muassa käytettävät materiaalit ja työn hinta.

### 5.2.1 Savilahti

Taulukossa 5.5 on esitetty päämuuntajaviassa Savilahden korvaamiseen käytettävä lähdöt, lähtöjen maksimivirrat, pullonkaulojen kuormitusasteet, lähdöltä korvattaville kuormille saatava korvausteho ja lähdön suurin mahdollinen korvauskyky. Taulukossa on esitetty myös siirtoa eniten rajoittava johto-osuus ja sen sijainti verkossa.

*Taulukko 5.5. Savilahden korvaus päämuuntajaviassa (\*-arvot laskettu käsin), 10 kV*

Korvaava lähtö	$I_{\max}$ [A]	pullonkaulan k-aste %	Korvausteho $P_{\max}$ [MW]	Korvauskyky [MW]	Pullonkaula
02K06	322	98 %	2,1	2,2	APY 185 (423 – 139)
02K09	281	104 %	3,5	3,3	PLKVJ 95 (482 – 030)
03K09	341*	103 % *	5,9*	5,7*	AHX 185-W (03K09 – 01K16)
03K12	169	56 %	1,2	3,2	PLKVJ 95 (018 – 015)
03K15	215	98 %	2,8	2,9	PLKVJ 50 (001 – 017)
06K03	316	101 %	3,6	3,6	APY 185 (K48 – 064)
06K07	239	72 %	1,5	3,1	AHX 185-W (06K07 – K27)
06K08	297	103 %	4,1	4,0	PLKVJ 95 (052 – 153)
yht.			24,6	28,0	

Savilahdelle tarvitaan korvaustehoa ulkopuolelta 10 kV:n päämuuntajan yksittäisessä viassa korkeintaan vain muutama megawatti. Tällaisen tehomäärän korvaaminen aseman ulkopuolelta ei vaadi isoja muutoksia verkon kytkentään. Teho voidaan saada helposti vaikkapa Haapaniemeltä varayhteyden 03K09 – 01K16 avulla. Molempien päämuuntajien tai 10 kV:n kiskoviassa joudutaan turvautumaan ainakin kahteen ympäröivään sähköasemaan. Vahtivuoren SA06 ja Haapaniemen SA03 sähköasemilta voidaan tuoda riittävästi tehoa, mutta parempi kuormitustilanne syntyy, jos Savilahtea korvataan edellisten lisäksi myös Männistön aseman kautta.

Haapaniemeltä on Savilahden 10 kV:n maksimikuormituksen aikaan saatavilla lähes 30 MW ylimääräistä muuntajatehoa, vastaavasti Männistöltä on saatavilla helposti yli 10 MW ja Vahtivuorelta vähintään 5 MW. Vahtivuoren muuntajateho saattaa rajoittaa Savilahden korvausta. Muuntajakapasiteetti on pienimmilläänkin kuitenkin riittävä, joten rajoittavaksi tekijäksi muodostuu todennäköisimmin siirtoyhteyksien kuormitettavuus. Haastava topologia johtaa korvaavien lähtöjen epätasaiseen kuormitukseen. Lähtöjen kuormitusasteet vaihtelevatkin 56 ja 103 %:n välillä, vaikka verkkoon tehtiin laskentaa varten useita kytkentämuutoksia kuormien tasoittamiseksi. Huomion arvoista on, että Haapaniemen lähdön 03K12 muuntamon 054 erotin 3 on laskentatilanteessa auki ja muuntamot K113, 435, 182 ja 589 siirretään Vahtivuoren lähdön 06K02 perään.

Korvaustilanteessa Savilahden toiselle kiskolle siirretään tehoa Haapaniemen 03K09:stä ja toiseen kiskoon Vahtivuoren 06K03:sta. Savilahden korvauslaskenta edellyttää erikoistarkastelua, sillä 10 kV-verkon osalta NIS-laskennan kuormituksissa on isoja virheitä. Lähdön 01K05 maksikuormitukseksi NIS ilmoittaa 646 A eli yli 11 MW. Arvo on niin suuri, ettei se voi pitää paikkaansa. Todellisuudessa suurin



kuormitusvirta on lähempänä viime talvena (21.12.2012) SCADA:sta saatua huippuarvoa 213 A. Myös lähdön 01K01 huippuvirrassa on suuri ero NIS:n ja SCADAn välillä. NIS ilmoittaa arvoksi 248 A ja viime talvena (21.12.2012) SCADA:sta kirjattu arvo on 56 A. Laskennassa tilanne on otettu huomioon seuraavasti:

- 01K01 ja 01K05 ovat SA01-kiskoston kautta kytkettyinä korvaavan lähdön 03K09 perään ja
- 01K01:n maksimivirtana käytetään 56 A ja 01K05:n maksimivirtana 213 A.
- Muuten käytetään NIS-kuormitusarvoja.

Muuttuneesta tarkastelusta huolimatta Savilahden lähtöjen huipputehojen summaksi (10 kV) NIS ilmoittaa jopa 24,6 MW. Tämä tarkoittaa sitä, että aseman todellisen huipputehon (17 MW) korvauksen pitäisi onnistua helposti. Savilahden korvaaminen kiskoviassa tai kahden muuntajan viassa voi olla haasteellista, mutta se onnistuu hyvin muuttamalla verkon kytkentätilannetta siten, että korvaustehoa saadaan kaikilta kolmelta viereiseltä sähköasemalta. Kaikkien lähtöjen yhteenlaskettu korvauskyky on 28 MW.

Savilahden kiskoviassa korvattavien lähtöjen kuormia siirretään jakorajamuutoksilla terveille sähköasemille. Savilahden korvaus kiskoviassa on esitetty taulukossa 5.6. Lähdön 03K09 ei voida siirtää Savilahden kuormia verkon topologiasta johtuen. Tämän lisäksi lähdön 06K03 osalta korvausteho jää huomattavasti pienemmäksi verrattuna täyskorvaukseen, koska Savilahden kiskoon ei voida vastaanottaa tehoa.

*Taulukko 5.6. Savilahden korvaus kiskoviassa, 10 kV*

Korvaava lähtö	$I_{\max}$ [A]	pullonkaulan k-aste %	Korvausteho $P_{\max}$ [MW]	Pullonkaula
02K06	322	98 %	2,1	APY 185 (423 – 139)
02K09	281	104 %	3,5	PLKVJ 95 (482 – 030)
03K12	169	56 %	1,2	PLKVJ 95 (018 – 015)
03K15	215	98 %	2,8	PLKVJ 50 (001 – 017)
06K03	195	59 %	1,5	APY 185 (K48 – 064)
06K07	239	72 %	1,5	AHX 185-W (06K07 – K27)
06K08	297	103 %	4,1	PLKVJ 95 (052 – 153)
yht.			16,7	

Lähtöjen huipputehojen summa on laskennassa 16,7 MW. Todellinen tehontarve on maksimissaan noin 17 MW, joten 100 %:n korvaus on siirtoyhteyksien perusteella teoriassa mahdollista, jos muuntajatehoa on käytettävissä riittävästi. Kiskoviassa lähdöt 01K01, 01K03, 01K04 ja 01K05 osoittautuvat topologian vuoksi haasteellisiksi korvattaviksi.

Savilahdelle voidaan siirtää 20 kV:n verkossa tehoa Haapaniemen, Männistön ja Leväsen sähköasemilta. Käytettävissä on yhteensä viisi päämuuntajaa, joten käytettävissä oleva ei todennäköisesti rajoita korvausta. Jos Savilahden huipputeho osuu kesäkuukausille, on tilanne hyvä, sillä muilla asemilla on matalat kuormitukset.

Talvikuukausinakaan ei Savilahden huipputehon (18 MW) kanssa pitäisi tulla ongelmia. Talvikuukausina Haapaniemellä on käytössä keskimäärin 15 MW, Leväsellä lähes 18 MW ja Männistössä jopa 30 MW ylimääräistä muuntajatehoa.

Korvaus onnistuu hyvin kolmen aseman voimin ja se voidaan suorittaa tekemällä verkkoon ainoastaan muutama kytkentämuutos. Tämä osoittaa, että Savilahden ja viereisten asemien väliset jakorajat ovat asetettu onnistuneesti. Leväsellä tehoa siirrettäessä tulee muistaa, että Leväsellä on käytössä 100/200 A virtamuuntajat, joita voi käyttää korkeintaan 120 %:n ylikuormassa. Tämä rajoittaa lähtöjen maksimivirrat 240 ampeeriin, jos virtamuuntajat on kytkettynä 200 A mittaustilaan.

Taulukossa 5.7 on esitetty Savilahden 20 kV:n korvaus päämuuntajaviassa. Korvaavien lähtöjen kuormitusasteita voitaisiin tasoittaa jakamalla kuormia sopivasti lähtöjen kesken. Laskennassa käytettiin kuitenkin kytkentää, joka optimoi lähtöjen kuormituksen kytkentöjen määrän suhteen. Tarvetta ylimääräisille kytkentätoimenpiteille ei ole, sillä mikään korvaavista lähdoistä ei ylikuormitu eikä toisaalta jää suhteettoman pienelle kuormitukselle verrattuna muihin korvaaviin lähtöihin. Taulukon tiedoista havaitaan, että Haapaniemeltä siirtoa voi rajoittaa johtoyhteyksien sijasta käytettävissä oleva muuntajateho (15 MW).

*Taulukko 5.7. Savilahden korvaus päämuuntajaviassa, 20 kV*

Korvaava lähtö	$I_{\max}$ [A]	pullonkaulan k-aste %	Korvausteho $P_{\max}$ [MW]	Korvauskyky [MW]	Pullonkaula
02J22	223	64 %	2,8	5,5	HPL 70 (B005 – 452)
02J25	95	42 %	0,8	5,3	APY 120 (B198 – 404)
02J26	205	88 %	4,7	5,6	APY 120 (344 – 330)
03J02	285	87 %	10,0	11,5	AHX 185-W (03J02 – 01J01)
03J07	254	77 %	7,4	10,0	AHX 185-W (03J07 – 055)
03J08	151	46 %	1,4	7,6	AHX 185-W (03J08 – 469)
04J19	135	56 %	2,6	6,2	SA04 virtamuuntaja
yht.			29,9	51,7	

Lähtöjen huipputehojen summa on NIS-laskennan perusteella 29,9 MW, joka on noin 10 MW suurempi kuin vuonna 2012 mitattu todellinen 20 kV:n maksimiteho. Korvauksen pitäisi siis onnistua ongelmitta. Siirtoyhteydet Savilahdelle ovat keskimäärin hyvällä tasolla, eikä korvauksessa pullonkaulojen kanssa tule olemaan ongelmia lähitulevaisuudessa. Päämuuntajavioissa päästään helposti 100 %:n korvausasteeseen. Lähtöjen yhteenlaskettu korvauskyky on lähes 52 MW.

20 kV:n kiskoviassa korvaus suoritetaan yksittäisiä lähtöjä korvaamalla. Savilahden korvaus kiskoviassa (20 kV) on esitetty taulukossa 5.8. Lähtöjen korvaus vaatii topologiasta johtuvia kytkentämuutoksia, sillä tehonsiirto Haapaniemeltä vaikeutuu huomattavasti Savilahden kiskoviassa. Lähtöä 03J02 ei voida käyttää korvaukseen ollenkaan, sillä se on pelkkä varayhteys. Tämän lisäksi lähdoilta 03J07 saatava korvausteho jää huomattavasti pienemmäksi kuin täyskorvauksessa. Lähtöä 03J08 voisi johtojen kuormitettavuuden perusteella kuormittaa lisää, mutta topologia ei mahdollista

tehon lisäämistä Savilahden suuntaan. Toisaalta Leväseltä voidaan siirtää muutamia kuormia 03J08:lle, jotta Leväseltä vapautuisi siirto- ja muuntajakapasiteettia Savilahdelle. Tämä onnistuisi esimerkiksi avaamalla erotin 1 muuntamolta 683 (Vesterinkatu, alapää) ja sulkemalla kauko-ohjattavan erotinaseman 391 (Kartanonkatu) erotin 2, jolloin osa 04J06:n kuormista siirtyisi 03J08:lle.

*Taulukko 5.8. Savilahden korvaus kiskoviassa, 20 kV*

Korvaava lähtö	$I_{\max}$ [A]	pullonkaulan k-aste %	Korvausteho $P_{\max}$ [MW]	Pullonkaula
02J22	223	64 %	2,8	HPL 70 (B005 – 452)
02J25	95	42 %	0,8	APY 120 (B198 – 404)
02J26	205	88 %	4,7	APY 120 (344 – 330)
03J02	0	0 %	0,0	lähtöä ei voi käyttää
03J07	63	19 %	0,9	AHX 185-W (03J07 – 055)
03J08	178	54 %	1,4	AHX 185-W (03J08 – 469)
04J05	240 (334)	100 %	7,0 (10,2)	SA04 virtamuuntajat
04J06	236	95 %	6,6	SAXKA 70 (B252 – B035)
04J19	60	21 %	0,0	APY 185 (04J19 – B272)
yht.			24,2 (27,4)	

NIS-laskenta antaa lähtöjen yhteenlasketuksi huipputehoksi 24,2 MW. Todellinen tehontarve 20 kV kiskoviassa on noin 18 MW. 100 %:n korvausaste pitäisi onnistua hyvin myös 20 kV:n täydellisessä kiskoviassa. Leväsen lähtöjä käytettäessä tulee huomioida, että virtamuuntajat rajoittavat lähtöjen maksimivirrat 240 ampeeriin. Yhteenvetona Savilahden korvauksesta voidaan sanoa, että korvaus onnistuu molemmilla jännitetasoilla hyvin kaikissa tutkituissa vioissa, jos muuntajatehoa on käytössä riittävästi.

Pullonkauloja saneeraamalla voidaan nostaa joidenkin Savilahden korvaamiseen käytettävien 10 kV:n korvausyhteyksien kuormitettavuutta. Seuraava tarkastelu on tehty Savilahden päämuuntajaviassa. Kuormitettavuuden kannalta suurin hyöty saavutettaisiin seuraavien Haapaniemen lähdön 03K15 osuuksien saneerauksista (AHXAMK 185-W:ksi):

- PLKVJ 50 – kaapeli (muuntamovälillä 001 – 120) ja
- PLKVJ 50 – kaapeli (muuntamovälillä 120 – 017)

PLKVJ 50-kaapelin maksimikuormitettavuus on 175 A. Yllämainitut PLKVJ 50-kaapeliosuuksista syöttösuunnassa ensimmäinen on 98 %:n kuormassa ja toinen on 91 %:n kuormassa. Kuormitusta voidaan ensin mainitulla osuudella nostaa kahdella prosenttiyksiköllä ylikuormittamatta johtoa. Tämä vastaa ainoastaan muutamaa ampeeria. Seuraavaksi heikoin johto-osuus lähdöllä 03K15 on PLKVJ 95-kaapeli erotinvälillä 03K15 – 297, syöttösuunnassa ennen PLKVJ 50-kaapeleita. Se on 83 %:n kuormassa (100 % = 260 A), kuormitusta voidaan nostaa siis 17 prosenttiyksiköllä eli

noin 44 ampeerilla. Jos PLKVJ 50 -kaapelit saneerataan, on korvaustilanteessa saavutettava lisäys korvauskykyyn:  $44 - 4 = 40$  A eli noin 0,7 MW.

Tulevaisuudessa kuormitusten kasvun myötä voi syntyä ongelmia Savilahden 20 kV:n korvauksessa, etenkin lähdoillä 01J18 ja 01J16. Verkkotopologiasta johtuen näiden lähtöjen kuormille ei voi tuoda järkevästi tehoa muualta kuin Leväsen lähdoilta 04J05 ja 04J06. Savilahden 01J18:n ja 01J16:n korvaukseen voidaan käyttää myös 04J19:ta, mutta silloin ei voida topologiasta johtuen käyttää 04J05:ttä eikä 04J06:tta.

Tilannetta helpottaisi uusi johtoyhteys, joka muuttaisi sopivasti topologiaa. Yhteys voisi tulla esimerkiksi muuntamon K11 (Saastamoisen tukku) ja pylväserottimien 37 ja 44 väliin jäävän osuuden välille.

## 5.2.2 Männistö

10 kV:n verkossa Männistöä voidaan korvata Savilahden ja Vahtivuoren sähköasemilta. Savilahden muuntajilta on Männistön PM1:n huipputehon aikana (kevättalvi) saatavilla keskimäärin 13 MW. Vahtivuorelta vastaavasti noin 9 MW. Männistön korvaus päämuuntajaviassa on esitetty taulukossa 5.9. Savilahdelta korvaavia lähtöjä on kaksi ja Vahtivuorelta hyödynnetään neljää lähtöä. Muuntajakapasiteetti voi rajoittaa Vahtivuorelta saatavan korvaustehon määrää, sillä Männistön huipputehon aikaisessa täyskorvauksessa Vahtivuoren ylimääräinen muuntajateho saatetaan hyödyntää täysin. Jos Männistön 10 kV:n huipputeho nousee tulevaisuudessa, ei korvausteho välttämättä riitä, sillä Vahtivuoren muuntajakapasiteetin lisäksi korvaustehoa rajoittaa Savilahden yhteyksien kuormitettavuus ja verkkotopologia. Toisaalta Männistöllä pyritään verkkostrategiaan pohjautuen aktiivisesti eroon 10 kV:n jännitetasosta, joten huipputehon kasvu voi jäädä hyvinkin pieneksi tai se voi jopa laskea.

*Taulukko 5.9. Männistön korvaus päämuuntajaviassa, 10 kV*

Korvaava lähtö	$I_{\max}$ [A]	pullonkaulan k-aste %	Korvausteho $P_{\max}$ [MW]	Korvauskyky [MW]	Pullonkaula
01K06	217	83 %	2,0	2,8	PLKVJ 95 (458 – 058)
01K11	197	84 %	0,2	0,8	APAKM 120 (01K11 – K94)
06K09	240	73 %	2,5	4,0	AHX 185-W (06K09 – 295)
06K10	249	75 %	2,3	3,7	AHX 185-W (06K10 – 037)
06K12	247	82 %	3,9	4,7	PLKVJ 95 (242 – 030)
06K13	226	79 %	1,7	2,7	AHX 120-W (570 – 034)
yht.			12,6	18,7	

Vahtivuoren lähdoistä 06K12 ja 06K13 ovat kytkettyinä Männistön kiskostoon. NIS-laskenta antaa Männistön lähtöjen huipputehojen summaksi 12,6 MW. EDM:n tietojen perusteella. Männistön suurin tehontarve (10 kV) on noin 10,5 MW eli korvaus pitäisi onnistua hyvin. Lähtöjen tasaiset kuormitusasteet ovat osoitus siitä, että kuormien jakaminen onnistuu hyvin lähtöjen välillä. Lähtöjen yhteenlaskettu

korvauskyky on 18,7 MW. Kiskoviassa korvataan yksittäisiä lähtöjä. Korvaus kiskoviassa on esitetty taulukossa 5.10.

*Taulukko 5.10. Männistön korvaus kiskoviassa, 10 kV*

Korvaava lähtö	$I_{\max}$ [A]	pullonkaula n k-aste %	Korvausteho $P_{\max}$ [MW]	Pullonkaula
01K06	270	100 %	2,7	PLKVJ 95 (458 – 058)
01K11	200	85 %	1,4	APAKM 120 (01K11 – K94)
06K09	240	73 %	2,5	AHX 185-W (06K09 – 295)
06K10	294	102 %	4,2	AHX 185-W (06K10 – 037)
06K12	69	21 %	0,9	PLKVJ 95 (242 – 030)
06K13	181	62 %	0,9	AHX 120-W (570 – 034)
yht.			12,6	

Taulukosta havaitaan, että Männistön lähtöjen korvaus aiheuttaa haasteita korvaaville lähdoille. Haastavan verkkotopologian takia Vahtivuorelta saatava teho jää pienemmäksi kuin täyskorvauksessa. Savilahden suunnasta hyödynnettäviä lähtöjä on vain kaksi, joista 01K06 saatetaan joutua ylikuormittamaan. Todellisuudessa tehontarve on hieman pienempi kuin lähtöjen huipputehojen summa, joten ongelmia ylikuormituksesta tuskin tulee.

Männistön korvaus 20 kV:n verkossa on haastavaa, sillä sitä voidaan korvata vain Savilahdella. Taulukossa 5.11 on esitetty Männistön korvaus päämuuntajavioissa. Topologiasta johtuen korvaukseen voidaan käyttää ainoastaan kolmea lähtöä. Ylimääräistä muuntajatehoa Savilahdella on Männistön (20 kV) huipputehon aikana noin 28 MW. Laskennan mukaisella kytkennällä Männistön lähtöjen huipputehojen summa on 15,9 MW. Männistön päämuuntajien 02PM2:n ja 02PM3:n tai kiskon vikaantuessa suurin realistinen tehontarve (14 MW) pystytään korvaamaan täysin. Todellisuudessa korvaavia lähtöjä ei todennäköisesti jouduta ylikuormittamaan lainkaan.

Huomion arvoista on, että ylikuormitus aiheuttaa lähdoilla 01J04 ja 01J11 noin 6 %:n suuriset jännitteenalenemat. Suuret jännitteenalenemat johtuvat Savilahden ja Männistön välisistä pitkistä ilmajohto-osuuksista. Hankalimmat korvattavat lähdot ovat säteittäisesti rakennetut lähdot 02J28, 02J30 ja 02J32. Lähdot ovat rakennettu renkaiksi toisiinsa nähden, mutta yhteyttä toiselta sähköasemalta ei lähdoille ole olemassa. NIS-laskennassa näitä lähtöjä ei saada täysin korvattua, vaikka kisko olisikin käytössä. Todellisuudessa korvausaste on 100 %, koska lähtöjen oikeat huippuvirrat ovat pienempiä kuin NIS:n käyttämät kuormitustiedoissa. Kaikkien lähtöjen yhteenlaskettu korvauskyky on 15,2 MW.

Taulukko 5.11. Männistön korvaus päämuuntajaviassa, 20 kV

Korvaava lähtö	$I_{\max}$ [A]	pullonkaulan k-aste %	Korvausteho $P_{\max}$ [MW]	Korvauskyky [MW]	Pullonkaula
01J04	230	102 %	4,5	4,3	APY 120 (01J04 – K46)
01J09	238	102 %	6,3	6,1	APY 120 (016 – 150)
01J11	255	104 %	5,1	4,8	APY 120 (449 – 080)
yht.			15,9	15,2	

Molempia kiskoja koskevassa kiskoviassa korvataan lähtöjä yksitellen taulukon 5.12 mukaisesti. Korvausteho jää kiskoviassa pienemmäksi kuin päämuuntajaviassa. Lähtöjen korvauskyky riittää 100 %:n korvausasteeseen, mutta Männistön säteittäisesti rakennetut lähdöt rajoittavat korvausastetta.

Taulukko 5.12. Männistön korvaus kiskoviassa, 20 kV

Korvaava lähtö	$I_{\max}$ [A]	pullonkaulan k-aste %	Korvausteho $P_{\max}$ [MW]	Pullonkaula
01J04	234	104 %	4,7	APY 120 (01J04 – K46)
01J09	238	102 %	6,2	APY 120 (016 – 150)
01J11	233	95 %	4,3	APY 120 (449 – 080)
yht.			15,2	

Männistön korvaus onnistuu tämän hetken tehontarpeilla riittävän hyvin 100 %:n korvausasteen saavuttamiseksi molemmilla jännitetasoilla ja kaikissa tutkituissa vioissa, paitsi 20 kV:n kiskoviassa. Tilanne on parempi 10 kV:n puolella, koska käytettävissä on kaksi korvaavaa sähköasemaa. 20 kV:n puolella korvaus voidaan suorittaa ainoastaan Savilahden kautta. Tämän hetken tehontarpeella korvaus onnistuu 100 %:n korvausasteella päämuuntajavioissa, mutta tulevaisuudessa 20 kV:n tehojen noustessa tilanne saattaa muuttua. Tämän hetken korvauskyky (ylikuormittamatta lähtöjä) on noin 15 MW ja suurin tehontarve noin 14 MW. Männistöllä tilanteeseen vaikuttaa vielä se, että 10 kV:sta ollaan vähitellen siirtymässä 20 kV:n jännitetasoon. Tulevaisuudessa tehontarve 20 kV:n jännitetasossa tulee siis nousemaan ja 10 kV:n tasossa pienemään.

Pullonkaulat eivät aiheuta Männistön 10 kV:n korvaamisessa merkittäviä ongelmia. Siirtokapasiteetin lisäystä mietittäessä on kuitenkin syytä harkita PLKVJ 95-osuuden korvaamista lähdön 01K06 erotinvälillä 458 – 058. Siirtoyhteyksien pullonkaulat rajoittavat toisaalta merkittävästi 20 kV:n korvaustehoa. Suurimmat pullonkaulat ovat:

- APYAKMM 120-kaapelit väleillä 01J04 – K46,
- 016 – 150 ja
- 449 - 080

### 5.2.3 Haapaniemi

Haapaniemen korvaukseen voidaan käyttää Savilahden ja Vahtivuoren asemilta yhteensä kuutta lähtöä. Savilahdelta on saatavissa Haapaniemen huipputehon (10 kV)

aikaan ainakin 13 MW ylimääräistä muuntajatehoa. Vahtivuorelta on saatavissa noin 9. MW ylimääräistä muuntajatehoa. Taulukossa 5.13 on esitetty Haapaniemen sähköaseman korvaus päämuuntajavioissa. Siirtoyhteydet ovat melko vahvoja lukuun ottamatta PLKVJ 50 – kaapeliosuuksia lähtöjä 01K10 ja 01K15 käytettäessä. NIS-tehonjakolaskenta antaa Haapaniemen 10 kV:n lähtöjen huipputehojen summaksi 8,7 MW. Luku on pienempi kuin EDM:stä saatujen tilastojen pohjalta tehty arvio suurimmassa mahdollisesta tehontarpeesta (12 MW), joka syntyy, jos molemmat päämuuntajat tai kisko vikaantuvat. Yhden päämuuntajan viassa ei tehoa tarvita aseman ulkopuolelta.

Korvaavien lähtöjen kuormitusasteista voidaan kuitenkin havaita, että lähtöjä voitaisiin helposti kuormittaa vielä lisää, jotta 12 MW:n tehontarve tulisi täytettyä. Myös siirtoyhteyksien topologia puoltaa tehonlisäystä. Pelkästään Savilahden lähdestä 01K16 saataisiin tarvittaessa laskennan mukaisen 3,5 MW:n lisäksi siirrettyä vielä ylimääräiset 2,2 MW. Myös muilta lähdeiltä olisi helppo saada tarvittaessa lisää korvaustehoa. Lähtöjen yhteenlaskettu korvauskyky on jopa 20,8 MW.

*Taulukko 5.13. Haapaniemen korvaus päämuuntajaviassa, 10 kV*

Korvaava lähtö	$I_{\max}$ [A]	pullonkaulan k-aste %	Korvausteho $P_{\max}$ [MW]	Korvauskyky [MW]	Pullonkaula
01K10	179	82 %	0,8	1,3	PLKVJ 50 (K008 – 298)
01K15	199	64 %	1,4	2,5	PLKVJ 50 (324 – 017)
01K16	211	64 %	3,5	5,7	AHX 185-W (01K16 – 03K09)
06K02	169	51 %	1,2	4,0	AHX 185-W (06K02 – 099)
06K15	191	65 %	1,0	2,8	APY 185 (086 – 123)
06K18	117	35 %	0,8	4,5	AHX 185-W (06K18 – 073)
yht.			8,7	20,8	

Haapaniemen kiskoon on kytketty lähdet 01K16 ja 06K15. Näiden lähtöjen perään on kiskon kautta kytkettyinä Haapaniemen lähdet 03K04, 03K05, 03K07, 03K11, 03K15 ja 03K18.

Haapaniemen 10 kV:n kiskoviassa lähtöjä voidaan korvata yksitellen taulukon 5.14 mukaisesti. Lähtöjen korvauksessa ongelmaksi muodostuvat lähdet 03K15, 03K05, 03K10, 03K04 ja 03K07, koska niiden kuormia voidaan korvata ainoastaan Savilahden lähden 01K14 tai 01K15 kautta. Näistä parempi korvaustilanne saavutetaan lähden 01K15 avulla. Korvaukseen voidaan käyttää ainoastaan neljää lähtöä ja NIS-laskennan mukaan osa kuormista em. ongelmalähdöillä jää ilman tehoa, siitäkin huolimatta, että lähtöä 01K15 ylikuormitettaisiin rajusti. Tilannetta ei helpota se, että korvausreitit heikoin johto-osuus on heikosti kuormitettava PLKVJ 50. Tämän lisäksi muuntamoiden 010 ja K70 välinen PLKVJ 35-kaapeli on poistettu käytöstä, mikä omalta osaltaan heikentää Haapaniemen korvausta.

Taulukko 5.14. Haapaniemien korvaus kiskoviassa, 10 kV

Korvaava lähtö	$I_{\max}$ [A]	pullonkaulan k-aste %	Korvausteho $P_{\max}$ [MW]	Pullonkaula
01K10	179	82 %	0,8	PLKVJ 50 (K008 – 298)
01K15	274	106 %	2,6	PLKVJ 50 (324 – 017)
06K02	153	46 %	1,0	AHX 185-W (06K02 – 099)
06K18	165	50 %	1,6	AHX 185-W (06K18 – 073)
yht.			6,0	

Korvaustehoa saadaan Haapaniemelle 10 kV:n kiskoviassa vain noin 6 MW. Tämä jää auttamattomasti Haapaniemien suurinta tehontarvetta (12 MW) pienemmäksi. Korvausaste on Haapaniemien 10 kV:n täyskorvauksessa noin 50 %.

Haapaniemien 20 kV:n korvaus onnistuu hyvin, sillä tehontarve on suurimmillaankin suhteellisen pieni (6,5 MW). Korvaukseen riittää kolme lähtöä taulukon 5.15 mukaisesti. Ylimääräistä muuntajatehoa on saatavilla Haapaniemien huipputehon aikaan Leväseltä noin 20 MW. Savilahdelta on saatavissa noin 25 MW. Lähtöjen huipputehojen summa on NIS-laskennassa mukaan 9,9 MW eli todellisen huipputehon (6,5 MW) korvaaminen onnistuu hyvin. Kolme korvausyhteyden yhteenlaskettu korvauskyky on hieman yli 25 MW. Haapaniemien 20 kV:n korvauksessa topologia toimii hyvin eikä merkittäviä pullonkaulojakaan ole. Johto-osuudet ovat uudehkoja ja niiden kuormitettavuus on hyvä. Korvausjärjestely onnistuu tekemällä verkkoon vain muutama kytkentämuutos, topologia on siis rakenteeltaan erittäin hyvä.

Taulukko 5.15. Haapaniemien korvaus päämuuntajaviassa, 20 kV

Korvaava lähtö	$I_{\max}$ [A]	pullonkaulan k-aste %	Korvausteho $P_{\max}$ [MW]	Korvauskyky [MW]	Pullonkaula
01J01	85	26 %	3,0	11,4	AHX 185-W (01J01 – 03J02)
04J06	142	49 %	3,4	8,5	APY 185 (04J06 – 671)
04J20	211	80 %	3,5	5,3	AHX 120-W (04J20 – 536)
yht.			9,9	25,2	

Haapaniemien 20 kV kiskoviassa lähtöjä korvataan yksitellen. Taulukossa 5.16 korvaus on tehty kolmen lähden avulla. Huomion arvoista on, ettei Savilahden varayhteyslähtöjä 01J01 voida nyt käyttää. Sen sijaan käytetään lähtöä 01J02. Korvaus onnistuu hyvin lukuun ottamatta lähtöjä 03J10, J12 ja J13, jotka on rakennettu säteittäisesti. Niille ei saada kiskoviassa korvaustehoa lainkaan. Jos kaikki em. lähdet ovat huippukuormassa, jää tehontarvetta korvaamatta noin 1 MW. Tämä tarkoittaa, että korvausaste Haapaniemien 20 kV:n kiskoviassa on korkeintaankin noin 85 %.



Taulukko 5.16. Haapaniemen korvaus kiskoviassa, 20 kV

Korvaava lähtö	$I_{\max}$ [A]	pullonkaulan k-aste %	Korvausteho $P_{\max}$ [MW]	Pullonkaula
01J02	63	19 %	1,3	AHX 185-W (01J02 – K29)
04J06	142	49 %	3,4	APY 185 (04J06 – 671)
04J20	211	80 %	3,5	AHX 120-W (04J20 – 536)
yht.			8,2	

Yhteenvetona voidaan todeta, että Haapaniemen korvaus onnistuu hyvin tämän hetken kuormitustilanteella. Korvausaste on kaikissa tarkastelluissa tilanteissa 100 %, paitsi 20 kV:n kiskoviassa, jossa jää kolme lähtöä korvaamatta. Korvausaste on tässä tilanteessa noin 85 %.

Haapaniemen 10 kV:n korvauksessa pullonkaulat rajoittavat tehonsiirtoa merkittävästi ainoastaan Haapaniemen kiskoviassa. Johtolähdön 01K15 PLKVJ 50-kaapeli välillä 324 – 017 on laskennan mukaisessa kytkennässä 106 %:n kuormituksessa. Seuraavaksi heikoin johto-osuus on välillä 032-151 sijaitseva APY 185-kaapeli, joka on 84 %:n kuormassa. Jos PLKVJ saneerataan, voidaan APY kuormittaa täyteen kuormitukseensa, mikä vastaa noin 46 ampeerin eli noin 0,8 MW:n lisäystä. APY 185:n saneeraus ei ole tehonsiirron kannalta järkevää, sillä siitä saatava hyöty jäisi noin 15 ampeeriin.

Toinen havaittava pullonkaula on johtolähdön 01K10 PLKVJ 50-kaapeli muuntamovälillä K008 – 298. Tämä kaapeli on 82 %:n kuormassa. Seuraavaksi heikoin johto-osuus on edellä mainittua kaapelia seuraava PLKVJ 50 välillä 298 – 010, joka on 70 %:n kuormassa. Ensimmäisen PLKVJ:n saneerauksesta saatava hyöty jäisi verrattain pieneksi, ainoastaan 20 ampeerin. Jos molemmat PLKVJ-osuudet saneerataan, jää yhteyden pullonkaulaksi PLKVJ 95 välillä 424 – K008. Tässä tapauksessa yhteyden kuormitettavuutta voitaisiin nostaa noin 70 A alkutilanteeseen verrattuna. Tämä vastaa noin 1,2 MW.

Kaikkien edellä mainittujen kolme PLKVJ 50-kaapelien saneerauksesta saatava hyöty tehonsiirtoon olisi siis noin:  $0,8 + 1,2 = 2,0$  MW. Pullonkaulojen saneeraamisen ohella Haapaniemen 10 kV:n korvausta voidaan parantaa topologiamuutoksilla, jotka parantavat tehonjakoa erityisesti Haapaniemen täyskorvauksessa. Haapaniemen 20 kV:n korvauksessa ei havaittu pullonkaulojen rajoittavan tehonsiirtoa merkittävästi. Korvaamattomia lähtöjä voidaan saada korvattua, jos verkkoon tehdään topologiamuutos. Yksi mahdollinen muutos (Kotilokatu ja Lehtoniementie) on esitetty luvussa 7.

#### 5.2.4 Levänen

Leväsen tämän hetken korvaustaso on 100 % kaikissa tarkastelluissa vioissa, vaikka Leväsen suurin mahdollinen tehontarve molempien muuntajien tai kiskon viassa on suurehko (28 MW). Korvaus vaatii kaikkien mahdollisten siirtoyhteyksien

hyödyntämistä ja oikeanlaista verkon käyttöä. Korvaus onnistuu hyvin hyödyntämällä Savilahden, Haapaniemen ja Matkuksen asemia. Korvaus vaatii kuitenkin useita muutoksia verkon kytkentätilanteeseen. Kytkentöjen tarve on pienempi, jos Leväsen kisko on käytettävissä. Savilahdelta on saatavissa Leväsen huipputehon aikana noin 25 MW ylimääräistä muuntajatehoa. Haapaniemeltä saadaan muuntajatehoa noin 17 MW. Laskentaa vastaavassa lähtötilanteessa Matkuksen asemalla on hyvin pieni kuormitus, suurin osa korvaustehosta saadaankin Matkuksen asemalta. Matkukselta saatavan muuntajatehon määrää ei voida arvioida kovinkaan tarkasti, sillä Matkukselta ei ole vielä kertynyt riittävästi tehotietoja. Matkuksen asemalla on yksi 25 MVA:n muuntaja.

Tärkein yksittäinen korvaava lähtö on Savilahden 01J15, josta voidaan saada maksimissaan 9,2 MW korvaustehoa. Leväsen korvaus päämuuntajaviassa on esitetty taulukossa 5.17 NIS-laskenta antaa Leväsen lähtöjen huipputehojen summaksi 33,3 MW. Tämä tarkoittaa, että tilastojen mukaisen huipputehon (28 MW) korvaamisen pitäisi onnistua hyvin. Korvaavien lähtöjen yhteenlaskettu korvauskyky on 61,5 MW.

*Taulukko 5.17. Leväsen korvaus päämuuntajaviassa, 20 kV*

Korvaava lähtö	$I_{\max}$ [A]	pullonkaulan k-aste %	Korvausteho $P_{\max}$ [MW]	Korvauskyky [MW]	Pullonkaula
01J15	232	80 %	8,1	10,1	APY 185 (01J15 – B029)
01J18	167	58 %	2,2	6,4	APY 185 (01J18 – K43)
03J08	225	71 %	4,0	6,6	AHX 150 (154 – 593)
03J11	210	64 %	3,9	8,0	AHX 185-W (03J11 – 637)
07J05	92	28 %	3,0	11,2	AHX 185-W (07J05 – 229)
07J06	170	54 %	5,9	10,5	APY 185 (577 – 457)
07J10	186	68 %	6,2	8,7	AHX 120 (483 – 459)
yht.			33,3	61,5	

Leväsen korvaus kiskoviassa vaatii huomattavasti enemmän verkon kytkentöjä kuin korvaus päämuuntajaviassa. Tässäkin tapauksessa saavutetaan kuitenkin 100 %:n korvausaste. Topologia on tyydyttävällä tasolla ja pullonkaulojen vaikutus korvaustehon määrään on vähäinen. Leväsen korvaus kiskoviassa on esitetty taulukossa 5.18.

Taulukko 5.18. Leväsen korvaus kiskoviassa, 20 kV

Korvaava lähtö	$I_{\max}$ [A]	pullonkaulan k-aste %	Korvausteho $P_{\max}$ [MW]	Pullonkaula
01J15	250	95 %	8,6	APY 120 (685 – K63)
01J18	167	58 %	2,2	APY 185 (01J18 – K43)
03J08	135	37 %	0,8	AHX 150 (154 – 595)
03J11	313	95 %	8,3	AHX 185-W (03J11 – 637)
07J05	92	28 %	3,0	AHX 185-W (07J05 – 229)
07J06	28	8 %	1,0	AHX 185-W (07J06 – K103)
07J10	329	100 %	11,0	AHX 185-W (07J10 – B242)
yht.			34,9	

Yhteenvetona voidaan todeta, että Leväsen korvaustaso on tällä hetkellä hyvä. Korvausaste on tämän hetken kuormitustasolla 100 % kaikissa tarkastelluissa vioissa. Leväsen korvaukseen pullonkaulat eivät juuri vaikuta. Yhteydet on rakennettu pääosin uudehkoilla 185 mm<sup>2</sup>:n APYAKMM- ja AHXAMK-W-kaapeleilla.

### 5.2.5 Vahtivuori

Viereistensähköasemien muuntajakapasiteettia ja varayhteyksien siirtokapasiteetteja tarkastellessa huomataan, että Vahtivuori on ison huipputehonsa (18 MW) takia haasteellinen korvattava. Haapaniemellä on paljon ylimääräistä muuntajakapasiteettia, yhteensä noin 25 MW, mutta siirtoyhteydet rajoittavat siirron vain noin 8 MW:iin. Männistön yhteyksiä pitkin voidaan siirtää noin 10,5 MW ja muuntajakapasiteettia (02PM1) on saatavissa maksimissaan noin 13 MW.

Vahtivuori on siis huipputehonsa aikana teoriassa korvattavissa näillä kahdella sähköasemalla. Tässä vaiheessa on hyvä muistaa kuormien kasvu keskustan alueella ja sen vaikutus käytettäviin muuntajatehoihin ja siirtokapasiteetteihin. Käytännössä verkkotopologia rajoittaa siirtoa siinä määrin, ettei pelkästään Haapaniemen ja Männistön avulla voida korvata täydessä kuormassa olevaa Vahtivuoren asemaa ylikuormittamatta lähtöjä. Osa kuormista pitää siis jakaa Savilahden asemalle, jossa on ylimääräistä muuntajakapasiteettia Vahtivuoren huipun aikana keskimäärin 11 MW, siirtoyhteydet rajoittuvat kuitenkin noin 6 MW:iin. Korvaustehon siirtäminen kaikilta kolmelta asemalta ja sopivat verkon kytkentämuutokset tasoittavat korvaavien lähtöjen (pullonkaulojen) kuormitukset maksimissaan noin 70 – 90 %:iin. Taulukossa 5.19 on esitetty Vahtivuoren korvaus päämuuntajaviassa.

Taulukko 5.19 Vahtivuoren korvaus päämuuntajaviassa, 10 kV

Korvaava lähtö	$I_{\max}$ [A]	pullonkaulan k-aste %	Korvausteho $P_{\max}$ [MW]	Korvauskyky [MW]	Pullonkaula
01K07	155	72 %	1,0	1,4	PLKVJ 50 (027 – 296)
01K08	224	77 %	2,9	3,8	APY 185 (01K08 – K30)
01K12	213	91 %	0,7	0,8	APAKM 120 (01K12 – 065)
03K06	208	72 %	3,5	4,9	APY 185 (03K06 – 123)
03K08	241	83 %	3,2	3,9	APY 185 (03K08 – 014)
03K12	244	84 %	1,1	1,3	PLKVJ 95 (018 – 015)
02K03	255	77 %	2,5	3,2	AHX 185-W (02K03 – K92)
02K04	264	85 %	2,0	2,4	PLKVJ 95 (049 – 366)
02K09	189	68 %	1,9	2,8	PLKVJ 95 (482 – 030)
02K10	241	75 %	1,6	2,1	APY 185 (006 – K15)
yht.			20,4	26,5	

Lähdöistä 02K03 on NIS-laskennassa kytkettynä Vahtivuoren toiseen kiskoon ja 02K09 toiseen. Vahtivuoren lähtöjen huipputehojen summa on laskennassa 20,4 MW. Vahtivuori saadaan korvattua 100 %:n korvausasteella, sillä todellinen huipputeho on noin 18 MW. Korvaukseen käytettävien lähtöjen yhteenlaskettu korvauskyky on 26,5 MW. Vahtivuoren kiskoviassa tehoa voidaan siirtää taulukon 5.20. mukaisesti.

Taulukko 5.20. Vahtivuoren korvaus kiskoviassa, 10 kV

Korvaava lähtö	$I_{\max}$ [A]	pullonkaulan k-aste %	Korvausteho $P_{\max}$ [MW]	Pullonkaula
01K07	203	100 %	1,7	PLKVJ 50 (027 – 296)
01K08	299	103 %	4,2	APY 185 (01K08 – K30)
01K12	213	91 %	0,7	APAKM 120 (01K12 – 065)
03K06	208	72 %	3,5	APY 185 (03K06 – 123)
03K08	241	83 %	3,2	APY 185 (03K08 – 014)
03K12	244	84 %	1,1	PLKVJ 95 (018 – 015)
02K03	181	55 %	0,7	AHX 185-W (02K03 – K92)
02K04	264	85 %	2,0	PLKVJ 95 (049 – 366)
02K09	69	22 %	0,1	PLKVJ 95 (482 – 030)
02K10	241	75 %	1,6	APY 185 (006 – K15)
yht.			18,8	

Molempien kiskojen viassa saadaan viereisiltä asemilta korvaustehoa yhteensä tehonjakolaskennassa 18,8 MW. NIS-tehonjakolaskennan perusteella Vahtivuoren maksimikuorman aikana kuormat 031, 567, K27, 180 ja 272 lähdöiltä 06K05 ja 06K07 jäävät sähköttä, koska Savilahden lähtöjen 01K07 ja 01K08 siirtokapasiteetit eivät ole riittäviä. Muilta lähdöiltä ei ole mahdollista saada tehoa verkkotopologian vuoksi. Toisaalta Vahtivuoren todellisen tehontarpeen täyttämiseksi riittäisi 18 MW, joten todellisuudessa edellä mainitut kuormat eivät välttämättä jäisi ilman tehoa.

Vahtivuoren korvaus onnistuu nykyisellä tehontarpeella 100 %:n korvausasteella kaikissa tarkastelluissa vioissa. Tulevaisuudessa tilanne voi muuttua, jos alueen kuormitus kasvaa merkittävästi.

Siirtoyhteyksien kuormitettavuutta voidaan lisätä saneeraamalla pahimpia pullonkauloja. Kuormitettavuuden lisääminen ja pullonkauloosuuksien poistaminen mahdollistaisi erilaisten jakorajojen käytön ja tasaisi siten korvaavien lähtöjen kuormitusta. Pullonkaulojen saneerauksesta saatava hyöty korostuisi ajan kuluessa, kun Vahtivuoren tehontarve kasvaa. Tarkastellaan seuraavaksi pullonkauloja kiskovian aikaisen korvaustilanteen aikana. Pahimmat pullonkaulat sijoittuvat Savilahden ja Vahtivuoren välille:

- PLKVJ 50 – kaapelit (muuntamovälit 027 – 296 ja 296 – 028) ja
- APAKM 120 – kaapeli (välillä 01K12 – 065).

### 5.2.6 Matkus

Matkuksen korvaus onnistuu hyvin Leväsen sähköaseman avulla käyttämällä kolmea korvaavaa lähtöä. Verkon kytkentätoimenpiteitä Matkuksen korvaamiseen tarvitaan vain muutama. Leväseltä voidaan olettaa saatavaksi noin 15 – 20 MW ylimääräistä muuntajatehoa Matkuksen korvaukseen. Muuntajateho riittää siis todella hyvin. Matkuksen korvaus päämuuntajaviassa on esitetty taulukossa 5.21

*Taulukko 5.21. Matkuksen korvaus päämuuntajaviassa, 20 kV*

Korvaava lähtö	$I_{\max}$ [A]	pullonkaulan k-aste %	Korvausteho $P_{\max}$ [MW]	Korvauskyky [MW]	Pullonkaula
04J10	92	28 %	0,1	8,3	AHX 185-W (04J10 – B265)
04J11	125	43 %	0,2	5,9	APY 185 (04J11 – B047)
04J18	28	10 %	0,1	9,1	APY 185 (04J18 – B049)
yht.			0,4	23,3	

Taulukon 5.21 tiedoista havaitaan, että Leväsen aseman korvauskyky Matkukselle on todella hyvä. Kolmen lähdön avulla voidaan tehoa siirtää yli 23 MW. Lähtöjen suurimmat korvaustehot jäivät laskennassa odotettua pienemmiksi. Yhteenlaskettuna Matkuksen lähtöjen huipputehoksi tulisi tämän perusteella noin 0,4 MW. Lähtöjen kuormitustiedot eivät ole vielä täysin ajantasalla. Todellisuudessa Matkuksen huippukuorma on noin 7-10 MW. Korvausaste on kaikesta huolimatta 100 %, eikä siihen ole lähitulevaisuudessa tehonkasvun myötä odotettavissa muutoksia.

Matkuksen kiskoviassa korvaus onnistuu moitteettomasti. Verkon kytkentätilanne voidaan pitää täysin samana kuin korvauksessa kiskoston ollessa käytössä. Matkuksen lähtöjä on käytössä tällä hetkellä vain kolme kappaletta ja jokaiselle on oma yhteys Leväseltä.

## 6 Tulosten analysointi

Kaikkien kuuden sähköaseman korvausasteet ovat molemmissa kj-verkoissa tämän hetken kuormituksilla keskimäärin hyvällä tasolla. Taulukossa 6.1 on esitetty asemien korvaustilanne. Taulukossa on ilmoitettu aseman suurin vianaikainen tehontarve ja suurin asemalle saatavissa oleva korvausteho aseman päämuuntaja- ja kiskovioissa. Taulukossa on esitetty myös kiskoviassa korvaamatta jäävän tehon suuruus NIS-laskennassa. 100 %:n korvausasteen toteutuminen täydellisessä kiskoviassa on erittäin haasteellinen kriteeri, sillä tällaiset viat ovat duplex-järjestelmissä hyvin harvinaisia.

*Taulukko 6.1 Yhteenveto asemien korvauksesta (X tarkoittaa, ettei täydellinen korvaus ole mahdollista).*

Asema	Suurin tehontarve vian aikana [MW]	Suurin mahdollinen asemalle saatava korvausteho [MW]				Korvaamatonta tehoa enintään (säteittäiset lähdöt) [MW]
		PM-vika	100 %:n korvaus	kiskovika	100 %:n korvaus	
10 kV						
Savilahti	17,0	22,3	ok	14,6	X	2,4
Männistö	10,5	12,6	ok	12,6	ok	0
Haapaniemi	12,0	18,5	ok	6,0	X	6,0
Vahtivuori	18,0	26,6	ok	18,8	ok	0
20 kV						
Savilahti	18,0	37,6	ok	24,2	X	> 0
Männistö	14,0	15,2	ok	15,2	X	2,6
Haapaniemi	6,5	25,2	ok	8,2	X	0,9
Levänen	28,0	51,1	ok	34,9	ok	0
Matkus	7 – 10 (arvio)	15 – 20 (arvio)	ok	7 – 10 (arvio)	ok	0

Korvaamatonta tehoa voi laskennallisesti muodostua siirtoyhteyden pullonkaulojen, muuntajien riittämättömän kuormitettavuuden tai verkkotopologian takia. Kiskovioissa säteittäisesti rakennetut lähdöt jäävät joka tapauksessa korvaussyötön ulkopuolelle.

Korvaustehon laskennassa on huomioitu sekä pullonkaulojen että käytettävissä olevan ylimääräisen muuntajatehon vaikutukset. Korvaustehosarakkeiden arvot ilmoittavat suurimman asemalle siirrettävän tehon korvaustilanteessa. Sarake, joka ilmoittaa tehon suuruuden päämuuntajavioissa ilmoittaa korvausyhteyksien yhteenlasketun korvauskyvyn eli teoreettisen tehonsiirtokapasiteetin. Suurimman tehonsiirron aikana yhteyden pullonkaula (johto-osuus, päämuuntaja, virtamuuntaja, yms.) on aina 100 %:n kuormituksessa. Toisen korvaustehosarakkeen arvot kuvaavat

tilannetta kiskoviassa. Ylimääräistä tehoa ei saada tässä tapauksessa kerättyä kiskostoon eikä korvausyhteyksiä voida välttämättä kuormittaa täysin.

Lasketut korvaustehot saattavat vääristä kuormitustiedoista johtuen poiketa todellisista mitatuista tehoista, mistä saattaa seurata, että suurin mahdollinen laskettu korvausteho voi kiskoviassa olla suurempi kuin aseman todellinen tehontarve. Esimerkkinä taulukossa 6.1 esitetyt Männistön 10 kV ja 20 kV korvaustulokset. Männistön 10 kV:n korvaus kiskoviassa onnistuu 100 %:sti ja mitattu huipputeho on noin 2,1 MW pienempi kuin laskennallinen huipputeho. 20 kV:n puolella korvaus ei onnistu 100 %:sti kiskoviassa ja mitattu huipputeho on noin 1,2 MW pienempi kuin laskettu. Tämän lisäksi laskennassa jäi korvaamatonta tehoa noin 2,6 MW eli laskennallinen huipputeho on jopa 17,8 MW. Tämän kaltaisissa tilanteissa laskennassa on otettu huomioon todellista tilannetta huonompi tilanne. Korvaustilanne on tällöin todellisuudessa jonkin verran laskettua parempi. Kaikissa tämän työn tuloksissa virhe oli turvalliseen suuntaan.

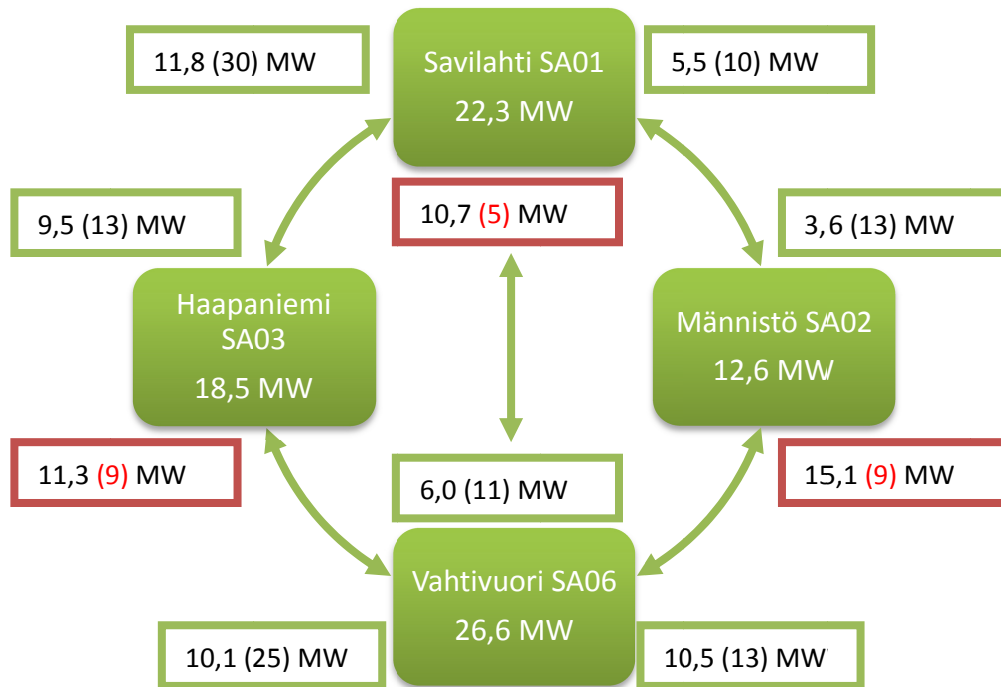
Kaikki asemat voidaan 10 kV:n verkossa korvata 100 %:n korvausasteella yhden tai useamman päämuuntajan vioissa. Vakavissa kiskovioissa korvaus on huomattavasti vaikeampaa. Ainoastaan Männistön ja Vahtivuoren asemat voidaan varmuudella korvata 100 %:n korvausasteella kiskovioissa. Savilahden asema voitaneen juuri ja juuri korvata 90 %:n tasolla. Haapaniemen korvausaste jää noin 50 %:iin. Haapaniemen asemalla on kolme 10 kV:n lähtöä, jotka jäävät kiskoviassa korvaamatta.

Myös 20 kV:n puolella kaikki asemat pääsevät 100 %:n korvausasteeseen päämuuntajavioissa. Kiskovioissa ainoastaan Leväsen ja Matkuksen asemat voidaan korvata täysin. Leväsen korvaus (20 kV) sisältää oletuksen, että Matkukselta on saatavissa ainakin 15 MW ylimääräistä muuntajatehoa. Suurin mahdollinen korvausteho päämuuntajavioissa on siitä syystä jopa yli 50 MW. Männistön asemalla on suunnitelmissa vähitellen siirtää 10 kV:n kuormia 20 kV:lle. Tästä johtuen Männistön korvausennuste tulee huononemaan entisestään ellei Männistön ja Savilahden välisiä 20 kV yhteyksiä vahvisteta. Männistöllä on tällä hetkellä kiskoviassa korvaamatonta tehoa enintään 2,6 MW.

Seuraavissa kuvissa 17 - 20 on esitetty sekä 10 kV että 20 kV verkkojen sähköasemien korvattavuudet kootusti. Ensimmäiset kaksi kuvaa esittävät 10 kV:n verkkoa. Kuva 17 esittää päämuuntajavikoja ja kuva 18 kiskovikoja. Kuvien lukeminen onnistuu seuraavan ohjeen mukaan:

- Vihreän laatikon sisälle on merkitty kullekin asemalle suurin siirrettävä korvausteho (esim. SAVILAHTI SA01 ja 22,3 MW).
- Ympäröivät laatikot esittävät suurimman asemalle siirrettävän tehon nuolen osoittamasta suunnasta (esim. Haapaniemen SA03 suunnasta 11,8 (30) MW).
- Laatikon sisällä oleva ensimmäinen luku ilmoittaa siirtoyhteyksien korvauskyvyn (suurin mahd. tehonsiirto) ja toinen (suluissa oleva) luku ilmoittaa käytettävissä olevan muuntajatehon korvaavalla asemalla.
- Vihreällä reunustettu teholaatikko tarkoittaa, että pullonkaulana toimii siirtoyhteys tai sen osuus (esim. Haapaniemen SA03 suunnasta).

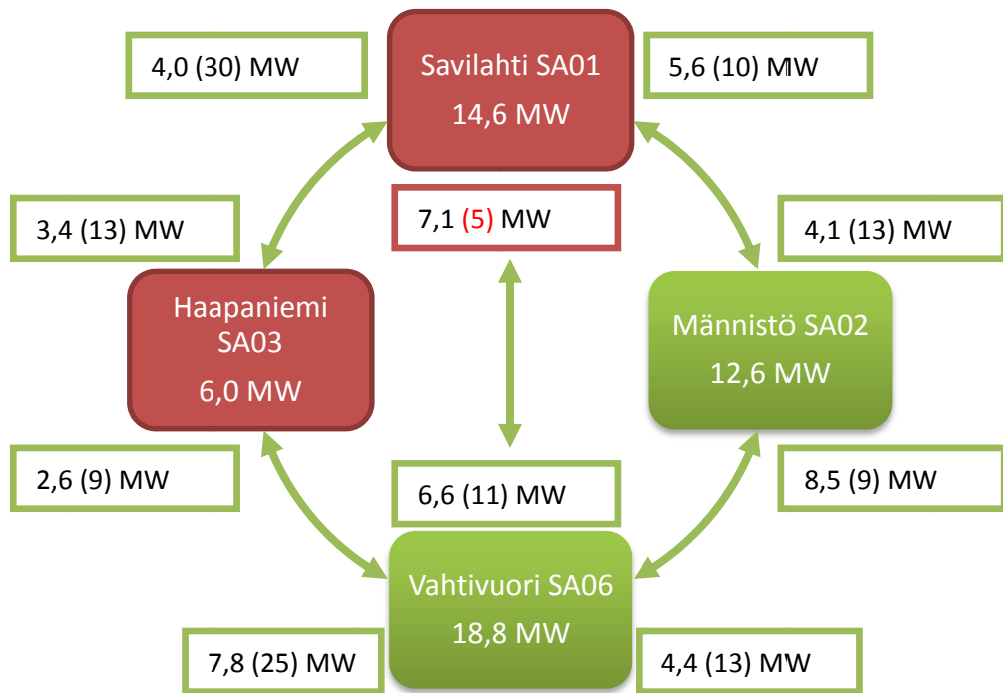
- Punaisella reunustettu laatikko tarkoittaa, että pullonkaulana toimii korvaavan aseman muuntaja (esim. Vahtivuoren SA06 suunnasta).
- Punainen laatikko aseman kohdalla tarkoittaa, että asemaa ei saada täysin korvattua.



Kuva 17. 10 kV verkon korvaustilanteet päämuuntajavioissa.

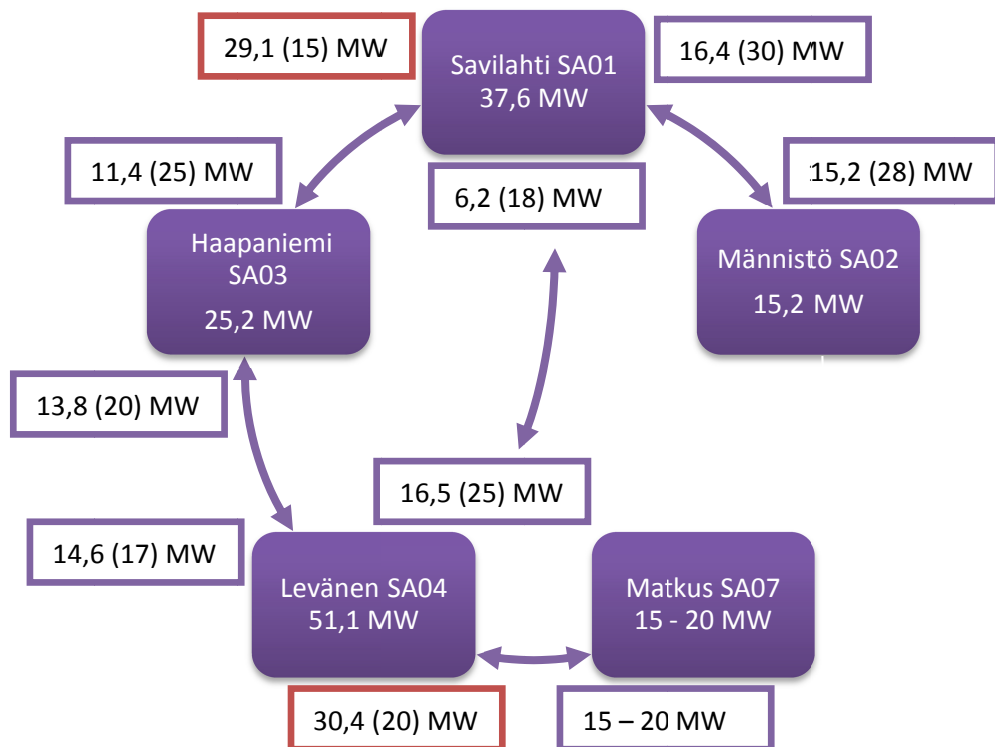
Kuvasta 17 havaitaan, että siirtoyhteysien pullonkaulat rajoittavat siirtoa paitsi silloin, kun tehoa siirretään Vahtivuoren asemalta jollekin toiselle asemalle. Tässä tapauksessa rajoittavaksi tekijäksi voi muodostua Vahtivuoren ylimääräinen muuntajakapasiteetti. Keskustan 10 kV verkosta pyritään vähitellen siirtämään kuormia 20 kV verkkoon ja tästä syystä Vahtivuoren 10 kV muuntajakapasiteetin lisääminen on perusteetonta.





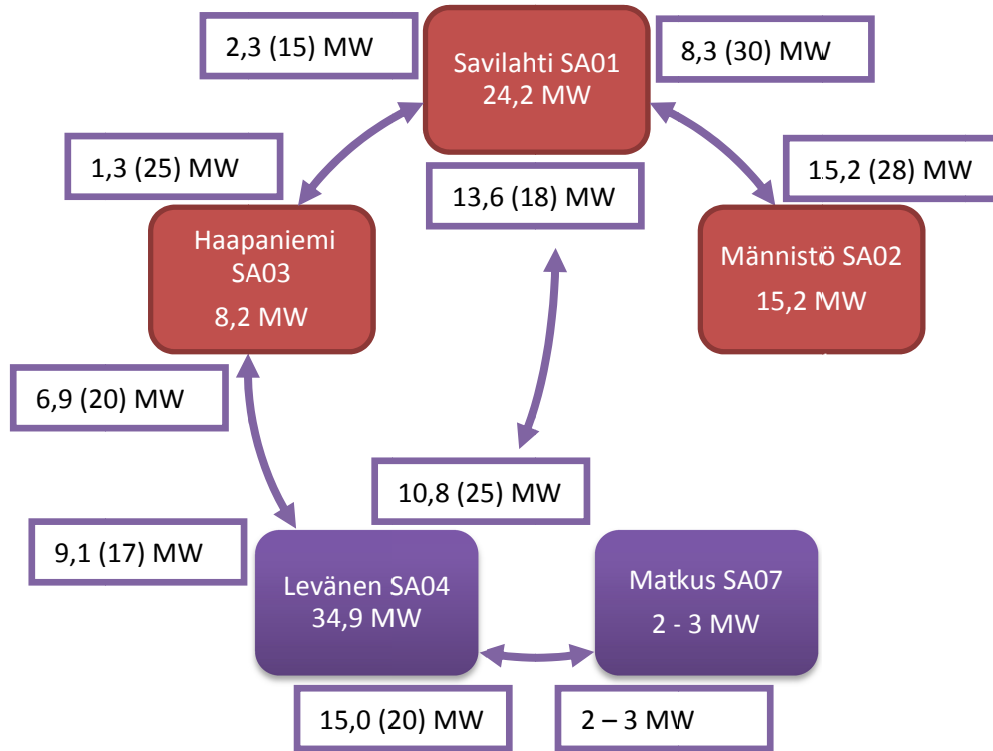
Kuva 18. 10 kV verkon korvaustilanteet kiskovioissa.

Kuvasta 18 havaitaan, että kohdeaseman kiskoviassa muuntajakapasiteetti voi rajoittaa korvausta ainoastaan silloin, kun tehoa siirretään Vahtivuorelta Haapaniemelle. Kuvassa 19 on esitetty 20 kV verkon korvaustilanteet päämuuntajavioissa.



Kuva 19. 20 kV verkon korvaustilanteet päämuuntajavioissa.

Kuvasta havaitaan, että muuntajateho voi rajoittaa korvausta silloin, kun tehoa siirretään Matkukselta Leväselle tai, kun tehoa siirretään Haapaniemeltä Savilahdelle. Muuntatehon lisääminen ei ole järkevää, sillä todellisuudessa ylimääräisen muuntajakapasiteetin tarve on hyvin epätodennäköistä. Tämän lisäksi kaikissa kuvan 19 esittämissä tapauksissa kohdeasema saadaan korvattua 100 %:n korvausasteella. Kuva 20 esittää kiskovikatapauksia.



Kuva 20. 20 kV verkon korvaustilanteet kiskovioissa.

Siirtoyhteysien pullonkaulat muodostuvat korvaus rajoittavaksi tekijöiksi kaikissa 20 kV verkon korvaustilanteissa, joissa kohdeaseman kisko on epäkunnossa.

Yhteenvetona tuloksista voidaan todeta, että päämuuntajavioissa kaikki asemat saadaan korvattua kummallakin jännitetasolla 100%:n korvausasteella. Kiskovioissa korvautuvuus on riittävällä tasolla, joskin parannettavaa on erityisesti Haapaniemen 10 kV:n korvauksessa.

## 7 Verkon kehitysehdotukset

Kehitysehdotukset käsittävät johtojen saneerauksia ja topologiamuutoksia. Suurin osa kehitysehdotuksista liittyy keskustan 10 kV:n verkon parantamiseen, koska se sisältää sähköasemakorvausten kannalta suurimmat haasteet. Kehitysehdotuksiin sisältyy myös pieniä muutoksia sähköasemien kytkentöihin. Kehitysehdotuksista on laskettu karkeat investointikustannukset Energiaviraston yksikköhintojen perusteella. Pahimmat puutteet ovat Haapaniemen ja Savilahden 10 kV:n täyskorvauksessa (kiskovika). Investointikustannuksia on syytä verrata investoinnista saatavaan hyötyyn. Korvaustarkastelun viitekehuksesta saneerausinvestoinnista saatava hyöty on tehonsiirtokyvyn lisäys asemien välillä. Kunkin investoinnin hinta on siis suhteutettu siitä saatavaan korvauskyvyn lisäykseen megawatteina.

### 7.1 Ehdotukset Haapaniemen korvaukseen

Haapaniemen 10 kV:n korvausta voidaan parantaa pullonkaulojen saneerauksen ja topologiamuutoksen avulla. Tällä hetkellä korvausaste täydellisessä kiskoviassa on noin 50 %. Kiskovian aikaista korvausta voidaan kehittää myös 20 kV:n puolella tekemällä topologiamuutos, joka mahdollistaa korvaamattomien lähtöjen 03J10, 03J12 ja 03J13 yhdistämisen Leväsen tai Matkuksen perään.

#### 7.1.1 Kasarmikatu ja Kauppakatu (10 kV)

Kasarmikadulla ja Kauppakadulla sijaitsevan PLKVJ 50:n (muuntamoväleillä K008 – 298 ja 298 – 010) saneeraus tapahtuisi AHXAMK-W 185 kaapelilla, jota tarvittaisiin noin 320 metriä. Saneeraus tehtäisiin kahdessa osassa. Ensimmäinen kaapeli alkaisi muuntamon 025 edustalla olevalta kaapelijatkolta ja päättyisi muuntamon 298 edustalle. Toinen jatkuisi muuntamon 298 edustalla olevalta kaapelijatkolta ja päättyisi muuntamon 010 kojeistoon (kenttä 3). Saneerauksesta saatava lisäys tehonsiirtokykyyn olisi noin 1,2 MW. Energiaviraston vuoden 2013 yksikköhintojen avulla arvioituna saneeraustyölle tehty hinta-arvio on 38 614 euroa, joka koostuu:

- kaivusta (vaikea) 20 874 euroa,
- kaapelista ja asennuksesta, yht. 12 000 euroa ja
- kaapelijatko (1 kpl) ja kojeistopäätteet (3 kpl), yht. 5740 euroa.

Saneeraus on esitetty liitteessä 6. Suurin hyöty edellä mainitusta saneerauksesta saavutetaan, jos samassa kohteessa verkkoon tehdään topologiamuutos. Topologiamuutos parantaisi Haapaniemen 10 kV:n korvauksen tehonjakoa, sillä se mahdollistaisi tehonsiirron Savilahden lähdöltä 01K10 vaikeasti korvattaville

Haapaniemen lähdoille 03K04, K05, K07, K10 ja K15. Ilman topologiamuutosta saneerauksesta saatavaa korvauskyvyn lisäystä ei välttämättä päästä Haapaniemen kiskoviassa täysin hyödyntämään. Topologiamuutos on esitetty liitteessä 6. Se käsittää uuden kaapeliyhteyden muuntamoiden 025 ja 298 välillä tai muuntamoiden 025 ja 010 välillä. Kuvassa eri vaihtoehdot on esitetty katkoviivalla.

Uusi kaapeliyhteys toteutettaisiin AHXAMK-W 185 kaapelilla, jota tarvittaisiin välille 025 - 298 noin 170 metriä ja välille 025 – 010 noin 320 metriä. Muutos edellyttäisi kj-kojeiston uusimista tai laajentamista muuntamolla 298. Muuntamoilla 025 ja 010 on yhdet ylimääräiset kj-kentät, joten kojeistomuutoksia ei niissä tarvittaisi. Topologiamuutos tulisi toteuttaa saneeraustyön kanssa samaan aikaan, jolloin säästettäisiin kaivukustannuksissa. Välille 025 – 298 kaavailtuun topologiamuutoksen yhteenlaskettu kustannusarvio on 57 645 euroa, joka muodostuu:

- kaapelista ja asennuksesta, yht. 6375 euroa
- kj-kojeistosta (1-kiskoinen ilmaeristeinen, 3 kenttää), yht. 48 770 euroa
- kojeistopäätteistä 2 kpl, yht. 2500 euroa

Välille 025 – 010 tehty topologiamuutos tulisi huomattavasti halvemmaksi, sillä siinä välttyttäisiin kojeistomuutoksilta. Kaivukustannuksiakaan ei syntyisi jos muutos toteutettaisiin samaan aikaan edellä mainitun saneeraustyön kanssa. Yhteenlaskettu investointikustannus olisi 025 – 010 – topologiamuutoksessa 14 500 euroa, joka muodostuisi:

- kaapelista ja asennuksesta, 12 000 euroa ja
- kojeistopäätteistä (2 kpl), 2500 euroa.

Edellä mainitun saneerauksen ja topologiamuutoksen (025 – 010) yhteenlaskettu kustannusarvio on noin 53 114 euroa. Tehonsiirtokyvyn lisäykseen suhteutettu kustannus olisi noin 44 260 euroa/MW. Saneeraus on esitetty liitteessä 7.

### 7.1.2 Ruotsinkatu ja Keihäskatu (10 kV)

Liitteessä 8 on esitetty saneeraus, joka koskee muuntamovälin 324 – 017 PLKVJ 50-kaapelia. Saneeraus tehtäisiin AHXAMK-W 185-kaapelilla, jota tarvittaisiin noin 150 metriä. Kaapelin saneeraus aloitettaisiin muuntamon 324 edustalta kaapelijatkolta, uusi kaapeli päättyisi muuntamon 017 kenttään 3. Saneerauksesta saatava lisäys tehonsiirtokykyyn olisi noin 0,8 MW. Investointikustannus olisi kokonaisuudessaan noin 18 650 euroa ja se muodostuisi seuraavasti:

- kaivu (vaikea), 9785 euroa
- kaapeli ja asennus, 5625 euroa
- kaapelijatko (1 kpl) ja kojeistopääte (1 kpl), 3240 euroa

Tehonsiirron lisäykseen suhteutettu kustannus olisi noin 23 300 euroa/MW. Tämä investointi olisi sinällään kannattavampi kuin edellä mainitut Kasarmikadun ja Kauppakadun investoinnit.

Ruotsinkadun saneeraustyön ohella samalla alueella on mahdollista tehdä Haapaniemen korvausta tehostava topologiamuutos. Muutos on esitetty liitteessä 8. Topologiamuutos mahdollistaisi tehonsiirron Savilahden lähdöltä 01K14 Haapaniemen lähdöille 03K05 ja 03K15. Tämän hetken verkkorakenteella Savilahdelta tulee valita käytettäväksi joko 01K14 tai 01K15, muutoksen jälkeen voitaisiin käyttää korvaukseen molempia. Savilahdelta saatavan korvaustehon määrä kasvaisi teoreettisessa tilanteessa jopa 3,5 MW. Arvioitu tehonlisäys perustuu siihen, että tehonjakolaskennassa on käytetty korvaukseen 01K15, kun samaan aikaan 01K14:n kuormitusta voidaan lisätä sen heikoimman osan perusteella jopa 200 A. Topologiamuutos edellyttäisi noin 540 metrin kaivua ja uutta 185-W-kaapelia. Topologiamuutoksen arvioitu investointikustannus on 62 694 euroa, joka muodostuu:

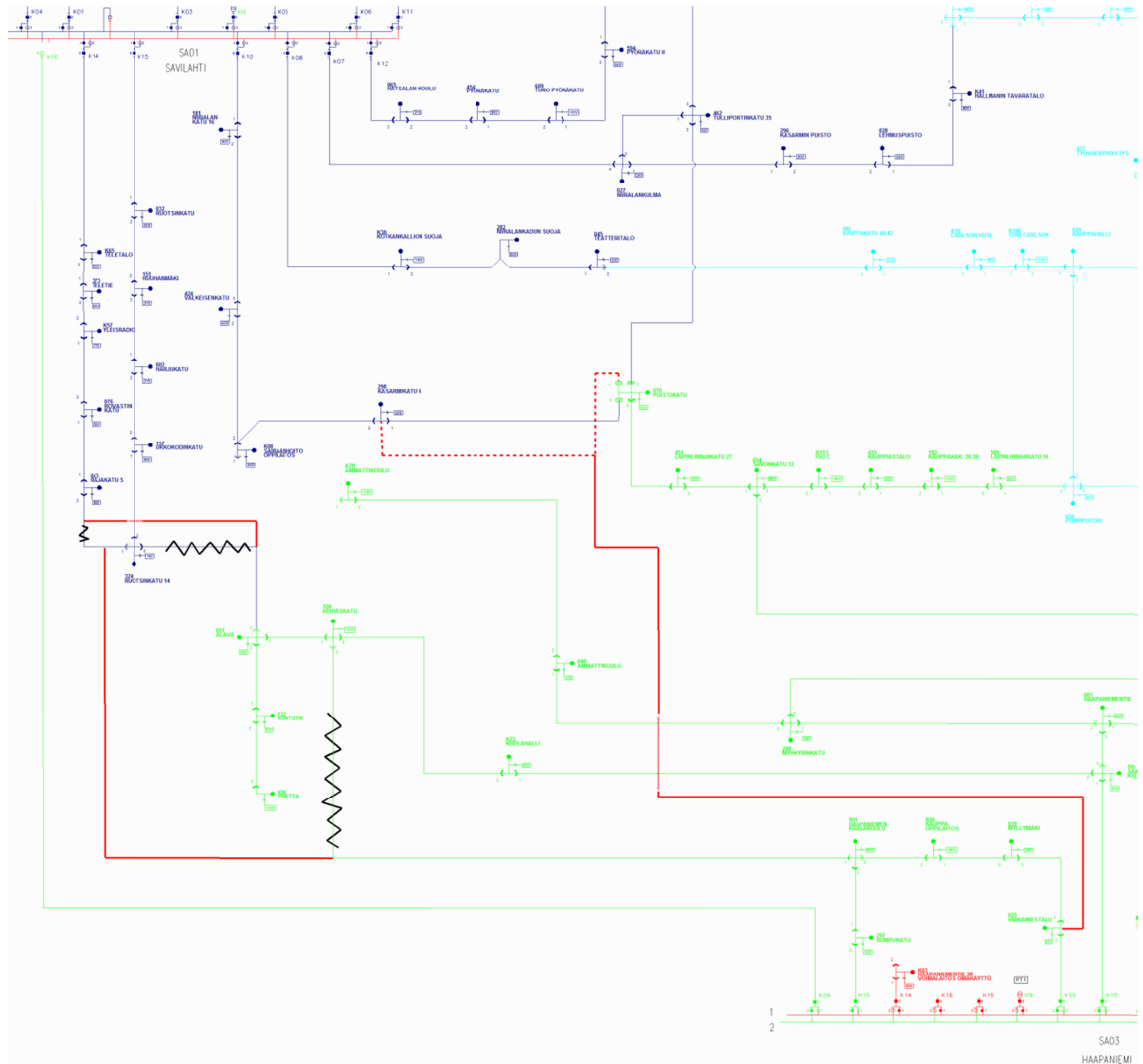
- kaivusta (vaikea), 35 224 euroa
- kaapelista ja asennuksesta, 20 250 euroa
- jatkoista (3 kpl) ja kojeistopäätteestä (1 kpl), 7220 euroa

Muuntamon 324 luona tehtävät muutokset käsittäisivät muuntamon 017 kentästä 3 tulevan kaapelin (em. saneerattu uusi 185-W) jatkamisen ja yhdistämisen muuntamon 043 kenttään 2 menevään APY 185-kaapeliin. Muuntamon 324 kenttiin 1 ja 3 menevät vanhat kaapelit voitaisiin purkaa pois. Muuntamon 324 kentästä 1 rakennettaisiin uusi kaapeli muuntamon 001 suuntaan, jossa se yhdistyisi lopulta kenttään 1. Uutta kaapelia rakennettaisiin muuntamon 120 edustalle, jossa uusi kaapeli yhdistettäisiin vanhaan PLKVJ 50-kaapeliin. Vanha muuntamon 120 kenttään 3 menevä osuus voitaisiin purkaa pois.

Ruotsinkadun ja Keihäskadun saneerauksen ja topologiamuutoksen yhteenlaskettu investointikustannus olisi noin 81 350 euroa. Saatavaan tehonlisäykseen suhteutettuna kustannus olisi noin 18 900 euroa/MW. Näiden investointien kannattavuus olisi siis huomattavasti parempi kuin Kasarmikadun ja Kauppakadun investointien kannattavuus.

Haapaniemen 10 kV verkon korvausta koskevat topologiamuutosehdotukset on esitetty kootusti kuvan 21 käyttökaaviossa. Taustalle on jätetty vanha kaaviopohja muutosten havainnollistamiseksi. Uudet yhteydet ovat merkitty korostetulla punaisella viivalla ja poistuvat yhteydet ovat merkitty mustalla sahalaita-viivalla.

Topologiamuutos ei vaikuta merkittävästi Savilahden korvaamiseen Haapaniemeltä. Täyskorvauksessa Savilahden haasteellisimmat lähdöt ovat aseman 01K01, 01K03, 01K04 ja 01K05, joihin ei Haapaniemeltä ole yhteyttä.



Kuva 21. Haapaniemen korvaukseen liittyvät 10 kV verkon topologiamuutokset

### 7.1.3 Kotilokatu ja Lehtoniementie (20 kV)

Haapaniemen 20 kV:n lähdöistä kolme on rakennettu säteittäisesti, ts. niille ei voida syöttää korvaustehoa kiskoviassa. Lähdöt 03J10, J12 ja J13 voidaan kuitenkin liittää pienellä topologiamuutoksella esimerkiksi lähtöön 03J11, jolle korvaussyöttö on mahdollista. Yksi vaihtoehto topologiamuutokselle on rakentaa yhteys muuntamon 656 ja erottimen B067 välille. Yhteys toteutettaisiin AHXAMK 185-W-kaapelilla, jota tarvittaisiin noin 80 metriä. Investoinnin yhteenlaskettu kustannus olisi 12 198 euroa, joka muodostuisi seuraavasti:

- kaivu (vaikea), 5218 euroa
- kaapeli ja asennus, 3000 euroa
- jatkot (2 kpl), 3980 euroa

Yhteyden avulla voitaisiin Haapaniemen asema korvata 20 kV:n kiskoviassa 100 %:n korvausteholla. Korvaustehon lisäys olisi noin 1 MW. Tehonlisäykseen suhteutettu

hyöty olisi topologiamuutoksessa noin 12 198 euroa/MW. Liitteessä 9 on esitetty topologiamuutos työkartalla ja käyttökaaviossa.

## 7.2 Ehdotukset Savilahden korvaukseen

Savilahden 10 kV:n korvausta voitaisiin parantaa parhaiten saneeraamalla tiettyjä vanhoja PLKVJ-osuuksia. Liitteessä 10 esitetty saneeraus käsittäisi muuntamoiden 001 – 120 välisen PLKVJ 50-kaapelin. Saneeraukseen käytettäisiin AHXAMK 185-W-kaapelia, jota tarvittaisiin kaapelointireitistä riippuen 300 tai 350 metriä. Alkuperäinen PLKVJ 50 kulkee omakotitalotonttien läpi. Uusi kaapeli kulkisi katujen alla joko Lauturinteen tai Kaartokadun kautta. Näistä Lauturinteen reitti on hieman lyhyempi. Lauturinteen reittiä puoltaa myös mahdollisuus kytkeä uusi kaapeli muuntamolta 324 tulevaan kaapeliin Keihäskadun ja Lauturinteen risteyksessä. Tämä vaihtoehto tulisi kyseeseen, jos aiemmin mainittu Ruotsinkadun ja Keihäskadun topologiamuutos toteutuisi (Haapaniemen ehdotukset). Keihäskadun ja Lauturinteen risteuksen kytkennässä saneerauksen kaapelireitti olisi noin 240 metriä.

Saneerauksen yhteenlaskettu kustannusarvio riippuu etäisyydestä. Todennäköisin toteutettava vaihtoehto kulkisi Lauturinteen kautta ja kaapeli kytkettäisiin Keihäskadun ja Lauturinteen risteyksessä. Kustannusarvio tälle vaihtoehdolle on 28 635 euroa, joka muodostuu:

- kaivusta (vaikea, 240 metriä), 15 655 euroa
- kaapelista ja asennuksesta (240 metriä), 9000 euroa
- kaapelijatkoista (2 kpl), 3980 euroa.

Saneerauksesta saatava hyöty Savilahden korvaukseen eli lisäys lähdön 03K15 kuormituskykyyn olisi noin 0,7 MW, jos samalla toteutettaisiin aiemmin mainittu Ruotsinkadun ja Keihäskadun saneeraus (kts. Haapaniemen korvauksen ehdotukset). Topologiamuutokseen yhdistettynä yhteenlaskettu kustannus olisi 91 329 euroa ja suhteellinen kustannus olisi noin 21 745 euroa/MW.

## 8 Yhteenveto

Kuopion keskijänniteverkon sähköasemien korvautuvuus sähköasemavioissa on yleisesti ottaen riittävä. Päämuuntajavioissa asemien korvautuvuus on hyvällä tasolla. Parantamisen varaa on kuitenkin täydellisissä kiskovioissa. Tällaiset viat ovat kuitenkin duplex-kiskojärjestelmissä hyvin harvinaisia. Ainoa sähköasema, jolla ei ole käytössä duplex-järjestelmää on Matkus.

Tutkimuksen yhtenä tarkoituksena oli selvittää sähköasemien välisten siirtoyhteyksien tehonsiirtokyvyn ja vian aikana käytettävissä olevan muuntajatehon suuruudet. Tehonsiirtokyvyn määrittäminen toteutettiin TEKLA NIS –tehonjakolaskennalla ja tulokset ovat pääosin todenmukaisia ja vertailukelpoisia. Vianaikaisten muuntajatehojen arviointi oli haastavaa ja se toteutettiin jäljittelemällä pahimpia mahdollisia tilanteita. Verkon muuntajakapasiteetit ovat hyvällä tasolla, eivätkä muodostu korvausta rajoittaviksi tekijöiksi kuin muutamassa tapauksessa. Suurimmat rajoittavat tekijät löytyvät siirtoyhteyksien pullonkauloista.

Korvaustilanteiden kannalta isoimmat haasteet löytyivät Haapaniemen sähköaseman korvauksesta 10 kV ja 20 kV verkoissa sekä Savilahden aseman korvauksesta 10 kV verkossa. Sähköasemien korvausasteita voidaan parantaa muutamilla verkko-osuuksien saneerauksilla ja topologiamuutoksilla. Tarve verkon parantamiselle ja parannuksista saatava hyöty ovat kuitenkin maltillisia.

Tässä työssä selvitettiin myös verkon ikärakenteellista tilaa ja siitä mahdollisesti aiheutuvia riskejä sähköjakelun toimitusvarmuudelle. Potentiaalisia riskejä löydettiin erityisesti ikääntyvistä ilmajohtoverkon pylväistä. Uuden sähkömarkkinalain toimitusvarmuustasojen mukaiset keskeytysajat saattavat helposti myrskyn seurauksena ylittyä erityisesti tiheästi kuormitetuilla taajaman sekaverkko-osuuksilla. Tämän lisäksi sallittavat toimitusvarmuustasot saattavat ylittyä haja-asutusalueiden ilmajohtoverkon haaraosuuksilla.

Vaadittavat toimitusvarmuuden tavoitetasot täyttynevät määräaikoihin mennessä Kuopion sähköjakelun kannalta ylläpitämällä nykyistä verkon kehittämisstrategiaa. Strategiaan perustuen verkon maakaapelointi- ja automaatioastetta nostetaan aktiivisesti. Lakisääteinen regulaatio ei tällä hetkellä ota kantaa muihin kuin sään aiheuttamiin keskeytyksiin. Kuopion keskijänniteverkon toimitusvarmuus on kuitenkin korkealla tasolla myös muissa vioissa, esimerkiksi vakavissa sähköasemavioissa. Suurin osa sähköasemista voidaan korvata 100 %:n korvausasteella lähes kaikissa tapauksissa nykyhetkellä sekä lähitulevaisuudessa.



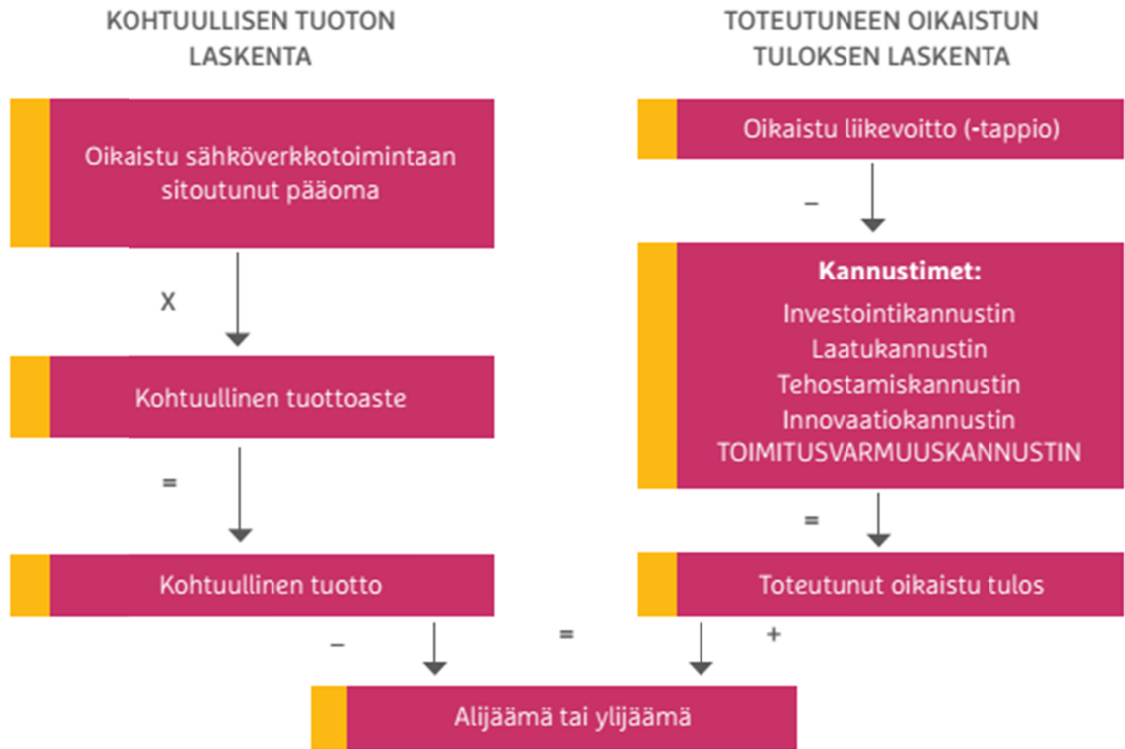
## Lähteet

- [1] Kuopion Energia. Vuosikertomus 2012.
- [2] Kuopion Energia. Yritysesittely [WWW]. [Viitattu 12.4.2013]. Saatavissa: <http://www.kuopionenergia.fi/yritys>.
- [3] Lakervi, E., Partanen J. Sähkönjakelutekniikka. Helsinki 2008, Gaudeamus Helsinki University Press / Otatieto. 285 s.
- [4] Energiavirasto. Sähköverkkotoiminnan valvontamenetelmät [WWW]. [Viitattu 20.3.2014]. Saatavissa: <http://www.energiavirasto.fi/valvontamenetelmat-2012-2015>.
- [5] Sähkömarkkinalaki (588/2013) [WWW]. [Viitattu 10.1.2014]. Saatavissa: <http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588#Pid2196003>.
- [6] Energiavirasto. Sähkönjakeluverkkotoiminnan ja suurjännitteisen jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden valvontamenetelmien suuntaviivat vuosille 2012 – 2015. 2011.
- [7] Energiavirasto. Sidosryhmälehti Reilua Energiaa 1/2014 [WWW]. [Viitattu 14.3.2014]. Saatavissa: <http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Lehti+Reilua+Energiaa.pdf/b4024449-5869-4bf6-a070-5d41aca36c8a>.
- [8] Honkapuro, S., Järventausta, P., Kivikko, K., Lassila, J., Mäkinen, A., Partanen, J., Tahvanainen, K., Viljainen, S. DEA-mallilla suoritettavan tehokkuusmittauksen kehittäminen. Lappeenranta 2006.
- [9] Haakana, J., Kaipia, T., Lassila, J., Partanen, J. Sähkönjakelun toimitusvarmuuden parantamiseen sekä sähkökatkojen vaikutusten lieventämiseen tähtäävien toimenpiteiden vaikutusten arviointi. Lappeenranta 2012.
- [10] Nurmi, Simo. Sähkökatkot historiaan seminaari, Verkostomessut 2013 [WWW]. [Viitattu 9.4.2013]. Saatavissa: [http://energia.fi/sites/default/files/dokumentit/ajankohtaista/Tapahtumat/2013/simo\\_nurmi\\_-\\_esitys\\_sahkokatkot\\_historiaan\\_-seminaarissa\\_30012013.pdf](http://energia.fi/sites/default/files/dokumentit/ajankohtaista/Tapahtumat/2013/simo_nurmi_-_esitys_sahkokatkot_historiaan_-seminaarissa_30012013.pdf)

- [11] Työ- ja elinkeinoministeriö, Energiaosasto. Työ- ja elinkeinoministeriön ehdotus toimenpiteistä sähkönjakelun varmuuden parantamiseksi sekä sähkökatkojen vaikutusten lievittämiseksi. Muistio. 2012.
- [12] Honkapuro, S., Järventausta, P., Kaipia, T., Lassila, J., Mäkinen, A., Partanen, J., Stranden, J., Verho, P. Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot. Lappeenranta ja Tampere 2010.
- [13] Energiavirasto. Maakaapeliin kaivuolosuhteiden käyttö jälleenhankinta-arvojen laskennassa. Muistio. 2011.
- [14] Short, Thomas Allen. Electric Power Distribution Handbook. CRC Press 2004. 784 s.
- [15] Järventausta, P., Kivikko, K., Lassila, J., Mäkinen, A., Partanen, J., Viljanen, S. Sähköverkon kehittämisvelvoitteen arviointi käyttövarmuuden näkökulmasta. 2005.
- [16] Verho, P., Sarsama, J., Stranden, J., Krohns-Välimäki, H., Hälvä, V., Hagqvist, O. Sähköhuollon suurhäiriöiden riskianalyysi- ja hallintamenetelmien kehittäminen – Projektin loppuraportti. Tampere 2012.
- [17] Lakervi, Erkki. Sähkönjakeluverkkojen suunnittelu. Otatieto 1996. 110 s.
- [18] Siltanen, Lauri. Kuopion Energia Liikelaitos. Strategiapalaveri 16.4.2013.
- [19] Viiliäinen, Sami. Verkostoautomaation hyödyntäminen sähkönjakelun käyttövarmuuden kehittämisessä. Diplomityö. Tampere 2007. Tampereen teknillinen yliopisto, sähkötekniikan koulutusohjelma. 99 s. + liitt. 6 s.
- [20] Hiironniemi, Antti. Kevytsähköasemat sähkön siirto- ja jakeluverkon näkökulmasta. Diplomityö. Tampere 2007. Tampereen teknillinen yliopisto, sähkötekniikan koulutusohjelma. 73 s. + liitt. 4 s.
- [21] Suomen energialiitto ry. Verkostosuositus SA 5:94.
- [22] Hyvönen, Petri. Prediction of insulation degradation of distribution power cables based on chemical analysis and electrical measurements. Väitöskirja. Espoo 2008. Teknillinen korkeakoulu, Sähkötekniikan laitos. 83 s.

- [23] Reka Kaapeli. Alumiinivoimakaapeli AHXAMK-W. Esite [WWW]. [Viitattu 9.7.2013]. Saatavissa: [http://www.reka.fi/products/dryrex/AHXAMK-W\\_12\\_Alumiinivoimakaapeli](http://www.reka.fi/products/dryrex/AHXAMK-W_12_Alumiinivoimakaapeli).
- [24] Suomen energialiitto ry. Verkostosuositus RJ 33:09.
- [25] Liimatainen, Jarno. Kuopion Energian keskijänniteverkon kehittämissuunnitelma. Diplomityö. Lappeenranta 2002. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. 83 s. + liitt. 8 s.
- [26] Kuopion kaupunki. Väestötilastoja [WWW]. [Viitattu 21.8.2013]. Saatavissa: <http://www.kuopio.fi/web/kaupunkitietoa/tilastotietoa>.
- [27] Kuopion kaupunki. Väestönkasvuennusteet [WWW]. [Viitattu 21.8.2013]. Saatavissa: <http://www.kuopio.fi/web/kaupunkitietoa/tilastoalueet-ja-vaestoennuste>
- [28] Kuopion kaupunki. Väestönkasvu, ikäryhmittäiset alue-ennusteet [WWW]. [Viitattu 21.8.2013]. Saatavissa: <http://www.kuopio.fi/web/kaupunkitietoa/tilastoalueet-ja-vaestoennuste>.
- [29] Kuopion kaupunki. Rakentamisen eteneminen 2013 – 2017 [WWW]. [Viitattu 21.8.2013]. Saatavissa: [http://www.kuopio.fi/c/document\\_library/get\\_file?uuid=ae492c9e-e2ad-486c-a961-09e77a2021fd&groupId=12117](http://www.kuopio.fi/c/document_library/get_file?uuid=ae492c9e-e2ad-486c-a961-09e77a2021fd&groupId=12117)

Liite 1: Valvontamenetelmien toimintaperiaate vuosille 2014 – 2015.



Liite 2: Kj-johtojen suurimpia sallittuja kuormitus- ja oikosulkuvirtoja

Johdin tai kaapeli	Suurin sallittu jatkuva kuormitusvirta [A]	Suurin sallittu 1 s:n oikosulkuvirta [kA]
FerSemal 25 (Al/Fe 21/4)	145	1,9
Sparrow (Al/Fe 34/6)	210	3,2
Raven (Al/Fe 54/9)	280	5,1
Al 132	495	11,6
PAS 70	310	6,4
PAS 120	430	11,0
SAMKA 70	180	5
SAMKA 120	250	8,5
SAXKA 70	235	6,7
SAXKA 120	330	11,4
PLKVJ 35	150	5,6
PLKVJ 50	175	8,0
PLKVJ 95	260	15,0
APAKM 120	235	12,5
APAKM 150	255	12,7
APYAKMM 120	225	12,5
APYAKMM 185	290	19,2
AHXAMK-W 120	265	11,4
AHXAMK-W 185	330	17,5
AHXAMK-W 240	375	22,6

Liite 3: Verkonrakentamisen yksikköhintoja vuodelle 2013

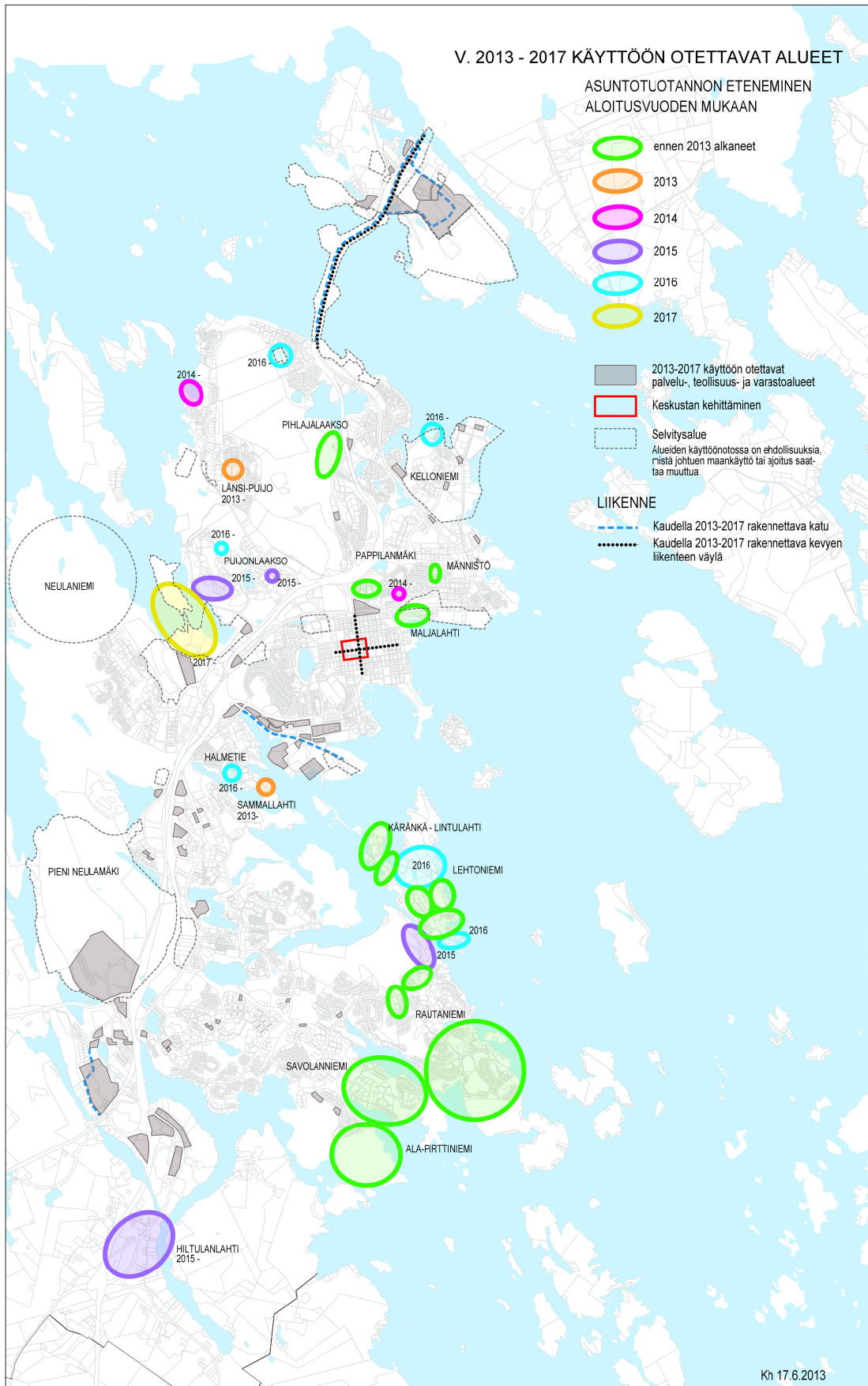
Komponentti tai työsuorite	Yksikkö	Yksikköhinta [euroa/yksikkö]
Kaivu (erittäin vaikea)	km	126 740
Kaivu (vaikea)	km	65 230
Kaivu (normaali)	km	22 840
Kaivu (helppo)	km	10 010
Kj-kaapeli (asennus), 95 – 120 mm <sup>2</sup>	km	31 910
Kj-kaapeli (asennus), 150 – 185 mm <sup>2</sup>	km	37 500
Kj-kaapeli (asennus), 240 – 300 mm <sup>2</sup>	km	44 860
Kaapelijatkot	kpl	1 990
Kojeistopäätteet	kpl	1 250
Kj-kojeisto, ilmaeristeinen, 1-kisko, peruskenttä	kpl	21 170
+ lisäkenttä	kpl	13 800
Varavoimageraattori, 50 – 110 kVA	kpl	31 000
Varavoimageraattori, 250 – 350 kVA	kpl	62 020
Varavoimageraattori, 700 – 1000 kVA	kpl	203 150

## Liite 4: Kuopion kaupungin väestönkasvuennusteet

### VÄESTÖ SUUNNITTELUALUEITTAIN VUONNA 2011 (1.1.) JA ENNUSTE VUOTEEN 2020 KOKO VÄESTÖ

		2011	Pyöristetty ennuste								
			2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
E1	Keskusta	12 227	12 790	13 010	13 110	13 130	13 130	13 170	13 230	13 320	13 400
E2	Niirala	3 759	3 780	3 740	3 700	3 660	3 640	3 600	3 580	3 560	3 550
E3-E5	Haapaniemi-Siikalahti	3 996	4 020	3 990	4 060	4 020	3 970	3 920	3 870	3 840	3 800
E4	Rönö ja sen lähisaaret	556	560	550	540	530	530	520	520	510	510
<b>KESKUSTA JA SEN LÄHIALUEET</b>		<b>20 538</b>	<b>21 150</b>	<b>21 300</b>	<b>21 410</b>	<b>21 330</b>	<b>21 260</b>	<b>21 220</b>	<b>21 200</b>	<b>21 230</b>	<b>21 270</b>
C1	Puijonlaakso - Taivaanpankko	6 392	6 440	6 400	6 350	6 370	6 470	6 560	6 590	6 620	6 660
C21	Julkula	2 558	2 570	2 550	2 530	2 500	2 470	2 440	2 420	2 400	2 400
C22	Niuva - Länsipuijo - Rypysuo	2 326	2 330	2 300	2 260	2 290	2 320	2 350	2 340	2 310	2 280
<b>LÄNTINEN PUUJO</b>		<b>11 276</b>	<b>11 340</b>	<b>11 250</b>	<b>11 130</b>	<b>11 150</b>	<b>11 260</b>	<b>11 360</b>	<b>11 350</b>	<b>11 340</b>	<b>11 340</b>
C3	Puijonsarvi (Päiväranta)	2 424	2 450	2 440	2 420	2 390	2 360	2 330	2 310	2 300	2 280
C4	Puijo (Inkilänmäki)	2 533	2 540	2 600	2 700	2 800	2 920	3 070	3 140	3 200	3 180
D1	Itkonn.-Männistö-Linnanpelto	5 136	5 310	5 420	5 490	5 540	5 510	5 490	5 460	5 460	5 430
D2	Saarjärvi - Rahusenkangas	4 426	4 450	4 410	4 360	4 320	4 260	4 210	4 170	4 130	4 110
D3	Kettulanlahti	767	770	760	760	750	740	730	720	720	720
D4	Kelloniemi - Likolahti	2 023	2 010	1 970	1 920	1 870	1 900	1 980	2 070	2 080	2 050
<b>ITÄINEN PUUJO JA KOILLINEN ALUE</b>		<b>17 309</b>	<b>17 530</b>	<b>17 590</b>	<b>17 640</b>	<b>17 650</b>	<b>17 700</b>	<b>17 820</b>	<b>17 870</b>	<b>17 900</b>	<b>17 770</b>
F21	Neulamäki	5 431	5 460	5 390	5 330	5 260	5 190	5 110	5 030	4 960	4 900
H21	Särkiniemi-Särkilähti	3 904	3 940	3 940	3 900	3 930	3 890	3 850	3 810	3 780	3 750
H11-G	Levänen ja Pieni Neulamäki	1 290	1 310	1 300	1 280	1 260	1 240	1 220	1 200	1 180	1 160
H12	Jynkkä	3 367	3 390	3 360	3 330	3 290	3 260	3 230	3 200	3 190	3 180
<b>NEULAMÄKI-SÄRKINIEMI-JYNKKÄ</b>		<b>13 992</b>	<b>14 100</b>	<b>14 000</b>	<b>13 840</b>	<b>13 740</b>	<b>13 570</b>	<b>13 400</b>	<b>13 240</b>	<b>13 100</b>	<b>13 000</b>
H14	Litmanen	8 196	8 220	8 090	7 950	7 800	7 670	7 530	7 410	7 300	7 210
H16	Pirtti	4 837	5 000	5 070	5 250	5 510	5 590	5 610	5 650	5 670	5 700
H17	Lehtoniemi	484	540	880	1 330	1 780	2 220	2 640	3 050	3 450	3 860
H18	Rautaniemi	3 723	4 190	4 470	4 660	4 830	4 950	5 060	5 130	5 200	5 290
J11	Pitkälahti	588	600	590	590	580	580	570	570	560	550
<b>ETELÄINEN KAUPUNKIALUE</b>		<b>17 828</b>	<b>18 540</b>	<b>19 100</b>	<b>19 770</b>	<b>20 500</b>	<b>21 010</b>	<b>21 400</b>	<b>21 800</b>	<b>22 190</b>	<b>22 620</b>
J13-J15	Hiltulanlh-Kiviharju-Vanuvuori	576	580	580	580	570	660	850	1 040	1 270	1 500
B	Sorsasalo	176	180	180	180	180	180	170	170	170	170
<b>MUUT KAUPUNKIALUEET</b>		<b>752</b>	<b>760</b>	<b>760</b>	<b>760</b>	<b>750</b>	<b>840</b>	<b>1 020</b>	<b>1 210</b>	<b>1 440</b>	<b>1 670</b>
386	Länsi-Riistavesi	782	790	790	790	790	780	780	780	790	800
387	Itä-Riistavesi	421	430	430	430	430	430	430	430	430	430
388	Melalahti	914	930	950	960	960	950	950	950	950	960
464	Puutosalmi	601	620	620	620	630	630	630	630	640	650
465	Pellessmäki	1 410	1 460	1 470	1 490	1 500	1 520	1 530	1 540	1 560	1 570
466	Kurkimäki	973	980	990	1 020	1 040	1 070	1 100	1 110	1 130	1 150
467	Haminalahti	1 016	1 060	1 080	1 110	1 120	1 130	1 140	1 150	1 160	1 170
468	Hirvilahti	521	530	530	520	520	510	510	510	510	510
482	Ranta-Toivala	248	250	250	260	260	260	260	260	260	270
483	Jännevirta	214	220	220	220	220	220	230	230	230	230
484	Kurkiharju	496	510	510	510	510	520	520	520	530	530
501	Vehmersalmi	2 002	2 040	2 040	2 030	2 020	2 010	2 000	2 000	2 000	2 000
601	Karttula	3 432	3 490	3 490	3 480	3 470	3 460	3 460	3 460	3 480	3 500
<b>MAASEUTUALUEET</b>		<b>13 030</b>	<b>13 310</b>	<b>13 370</b>	<b>13 420</b>	<b>13 450</b>	<b>13 490</b>	<b>13 520</b>	<b>13 580</b>	<b>13 670</b>	<b>13 760</b>
Alueettomat		2 094	690	680	720	740	800	790	880	880	930
<b>KAUPUNKI YHTEENSÄ</b>		<b>96 819</b>	<b>97 450</b>	<b>98 100</b>	<b>98 750</b>	<b>99 410</b>	<b>#####</b>	<b>#####</b>	<b>#####</b>	<b>#####</b>	<b>#####</b>

# Liite 5: Vuosina 2013 – 2017 käyttöön otettava uudet alueet





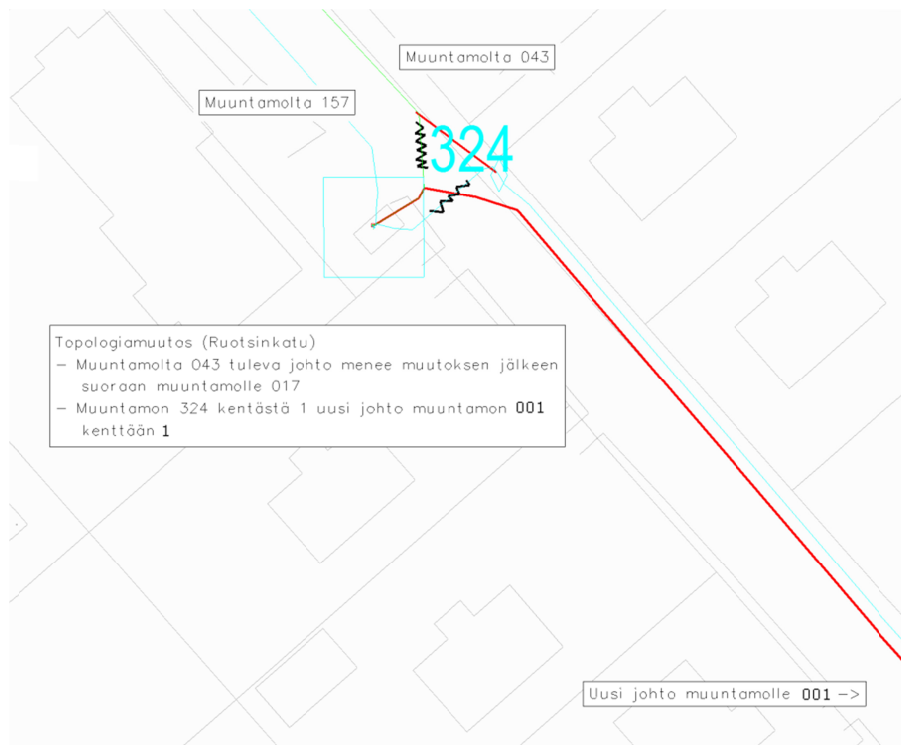
## Liite 6: Kasarmikadun ja Kauppakadun saneerausehdotus



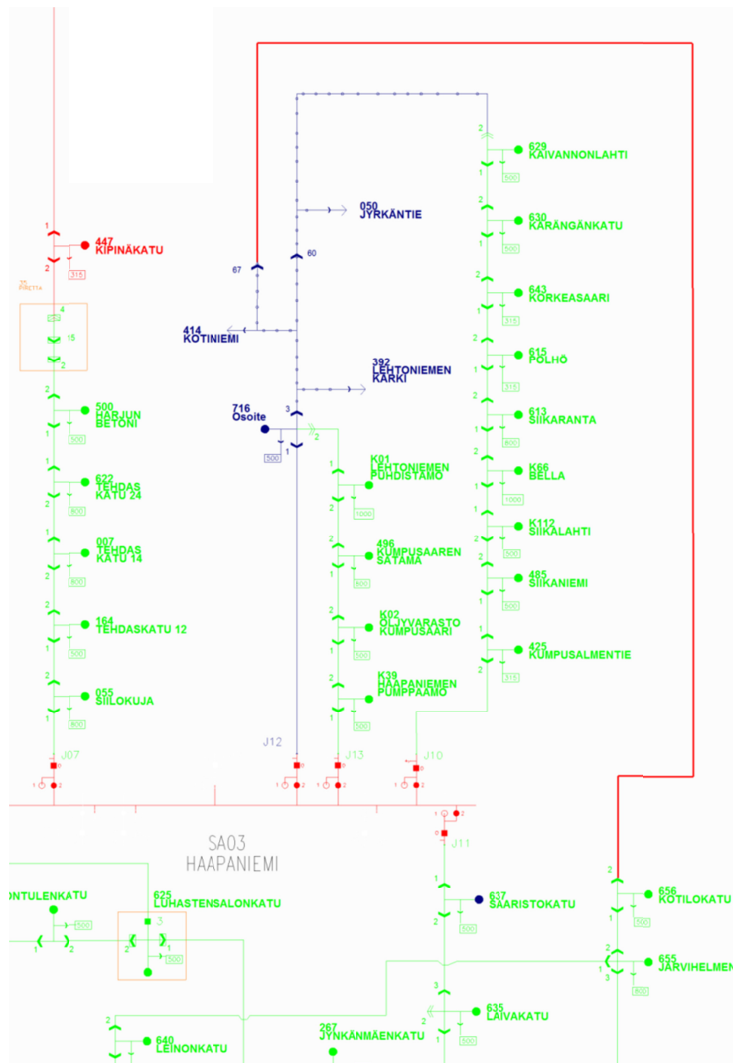
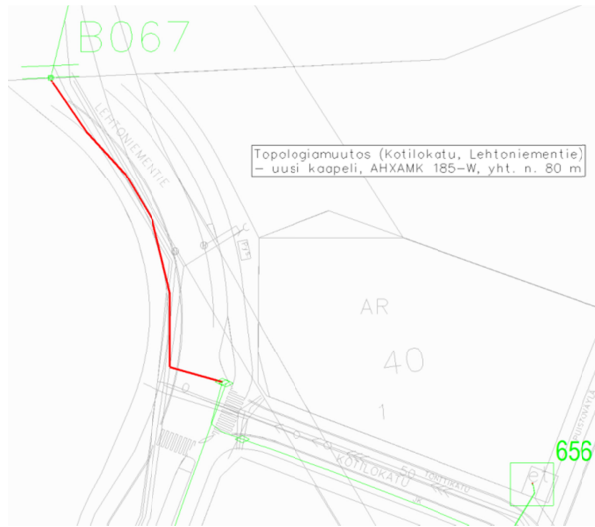
## Liite 7: Topologiamuutosehdotus, Kasarmikatu ja Kauppakatu (vaihtoehdot katkoviivalla)



## Liite 8: Ruotsinkadun ja Keihäskadun muutosehdotus



# Liite 9: Kotilokadun ja Lehtoniementien topologiamuutosehdotus



## Liite 10: Aseveljenkadun saneerausehdotus

