LAPPEENRANNAN TEKNILLINEN YLIOPISTO
LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikan koulutusohjelma

DIPLOMITYÖ

Anne-Mari Jenu

VAHDON KESKUSTAN SÄHKÖNJAKELUVERKON SANEERAUSSUUNNITELMA

Työn tarkastajat: Professori Jarmo Partanen
Tutkijaopettaja Jukka Lassila

Työn ohjaajat: Professori Jarmo Partanen
Suunnittelupäällikkö Erno Leväniemi

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikan koulutusohjelma

Anne-Mari Jenu

Vahdon keskustan sähkönjakeluverkon saneeraussuunnitelma
Diplomityö
2015
102 sivua, 24 kuvaa, 23 taulukkoa, 2 liitettä

Työn tarkastajat:	Professori Jarmo Partanen
	Tutkijaopettaja Jukka Lassila
Työn ohjaajat:	Professori Jarmo Partanen
	Suunnittelupäällikkö Erno Leväniemi

Hakusanat: sähkönjakeluverkko, verkostosuunnittelu, toimitusvarmuus, keskeytyskustannukset, prosessin kehittäminen
Keywords: electricity distribution network, network planning, reliability of supply, outage cost, process developing

Vuoden 2013 sähkömarkkinalain uudistuksen myötä verkonhaltijoiden tulee varautua suurhäiriötilanteisiin aiempaa tehokkaammin. Lain toimitusvarmuusvaatimusten täyttäminen vaatii sähköverkkoyhtiöiltä entistä suurempia investointimääriä nopeassa aikataulussa. Caruna Oy investoi vuosittain noin 100 miljoonaa euroa säävarman verkon kehittämiseen ja rakentamiseen. Eltel Networks Oy toimii Carunan pääurakoitsijana useissa saneerausprojekteissa muun muassa Satakunnan ja Lounais-Suomen alueilla. Diplomityö tehtiin Eltel Networks Oy:lle ja tavoitteena oli laatia saneeraussuunnitelma Carunan Vahdon keskustan sähkönjakeluverkkoon sekä kehittää Eltelin suunnitteluprosessia Vahdon case-projektin avulla. Nykyverkon ongelmakohdiksi osoittautuivat käyttöikänsä päähän tulleet tai lähivuosina tulevat verkkokomponentit, verkon alhainen nykykäyttöarvo sekä korkeat keskeytyskustannukset. Suunnitellun verkon nykykäyttöarvo yli kaksinkertaistui nykyverkon arvosta, verkon keski-ikä pieneni seitsemällä vuodella ja keskeytyskustannukset pienenivät yli puolella. Case-projektin aikana suunnitteluprosessissa ilmeni useita kehityskohteita. Esimerkiksi kartta-aineistoja ja ilmakuvia kannattaisi hyödyntää monipuolisemmin suunnittelussa ja ohjemuutosten täytäntöönpanoajankohta tulisi määrittää ohjeen tärkeyden mukaan. Vierekkäisille suunnitteluprojekteille kannattaa hakea jatkossa esimerkiksi yhteiset ELY- ja AVI-luvat erillisten lupahakemusten sijaan, koska se vähentää suunnittelijoiden työmäärää ja nopeuttaa hakuprosessia. Suunnittelijoiden yhteistyötä kannattaa laajentaa niin lupahakemusten, sopimusten laadinnan kuin koko prosessin kattavaksi, koska yhteistyö vähentää virheiden määrää ja nopeuttaa suunnitteluprosessia. Yhteistyöllä suunnittelu voidaan toteuttaa nopeammin laadusta tinkimättä.

ABSTRACT

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

Anne-Mari Jenu

Renovation plan for electricity distribution network in the central of Vahto
Master's Thesis
2015
102 pages, 24 figures, 23 tables, 2 appendices

Examiners: Professor Jarmo Partanen
Associate Professor Jukka Lassila
Supervisor: Professor Jarmo Partanen
Planning Manager Erno Leväniemi

Keywords: electricity distribution network, network planning, reliability of supply, outage cost, process developing

The year 2013 reform of the electricity market act obligate distribution network companies to prepare for major disturbance situations more effectively. Filling the electricity market act´s requirements of reliability of supply, distribution network companies have to do larger investments on a tight schedule. Caruna Oy invests about 100 million EUR for development and building of weather-proof network. Eltel Networks Oy operates as one of the main contractors for several renovation projects of Caruna, for example, in Satakunta and Southwest Finland regions. The Master's thesis was made for Eltel Network Oy and the aim was to do a renovation plan for Caruna's electricity distribution network in the central of Vahto and to develop Eltel's planning process via the case project. The current network's problematic issues turned out to be too old network components, the low current replacement cost and the high outage cost. The current replacement cost has more than doupled compared to the current network's value, the average age of network decreases by seven years and the outage cost were reduced by more than half. During the case project several development targets occurred. For example map materials and aerial photographs could be used more diversely during the planning and the period for implementing of changes in the instruction should be determined by the importance of the instruction. The two nearby planning projects should apply common permissions from Centres for Economic Development, Transport and the Environment and Regional State Administrative Agencies rather than separate applications, because that reduces the amount of work and to speed up the application process. Cooperation between the designers should be increased to cover all the processes from applying for applications to making contracts, since cooperation reduces the number of errors and speeds up the planning process. By cooperation the planning process can be implemented more quickly without compromising from the quality.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Eltel Networks Oy:lle marraskuun 2014 ja elokuun 2015 välisenä aikana. Haluan kiittää kaikkia Eltelin työntekijöitä, jotka ovat luoneet hyvän työilmapiirin sekä auttaneet ja kannustaneet minua työssäni. Erityiskiitokset ansaitsevat paljon arvokkaita neuvoja antanut Ari-Pekka Kyykkä, minut suunnittelijaksi perehdyttänyt Toni Koskela sekä ohjaajani Erno Leväniemi. Lisäksi haluan kiittää Jarmo Partasta Lappeenrannan teknillisestä yliopistosta työtäni koskevasta palautteesta, hyvistä neuvoista sekä erinomaisesta opetuksesta.

Viisi vuotta on pitkä aika, mutta opiskeluvuodet Lappeenrannassa ovat menneet nopeasti ystävien, perheen ja kaikkien läheisten kannustuksen ja tuen avulla. Suurimmat kiitokset haluan osoittaa avopuolisolleni Jerelle, joka on tukenut ja kannustanut minua koko opintojeni sekä diplomityöni tekemisen ajan.

Tampereella 14.8.2015

Anne-Mari Jenu

SISÄLLYSLUETTELO

1 Johdanto 10

1.1 Eltel Networks Oy 11

1.2 Caruna 12

1.3 Trimble NIS 12

2 Verkostosuunnittelussa käytettävät sähkötekniset laskentamenetelmät 14

2.1 Jännitteenalenema 14

2.2 Teho- ja energiahäviöt 15

2.3 Kuormitettavuus 16

2.4 Oikosulkukestoisuus 18

3 Verkon taloudellisuuslaskelmat ja laskentaparametrien määritys 20

3.1 Nykyarvo ja annuiteetti 20

3.2 Regulaatiomalli 22

3.3 Keskeytyskustannukset 25

3.3.1 Hintojen inflaatiokorjaus 28

3.3.2 Verkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvo 30

3.3.3 Sähkön toimitusvarmuutta kuvaavat tunnusluvut 30

3.3.4 Vuoden 2013 sähkömarkkinalain uudistus 31

3.4 Carunan projektien priorisointi 33

3.5 Johtimen mitoitus 36

3.5.1 Uuden johtimen mitoitus 37

3.5.2 Johdinvaihto 38

3.6 Laskentaparametrien määritys 39

4 Maastosuunnittelu 40

4.1 Kaapelireittien ja muuntamoiden sijoittaminen 41

4.2 Kaapelien sijoitusluvat 42

4.2.1 ELY- lupa 42

4.2.2 AVI- lupa 44

4.2.3 Johtoaluesopimukset 46

5 Case Vahdon keskusta 48

5.1 Nykyinen verkko 50

5.1.1 Jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvo 50
5.1.2 Kuormitukset ja jännitteenalenemat 55
5.1.3 Keskeytyskustannukset 59
5.2 Nykyverkon ongelmakohdat 63
6 Maastosuunnittelu 65
6.1 Maastokatselmus 65
6.2 Kaapelireittien ja muuntamoiden sijoittaminen 66
6.3 Sijoituslupien hankinta 68
6.3.1 ELY- ja AVI- luvat 68
6.3.2 Käyttöoikeussopimukset maanomistajilta 69
6.4 Sähkötekninen mitoitus 70
7 Suunniteltu verkko 72
7.1.1 Verkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvo 74
7.1.2 Kuormitukset ja jännitteenalenemat 76
7.1.3 Keskeytyskustannukset 79
8 Suunnitteluprosessin kehittäminen 86
9 Johtopäätökset 89
10 Yhteenveto 93
LÄHTEET 94

LIITTEET

Liite 1. Verkkokomponenttien yksikköhinnat vuodelle 2015 ja nykyverkolle lasketut jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvot.
Liite 2. Verkkokomponenttien yksikköhinnat vuodelle 2015 ja suunnitellulle verkolle lasketut jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvot.

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

AVI	aluehallintovirasto
ELY	elinkeino-, liikenne- ja ympäristö
EMV	Energiamarkkinavirasto
EV	Energiavirasto
JAS	johtoaluesopimus
JHA	jälleenhankinta-arvo
KAH	keskeytyksistä aiheutunut haitta
KHI	kuluttajahintaindeksi
KJ	keskijännite
KOPEX	kontrolloitavat operatiiviset kustannukset
KVR	kokonaisvastuurakentaminen
LV	Liikennevirasto
MML	Maanmittauslaitos
NA	nykyarvo
NIM	Networks Investment Management, verkkoinvestointienhallinta
NIS	Networks Information System, verkkotietojärjestelmä
NKA	nykykäyttöarvo
OPEX	operatiiviset kustannukset
PJ	pienjännite
RKI	rakennuskustannusindeksi
STOTEX	kohtuulliset tehostamiskustannukset
TJS	toimittamatta jäänyt sähkö
TOTEX	tehostamiskustannukset
WACC	Weighted Average Cost of Capital, pääoman keskimääräinen kustannus

A	johtimen poikkipinta
E	energia
E_j	sähkönkäyttäjälle toimittamatta jäänyt energia
f	vikataajuus
f_j	sähkönkäyttäjän vikataajuus
f_i	(komponenttikohtainen) vikataajuus, keskeytystaajuus
$f_{i,100km}$	vikataajuus sataa kilometriä kohden
h_h	häviöiden hinta

h_i	verkkokomponentin yksikköhinta
$h_{j,kW}$	sähkönkäyttäjäryhmän keskeytystehon haitta-arvo
$h_{j,kWh}$	sähkönkäyttäjäryhmän keskeytysenergian haitta-arvo
h_{vah}	johdinvaihdon kustannukset
I	virta, investointikustannus
JHA	jälleenhankinta-arvo
JHA_i	verkkokomponentin jälleenhankinta-arvo
$k_{\%}$	kuormitusaste
K	(keskeytys)kustannukset, kustannuserä
K_j	sähkönkäyttäjän kokemien keskeytysten keskeytyskustannukset
KAH	keskeytyksistä aiheutuneen haitan arvo
KHI	kuluttajahintaindeksi
K_m	muuntopiirin asiakkaiden kokemien keskeytysten keskeytyskustannukset
lkm_i	verkkokomponentin määrätieto
n_j	asiakkaan kokemien keskeytysten määrä
NA	nykyarvo
NKA	nykykäyttöarvo
p	korko
P	pätöteho
ΔP_j	sähkönkäyttäjän keskimääräinen keskeytysteho
P_h	häviöteho
$P_{h,max}$	huippuhäviöteho
P_k	muuntajan kuormitushäviö
P_{kN}	muuntajan nimelliskuormitushäviö
r	resistanssi, tehonkasvu
r_A	poikkipinnaltaan A olevan johtimen resistanssi
R	resistanssi
RKI	rakennuskustannusindeksi
S	muuntajan kuorma
S_l	taloudellinen rajateho
S_n	muuntajan nimellisteho
t	aika, pitoaika, vuosi
t_i	verkkokomponentin pitoaika
$t_{i,ave}$	verkkokomponentin keski-ikä
t_{ij}	asiakkaalle keskeytyksestä aiheutunut sähkötön aika

t_j	sähkönkäyttäjän kokeman keskeytyksen keskimääräinen kesto
t'	kaksiportaisen investointijakson alkuosa
t_h	(häviöiden) huipunkäyttöaika
T	investointijakson pituus
U	jännite
U_1	jännite pisteessä 1
U_n	nimellisjännite
U_h	jännitteenalenema
$U_{h,\%}$	prosentuaalinen jännitteenalenema
U_f	vikapaikan jännite
v	lämpenemä
V_j	sähkönkäyttäjän vuotuinen keskeytysaika
W_h	energiahäviö
X	reaktanssi
Z	impedanssi
Z_f	vikaimpedanssi
Z_i	verkon impedanssi
ε	annuiteetti
κ	kapitalisointikerroin
φ	tehokerroin

1 JOHDANTO

Vuonna 2013 uudistuneen sähkömarkkinalainsäädännön keskeisenä tavoitteena on sähkönjakeluverkkojen toimitusvarmuuden ja palveluiden parantaminen suurhäiriötilanteissa. Verkonhaltijoiden tuleekin varautua suurhäiriötilanteisiin aiempaa tehokkaammin ja toimitusvarmuusvaatimusten täyttäminen vaatii sähköverkkoyhtiöiltä entistä suurempia investointimääriä nopeassa aikataulussa. Caruna Oy on Suomen suurin sähkönsiirtoyritys ja se investoi vuosittain noin 100 miljoonaa euroa säävarman verkon kehittämiseen ja rakentamiseen. Eltel Networks Oy toimii Carunan pääurakoitsijana useissa saneerausprojekteissa muun muassa Satakunnan ja Lounais-Suomen alueilla. Eltel suunnittelee ja toteuttaa hankkeet Carunalle ”avaimet käteen”-periaatteella.

Työn tavoitteena on laatia Carunan Vahdon keskustan sähkönjakeluverkolle saneerausuunnitelma, joka poistaa nykyverkon ongelmakohdat ja parantaa verkon käyttövarmuutta. Päätavoitteena on kehittää Eltelin suunnitteluprosessia case-projektin avulla. Sähkönjakeluverkkojen kehittämisestä ja saneerauksesta on tehty lukuisia tutkimuksia ja opinnäytetöitä, mutta Eltel ei ole tutkinut aiemmin suunnitteluprosessiaan, joten työn tulokset tulevat olemaan apuna suunnitteluprosessin kehittämisessä.

Käydään läpi keskeisimmät verkostosuunnittelussa käytettävät sähkötekniset laskentamenetelmät eli jännitteenaleneman, teho- ja energiahäviöiden, kuormitettavuuden sekä oikosulkukestoisuuden laskentatavat. Tutustutaan tärkeimpiin verkostosuunnittelussa käytettäviin taloudellisuuslaskennan menetelmiin eli kustannusten nykyarvoon ja annuiteettiin, keskeytyskustannuksiin sekä johtimen taloudelliseen mitoitukseen. Esitetään lisäksi pääpiirteittäin Suomessa sovellettava sähköverkkoyhtiöiden valvontamalli, verkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvojen määrittäminen sekä sähkön toimitusvarmuutta kuvaavat tunnusluvut. Lisäksi tutustutaan vuonna 2013 uudistuneeseen sähkömarkkinalainsäädäntöön ja selvitetään miten Caruna valitsee saneerattavat johtolähdöt. Laskentateorian lopuksi määritetään Eltelin verkostosuunnittelussa käyttämät laskentaparametrit.

Kerätään tietoa maastosuunnittelun vaiheista, käydään läpi kaapelireittien ja muuntamoiden sijoittamisperiaatteita, esitetään uuden verkon rakentamiseen tarvittavat luvat ja sopimukset sekä lupien hakemiseen liittyvät esiselvitykset. Carunan suunnitteluperiaatteiden mukaan käyttövarmuus- ja saneerausinvestointien ensisijainen tavoite on parantaa

keskijänniteverkon käyttövarmuutta korvaamalla nykyiset ilmajohdot maakaapeleilla. Saneerausinvestoinneissa uusitaan myös heikot pienjänniteilmajohtoverkot sekä korjataan pienjänniteverkon sähköturvallisuuspuutteet. Carunan Elteliltä tilaama suunnittelutyö kattaa teknistaloudellisen suunnittelun sekä maastosuunnittelun. Teknistaloudellisessa suunnittelussa analysoidaan Vahdon keskustan sähkönjakeluverkon nykytila ja selvitetään nykyverkon ongelmakohdat, joihin täytyy kiinnittää huomiota suunnittelussa. Maastosuunnittelussa suunnitellaan kaapelireitit ja muuntamopaikat huomioiden maaston olosuhteet sekä maanomistajien mielipiteet.

Esitetään verkon nykytila-analyysin ja Carunan ohjeiden pohjalta laadittu saneeraussuunnitelma ja analysoidaan suunnitellun verkon tilaa. Verrataan saneeratulle verkolle laskettuja arvoja nykytilan arvoihin, jotta saadaan selville saneerauksen vaikutukset. Analysoidaan saatuja havaintoja ja tuloksia ja esitetään työn johtopäätökset. Käydään läpi case-projektin aikana ilmenneet suunnitteluprosessin kehityskohteet ja esitetään mahdolliset kehitysideat. Yhteenvedossa pohditaan täyttyivätkö työlle asetetut tavoitteet, miten tuloksia voidaan hyödyntää ja ilmenikö työn aikana jatkotutkimuskohteita.

1.1 Eltel Networks Oy

Eltel Networks Oy (jäljempänä Eltel) suunnittelee, kehittää, rakentaa ja kytkee infraverkkoratkaisuja ja on ansainnut paikkansa kasvavan infraverkkopalvelutoimialan pioneerina. Infraverkolla tarkoitetaan verkkoa, jossa sähkö-, IT- ja teletekniikat yhdistyvät ja muodostavat uuden, tehokkaan ja älykkään infrastruktuurin. Infraverkoilla voidaan tehostaa yhteiskuntamme toimintoja ja verkot ovat elintärkeitä lähes jokaisella yhteiskunnan alueella, kuten teollisuudessa, julkisissa palveluissa sekä maantie-, rautatie- ja ilmaliikenteessä. Eltelillä on maailmanlaajuisesti palveluksessa noin 8600 työntekijää ja yhtiön liikevaihto on 1,24 miljardia euroa (2014). Eltelillä on toimipisteitä Suomessa, Ruotsissa, Norjassa, Tanskassa, Baltian maissa, Puolassa sekä Iso-Britanniassa. Pysyvien toimipisteiden lisäksi yritys toimii myös Afrikassa esimerkiksi Zambiassa, Etiopiassa ja Keniassa. Suomessa yrityksellä on yli 50 konttoria ja noin 1600 työntekijää. (Eltel 2014, Eltel 2015)

Diplomityö tehdään Eltelin Build- yksikköön, joka on erikoistunut sähköverkkojen suunnitteluun, rakentamiseen ja kytkentöihin. Nykyään useat yritykset ulkoistavat toimintojaan kustannussäästöjen ja strategisten etujen vuoksi. Eltel on sähköverkkojen liiketoiminnan ulkoistamisen ammattilainen ja sen asiakkaita ovat monet suuret sähköyhtiöt sekä muut jakeluverkkojen omistajat. Eltel solmi toukokuun 2014 alussa puitesopimuksen Carunan

kanssa Satakunnan ja Lounais-Suomen jakeluverkkoalueiden käyttövarmuuden parantamisesta. Sopimus on rakenteeltaan kokonaisvastuurakentaminen (KVR) eli Eltel suunnittelee ja toteuttaa hankkeet Carunalle ”avaimet käteen”-periaatteella. Diplomityön case-tapauksena käytetään yhtä Carunan ja Eltelin puitesopimukseen kuuluvaa suunnitteluprojektia. (Eltel 2015, Caruna 2014a)

1.2 Caruna

Vuoden 2014 maaliskuussa Fortumin Suomen sähkösiirtoliiketoiminta myytiin ja uusi sähkönsiirtoyhtiö sai nimekseen Caruna. Caruna Oy on suurin sähkönsiirtoyritys Suomessa ja se vastaa 640 000 yritys- ja yksityisasiakkaan sähkönjakelusta Joensuussa, Satakunnassa, Koillismaalla sekä Etelä-, Lounais- ja Länsi-Suomessa. Yritys työllistää Suomessa suoraan noin 340 ja välillisesti noin 1500 henkilöä. Carunan sähköverkon yhteispituus on lähes 79 000 kilometriä ja yritys investoi vuosittain noin 100 miljoonaa euroa säävarman verkon kehittämiseen ja rakentamiseen. Carunan markkinaosuus Suomen paikallisesta sähkönsiirrosta on noin 20 prosenttia. (Caruna 2014b)

1.3 Trimble NIS

Trimble NIS (Network information system) on Eltelin ja Carunan käyttämä verkkotietojärjestelmä, jolla voidaan dokumentoida ja hallita verkko-omaisuutta. Järjestelmä sisältää älykkään verkkomallin sekä siihen integroidut paikkatietotoiminnallisuudet. Trimble NIS koostuu kuudesta sovelluksesta: paikkatietoanalyysit, verkostolaskenta, omaisuudenhallinta, verkon suunnittelu ja rakentaminen, verkkoinvestointien hallinta ja kunnossapito. Verkostolaskenta sisältää kattavat työkalut, joilla voidaan suorittaa nykyisten ja tulevien sähköverkkojen verkostolaskentaa. Verkostolaskennalla verkostosuunnittelija tarkistaa, että nykyisen ja suunnitellun sähköverkon tekniset mitoitukset toteuttavat sähköjakelulle asetetut vaatimukset. Laskentatyökaluista löytyvät mm. tehonjako-, luotettavuus-, oikosulku- ja maasulkulaskennat. (Tekla 2014a)

Verkon suunnittelu ja rakentaminen-sovellus koostuu monipuolisista työkaluista, joita käytetään verkon elinkaaren hallintaan aina strategisesta pitkän aikavälin suunnittelusta rakentamiseen asti. Sovellus kattaa siis kaikki verkon suunnittelun tasot ja suunnitelmatiedot yhdistyvät saumattomasti nykyiseen verkkomalliin, minkä ansiosta verkkoa voidaan käyttää operatiivisesti nopeammin ja helpommin, kun juuri rakennettu verkko-osa otetaan käyttöön. Trimble NIS:n luotettavuuspohjainen verkkoanalyysi tukee verkon pitkän tähtäi-

men suunnittelua, sillä se tunnistaa automaattisesti verkoston heikot osat ja simuloi vaihtoehtoja taloudellisesta, teknisestä tai luotettavuuden näkökulmasta. (Tekla 2014)

Omaisuudenhallinta-sovelluksella voidaan analysoida mm. verkon suorituskykyä, pituutta, sijaintia, alueellista kulutusta, ikää ja tulevaisuuden kehitysnäkymiä. Näiden tietojen avulla voidaan määrittää verkon nykyarvo sekä jälleenhankintakustannukset. Verkkoinvestointien hallinta- sovellukseen päivittyy automaattisesti ajantasaiset budjetit sekä ennustetut ja toteutuneet kustannukset verkostosuunnitelmia päivitettäessä. Sovellus mahdollistaa myös investointien vaikutuksen analysoinnin verkon nykykäyttö- ja jälleenhankinta-arvoihin. (Tekla 2014a)

2 VERKOSTOSUUNNITTELUSSA KÄYTETTÄVÄT SÄHKÖTEKNISET LASKENTAMENETELMÄT

Verkon sähköteknisen ja mekaanisen nykytilan määrittäminen on osa verkostostrategiaa ja verkoston kehittämisprosessia. Verkon nykytilan määrityksen tavoitteena on tuntea jakeluverkon nykyinen toimintakyky perusteellisesti, jotta verkoston kehittämissuunnittelu olisi helpompaa. Verkon nykytilan määritys ja tulevaisuuden ennustetuilla kuormilla suoritetut laskennat antavat hyvän kokonaiskuvat verkon kehitystarpeista sekä pullonkauloista, jolloin nykytila-analyysiä voidaan käyttää pohjana hahmoteltaessa kehittämisvaihtoehtoja. Käydään läpi keskeisimmät verkostosuunnittelussa käytettävät sähkötekniset laskentamenetelmät, kuten jännitteenalenema, teho- ja energiahäviöt, kuormitettavuus ja oikosulkukestoisuus. Verkkotietojärjestelmien tehonjakolaskenta käyttää iteratiivisia laskentamenetelmiä, kuten Newton Raphsonia tai Gauss-Seideliä, ja antaa tulokseksi verkon solmupistejännitteet, johtojen jännitteenalenemat, johdoilla virtaavat tehot ja virrat sekä verkon tehohäviöt. Verkkotietojärjestelmät hoitavat sähköteknisen laskennan läpi napin painalluksella, joten suunnittelijan tehtäväksi jää tarkistaa laskennassa käytettävien alkuarvojen oikeellisuus sekä tulosten järkevyyden arviointi. (Lakervi 2008, Partanen 2010a)

2.1 Jännitteenalenema

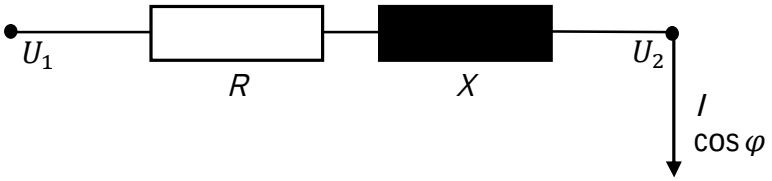
Jännitteenalenema määrittää sähkönkäyttäjän liityntäpisteen jännitteen suuruuden ja asettaa verkostosuunnittelulle reunaehdot, minkä vuoksi jännitteenalenema onkin yksi tärkeä sähkön laatutekijä. Jos jännitetaso on liian korkea tai alhainen, sähkölaitteissa voi esiintyä käyttöhäiriöitä ja ne eivät toimi kunnolla. Kuvassa 3.1 esitetään kuormitetun johdon yksivaiheinen sijaiskytkentä. Laskettaessa jakeluverkon jännitteitä eniten kiinnostavia arvoja ovat jännitteenalenema sekä johdon loppupään jännitteen itseisarvo maksimikuormituksella. Johdon jännitteenalenema U_h saadaan, kun alkupäässä vallitsevan jännitteen U_1 itseisarvosta vähennetään loppupäässä vallitsevan jännitteen U_2 itseisarvo:

$$U_h = |U_1| - |U_2| \approx IR\cos\varphi + IX\sin\varphi. \tag{3.1}$$

Yhtälössä 3.1 I on virta, R johdon resistanssi, X johdon reaktanssi ja φ tehokulma. Prosentuaalisen jännitteenaleneman $U_{h,\%}$ likiarvo voidaan laskea yhtälöllä:

$$U_{h,\%} = 100 * \frac{P}{U^2}(R + X\tan\varphi), \tag{3.2}$$

jossa P on johdon teho eli kuormitus, U johdon alkupään pääjännite, R johdon resistanssi, X johdon reaktanssi ja φ tehokulma. (Lakervi 2008)



Kuva 3.1: Kuormitetun johdon yksivaiheinen sijaiskytkentä.

Jakeluverkon jännitteenalenema koostuu keskijännitejohdon (KJ-johto), jakelumuuntajan ja pienjännitejohdon (PJ-johto) jännitteenalenemista. Jännitteenalenema laskelmien avulla tiedetään solmupistejännitteet sekä johto-osien suurimmat jännitteenalenemat maksimikuormalla, jolloin jännitteen alenemisen pääasiallisesti aiheuttavat johto-osat selviävät. Pienjänniteverkon nimellisjännite U_n = 230 V ja standardi SFS-EN 50160 määrittää, että vikatapauksia lukuun ottamatta normaaleissa käyttöolosuhteissa jännitteen tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvojen tulee olla 95 prosenttia ajasta välillä ± 10 prosenttia nimellisjännitteestä (207 – 253 V) viikon ajanjaksoilla. Lisäksi jakelujännitteen tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvojen tulee pysyä aina välillä -15/+10 prosenttia (196 – 253 V). Standardi sallii melko suuren jännitteen vaihteluvälin ja siksi sähköala onkin määrittänyt ohjeen, jonka jännitteen vaihtelurajat ovat standardia tiukemmat. Ohjeen mukaan normaalilaatuisen jännitteen vaihteluväli on -10/+6 prosenttia (207 – 244 V). (Lakervi 2008, Partanen 2010a)

2.2 Teho- ja energiahäviöt

Energian muuntumisessa ja sen siirrossa paikasta toiseen syntyy aina häviöitä. Muuntajien ja johtojen tehohäviöt vaikuttavat suuresti sähkönjakelun taloudellisuuteen ja ne voivat aiheuttaa niin korkeita lämpötiloja, että eristykset saattavat vahingoittua. Muuntajien häviöt koostuvat kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviöistä, mutta sähkönjakelujohdoissa oletetaan esiintyvän vain kuormitushäviöitä, koska tyhjäkäyntihäviöiden merkitys on vähäinen. Johdon kuormitushäviö eli häviöteho P_h voidaan laskea yhtälöllä:

$$P_h = 3I^2R, \tag{3.3}$$

jossa I on virta ja R johdon resistanssi. Muuntajan kuormitushäviö P_k saadaan ratkaistua yhtälöllä:

$$P_k = \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 P_{kN}, \tag{3.4}$$

jossa S on muuntajan kuorma, S_n nimellisteho ja P_{kN} nimelliskuormitushäviö. Muuntajan kuormitushäviöt saadaan ratkaistua muuntajan kilpiarvojen ja yhtälön 3.4 avulla. Muunta-

jan tyhjäkäyntihäviöitä ei tarvitse laskea erikseen, sillä myös tyhjäkäyntihäviöt ilmoitetaan muuntajan kilpiarvoissa. (Lakervi 2008)

Häviökustannusten määrittämiseksi tarvitaan muuntajissa ja johdoilla syntyvät energiahäviöt. Häviöteho vaihtelee ajallisesti ja vuoden aikana syntyvät energiahäviöt W_h voidaan laskea käyttäen yhtälöä:

$$W_h = \int_0^t P_h(t)dt \approx P_{h,max} t_h, \tag{3.5}$$

jossa t on aika, P_h häviöteho, $P_{h,max}$ huippuhäviöteho ja t_h häviöiden huipunkäyttöaika. Yhtälön 3.5 integraalin avulla saadaan tarkka häviöenergian määrä, mutta toimenpide on työläs, koska johdon häviötehon arvo pitäisi tietää vuoden jokaisena hetkenä ja nämä häviötehot tulisi summata. Verkostotietojärjestelmät hyödyntävät tätä periaatetta, tosin ne redusoivat tarkasteltavia ajanjaksoja. Käsin laskettaessa energiahäviöt voidaan määrittää yhtälön 3.5 likiarvolla kertomalla vuoden huippuhäviöteho häviöiden huipunkäyttöajalla. Tyypilliset häviöiden huipunkäyttöajat esitetään taulukossa 3.1. Taulukosta havaitaan, että muuntajan tyhjäkäyntihäviöiden huipunkäyttöaikana käytetään koko vuoden tunteja (8760 h) ja muiden verkon osien huipunkäyttöajoissa esiintyy pientä variaatiota. (Lakervi 2008)

Taulukko 3.1: Häviöiden huipunkäyttöajat. (Lakervi 2008)

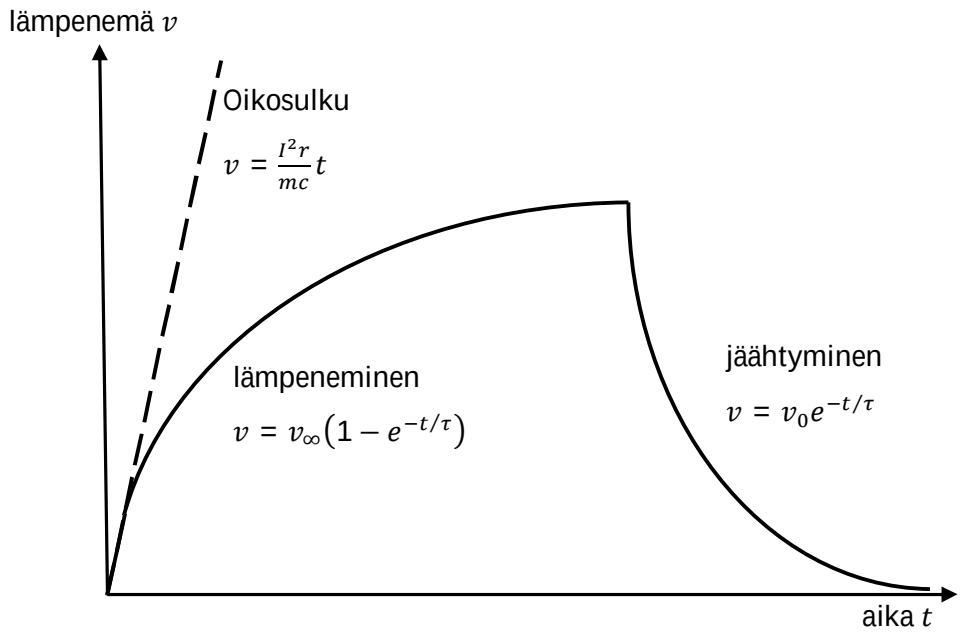
Verkon osa	Häviöiden huipunkäyttöaika [h/a]
Pienjänniteverkko	700 – 1000
Keskijänniteverkko	2000 – 2500
Sähköasema	3000 – 3500
Muuntaja (tyhjäkäyntihäviöt)	8760

Teho- ja energiahäviöt lasketaan pituusyksikköä kohti ja niissä voi esiintyä erittäin suuria arvoja moitteettomillakin johdoilla. Häviöt eivät paljastu asiakkaille, joten verkon kunnon seurannassa ei voida käyttää asiakasvalituksia häviöiden osalta. Jos verkon häviötehoja ei ole valvottu aikaisemmin systemaattisesti verkostolaskennalla eli häviötehojen valvonta on ollut puutteellista, suurimmat häviöt esiintyvät yleensä hyvin suuripoikkipintaisissa runkojohdoissa. (Lakervi 2008)

2.3 Kuormitettavuus

Muuntajien ja johtojen häviöt ovat lähes kokonaan sähköenergian muuntumista lämpöenergiaksi. Lämpöenergia nostaa laitteen tai johdon lämpötilan ympäristön lämpötilaa korkeammaksi ja lämpötilan nousunopeus riippuu johdon tai laitteen lämpöteknisistä omi-

naisuuksista sekä lämpötehosta. Jos lämpötila pääsee nousemaan liian korkeaksi, eristyksen vanheneminen nopeutuu ja kaapeli tai laite voi jopa tuhoutua. Lisäksi johdinmateriaalin ominaissuureet voivat huonontua ja suuri ylivirta voi jopa sulattaa johdinmetallin. Johtimelle saadaan lämpenemisfunktio, kun johtoa lämmittävä häviöteho ja johdon pinnalta poistuva jäähdyttävä teho tiedetään. Tehojen erotuksena saadaan teho, joka siirtyy johdinmassaan lämmittämään sitä. Johtimen pinnalta johtuva lämpöteho on verrannollinen
johdon ulkopinnan eli vaipan lämpenemään ja alaan. Kuvassa 3.2 esitetään avojohdon lämpötilan käyttäytymistä, kun johdon kuormitusta muutetaan askelmaisesti. (Lakervi 2008)



Kuva 3.2: Avojohdon johtimen lämpötila ajan suhteen, kun johdon siirtämää virtaa muutetaan askelmaisesti.

Johtimille on olemassa suurimmat sallitut jatkuvan tilan lämpötilat sekä hetkelliset lämpötilat, jotka määräävät kunkin johtimen sallitut oikosulku- ja kuormitusvirrat. Sallitut arvot on määritetty, jotta johtimen toimivuus voidaan taata ja sen sulaminen ja tuhoutuminen estää. Suurimmat johtimelle sallitut jatkuvan tilan lämpötilat ovat yleensä +80 ºC luokkaa ja hetkelliset lämpötilat +160 – 180 ºC luokkaa. Taulukossa 3.2 on esitetty muutamien valmistajien ilmoittamien keskijännitejohtojen ja -kaapelien sallittuja kuormitus- ja oikosulkuvirtoja. Maakaapelien kuormitettavuus on heikompi ja jäähtymisaikavakio pidempi verrattuna saman poikkipinnan omaaviin avojohtoihin. (Lakervi 2008)

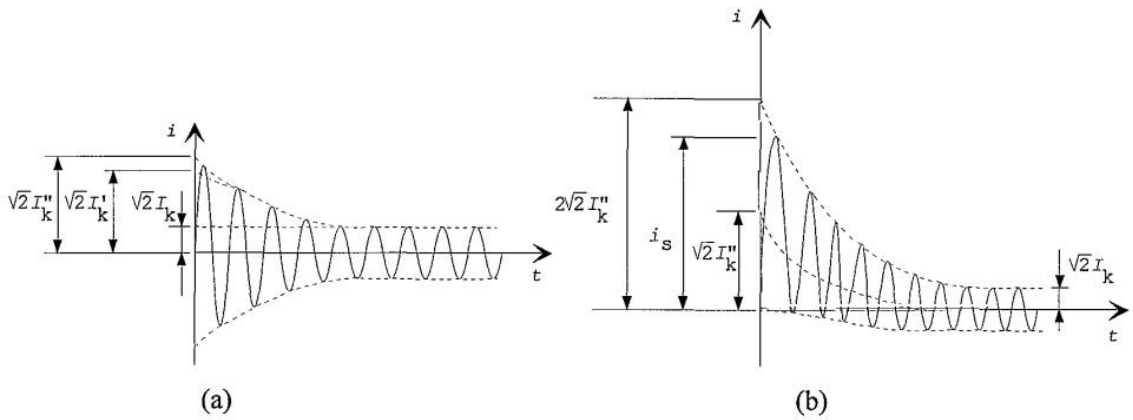
Taulukko 3.2: Eräiden 20 kV kaapelin ja avojohdon sallitut kuormitus- ja oikosulkuvirrat. (Lakervi 2008, Prysmian 2013)

Johdin tai kaapeli	Sallittu jatkuva kuormitusvirta [A]	Sallittu 1 s:n oikosulkuvirta [kA]	Jäähtymis-aikavakio [min]
Sparrow (Al/Fe 34/6)	210	3,2	4
Raven (Al/Fe 54/9)	280	5,1	6
Al 132	495	11,6	10
PAS 70	310	6,4	10
PAS 120	430	11,0	15
AHXAMK-W 3*95	235	8,9	40
AHXAMK-W 3*120	265	11,3	47
AHXAMK-W 3*185	330	17,4	53
AHXAMK-W 3*240	385	22,6	60

2.4 Oikosulkukestoisuus

Ulkoinen kosketus tai eristysvika voi aiheuttaa jakeluverkon virtapiirin sulkeutumisen suoraan tai jonkin vikaimpedanssin (esimerkiksi valokaaren) kautta. Oikosulku voi muodostua kahden tai kolmen vaiheen välille, mikä aiheuttaa verkkoon kuormitusvirtaa suuremman oikosulkuvirran. Kun vika sattuu maan ja vaihejohtimen välille, puhutaan maasulusta ja maasulun vikavirran suuruus riippuu verkon tähtipisteen maadoitustavasta. Vikatilanteet saattavat aiheuttaa johtojen ja laitteiden ylikuumenemista, henkilövahinkoja sekä keskeytyksiä ja häiriöitä sähkönjakelussa. Rele- ja sulakesuojauksella varmistetaan, että vioittunut virtapiirin osa kytkeytyy irti sähkönsyötöstä. Yleensä oikosulkuvirran laskemiseen käytetään Theveninin menetelmää, jonka laskentaan tarvitaan vikapaikan jännite sekä vikapaikasta näkyvä verkon impedanssi. (Lakervi 2008)

Tahtigeneraattorin syöttämän oikosulkuvirran luonne on esitetty kuvassa 3.3. Kuvasta nähdään, että vikavirran ensimmäisiin jaksoihin vaikuttaa vian syntymishetki eli jännitteen hetkellisarvo. Syntymishetken lisäksi vikavirran ensimmäisiin jaksoihin vaikuttaa myös pyörivien koneiden pieni alkuimpedanssi. Kuvan 3.3 mukaan muutaman vikavirran jakson jälkeen virta muuttuu symmetriseksi nolla-arvonsa suhteen ja alenee muutostilan jälkeen jatkuvan tilan arvoonsa. Jakeluverkkojen oikosulkulaskennassa määritetään vikavirran muutosarvo sekä jatkuvan tilan arvo. Kun suojausaika on lyhyt (<0,5 s), kiinnostavin arvo on muutostilan arvo ja pidemmillä laukaisuajoilla jatkuvan tilan arvo kiinnostaa. Oikosulkulaskelmien tulosten perusteella voidaan arvioida katkaisijoiden katkaisukykyä, laitteiden mekaanista kestoisuutta sekä vikavirran aiheuttamia lämpötilamuutoksia johdoille ja laitteille. (Huotari 1998, Lakervi 2008)



Kuva 3.3: Oikosulkuvirta eri oikosulun syntyhetkillä: symmetrinen oikosulkuvirta (a) ja epäsymmetrinen oikosulkuvirta (b). I_k'' on alkuoikosulkuvirta, I_k' muutosoikosulkuvirta, I_k jatkuvan tilan oikosulkuvirta ja i_s sysäysoikosulkuvirta eli oikosulkuvirran huippuarvo. (Huotari 1998)

Kolmivaiheinen vikavirta $\underline{I}$ voidaan laskea yksivaiheisen sijaiskytkennän avulla käyttäen yhtälöä:

$$\underline{I} = \frac{\underline{U_v}}{\underline{Z_f}+\underline{Z_i}}, \tag{3.6}$$

jossa $\underline{U_f}$ on vikapaikan vaihejännite ennen vikaa, $\underline{Z_f}$ vikaimpedanssi ja $\underline{Z_i}$ verkon impedanssi laskettuna vikakohdasta. Kaksivaiheisen oikosulun vikavirta saadaan, kun yhtälö 3.6 kerrotaan $\sqrt{3}/2$:lla. Yksivaiheisen maasulun vikavirta tähtipisteestä maadoitetun verkon tapauksessa voidaan laskea myös käyttäen yhtälöä 3.6, mutta siinä kokonaisimpedanssiin täytyy lisätä maapiirin sekä tähtipistemaadoituksen impedanssit. Oikosulkuvirtalaskenta on tärkeää, koska tuloksia käytetään oikosulkusuojauksen asetteluarvojen ja johdinten oikosulkukestoisuuksien määrittämiseen sekä laskennalliseen vikapaikkojen paikantamiseen. (Lakervi 2008)

Verkon oikosulkuvirrat mitataan ja niitä verrataan johtimien oikosulkukestoisuuksiin, jotta ongelmalliset johto-osat selviävät. Suuria oikosulkuvirtoja esiintyy syöttöpisteiden lähellä, joten erityisesti siellä esiintyy ongelmallisia johto-osia, jotka täytyy vahvistaa. Jotta johtojen vahvistaminen kattaisi riittävän laajan alueen, myös saneerauksen jälkeisen tilanteen oikosulkuvirtakestoisuus on tarkistettava. Usein johdinvaihtoa edullisemmaksi tulee releen laukaisurajan asettelun muuttaminen tai releistyksen uusiminen. Maasulkuvirran arvon tunteminen on tärkeää maadoitusresistanssien ja releasettelujen ohjearvojen määrittämiseksi. (Lakervi 2008)

3 VERKON TALOUDELLISUUSLASKELMAT JA LASKENTAPARAMETRIEN MÄÄRITYS

Verkoston kehittämisen tavoitteena on, että pitkän aikavälin kustannukset saadaan minimoitua huomioiden tekniset reunaehdot ja samalla jakeluverkostoon sitoutuneen pääoman tuotto pyritään maksimoimaan. Taloudellisuus nousee vahvasti esille verkkojen kehittämisessä, koska käytettävyysongelmat ilmenevät yleensä alueilla, joiden kasvu on hyvin pientä tai negatiivista. Tällaisia alueita ovat esimerkiksi useat maaseudun avojohtoverkot. Tutustutaan tärkeimpiin verkostosuunnittelussa käytettäviin taloudellisuuslaskennan menetelmiin eli kustannusten nykyarvoon ja annuiteettiin, keskeytyskustannuksiin sekä johtimen taloudelliseen mitoitukseen. Esitetään lisäksi regulaatiomallin pääpiirteet, hintojen inflaatiokorjausten laskenta, verkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvojen määritykset sekä sähkön toimitusvarmuutta kuvaavat tunnusluvut. Lopuksi määritetään Eltelin verkostosuunnittelussa käyttämät laskentaparametrit. (Lakervi 2008, Lassila 2013)

3.1 Nykyarvo ja annuiteetti

Taulukossa 4.1 esitetään sähkönjakeluverkkoon liittyvät kustannukset ja niiden luonteet. Taulukosta nähdään, että verkon ja sen komponenttien kustannukset koostuvat investointi-, keskeytys-, häviö- ja ylläpitokustannuksista ja että kustannusten luonne jakaantuu kiinteiksi ja muuttuviksi sekä kerta- ja jaksollisiksi kustannuksiksi. Investoinnit ovat luonteeltaan kertakustannuksia, mutta muut komponentin eliniän aikana syntyvät kustannukset ovat jaksollisia eli ne käsitellään koko käyttöjakson ajan esimerkiksi vuotuiskustannuksina. Eri kustannuslajit täytyy tehdä vertailukelpoisiksi, jotta verkon kehittämisvaihtoehtojen taloudellisuutta voitaisiin vertailla. Kustannukset saadaan vertailukelpoisiksi käyttämällä nykyarvo- tai annuiteettimenetelmää. Muitakin menetelmiä on olemassa, mutta mainitut menetelmät ovat käytetyimmät verkostosuunnittelussa. (Lakervi 2008)

Taulukko 4.1: Sähkönjakeluverkon kustannuslajit ja niiden luonne. (Lakervi 2008)

	Kiinteä	Muuttuva	Kerta	Jaksollinen
Investoinnit	■		■	
Keskeytyskustannukset		■		■
Kuormitushäviöt		■		■
Tyhjäkäyntihäviöt	■			■
Ylläpito	■			■

Nykyarvomenetelmässä lasketaan jaksollisten kustannusten nykyarvo koko käyttöajalta. Yksittäisen vuoden kustannusten nykyarvo NA voidaan ratkaista yhtälöllä:

$$NA = \frac{1}{(1+p/100)^t}, \tag{4.1}$$

jossa p on korkoprosentti ja t aika vuosina. Yhtälöllä 4.1 saadaan tulokseksi rahamäärä, joka antaa ajan t päästä korolle korkoa laskien sellaisen rahasumman, että kyseessä oleva kustannus saadaan maksettua sillä. Kustannusten nykyarvo pienenee, kun aikajakso pitenee ja/tai korko suurenee. Yleensä yksittäisen vuoden nykyarvo ei ole kiinnostava, vaan halutaan tietää kaikkien suunnittelujakson vuosien kustannusten nykyarvo. Tällöin jokaisena vuotena syntyvät nykyarvot diskontataan nykyhetkeen. Verkostosuunnittelussa suunnitelmat tehdään yleensä 20 – 40 vuodeksi eteenpäin ja jaksollisten häviökustannukset muuttuvat kuormituksen funktiona, joten jokaisen vuotuiserän nykyarvon laskeminen yhtälöä 4.1 käyttäen olisi hyvin työlästä. Laskennan helpottamiseksi kuormitusten kasvun oletetaan pysyvän suunnitteluajanjakson ajan vakiona ja laskelmat voidaan suorittaa käyttäen kapitalisointikertoimia. (Lakervi 2008)

Kertomalla ensimmäisen vuoden kustannuserä K_1 kapitalosointikertoimella κ saadaan tulokseksi koko ajanjakson vuotuisten kustannusten nykyarvo K_{NA}:

$$K_{NA} = \kappa K_1. \tag{4.2}$$

Kuormitusten kasvun pysyessä vakiona koko tarkastelujakson ajan kapitalisointikerroin määritetään yhtälöiden 4.3 – 4.6 avulla:

$$\psi = \frac{\beta^2}{\alpha} \tag{4.3}$$

$$\alpha = 1 + \frac{p}{100} \tag{4.4}$$

$$\beta = (1 + \frac{r}{100})^2 \tag{4.5}$$

$$\kappa = \psi \frac{\psi^T - 1}{\psi - 1}, \tag{4.6}$$

joissa p on korko prosentteina, r tehonkasvu prosentteina vuodessa ja T investointijakson kokonaispituus vuosissa. Tulevaisuuden tehonkasvua voidaan mallintaa myös kaksiportaisena siten, että tehonkasvu on aluksi r verran vuodessa ajan t', jonka jälkeen tehonkasvu pysähtyy eli r = 0 %/a. Tällöin kapitalisointikerroin määritellään yhtälöiden 4.7 – 4.9 avulla:

$$\psi_1 = \frac{\beta^2}{\alpha} \tag{4.7}$$

$$\psi_2 = \frac{1}{\alpha} \tag{4.8}$$

$$\kappa = \psi_1 \frac{{\psi_1}^{t'-1}}{\psi_1 - 1} + \beta^{2t'} \frac{1}{\alpha^{t'}} \psi_2 \frac{{\psi_2}^{T-t'}-1}{\psi_2 - 1}, \tag{4.9}$$

joissa t' on kaksiportaisen investointijakson alkuosa vuosina ja T investointijakson kokonaispituus. Edellä esitettyjä yhtälöitä voidaan käyttää suoraan kuormitushäviöiden laskentaan, mutta soveltaen niitä voidaan käyttää myös tyhjäkäyntihäviöiden ja keskeytyskustannusten nykyarvojen laskennassa. Tyhjäkäyntihäviöiden tapauksessa yhtälön 4.7 muuttujaan β vaikuttava tehonkasvu r = 0 %/a, koska tyhjäkäyntihäviöt pysyvät aina vakiona. Keskeytyskustannukset taasen ovat suoraan verrannollisia tehonkasvuun, joten yhtälön 4.7 osoittajan neliöllisyys on jätettävä laskuista pois. (Lakervi 2008)

Investointikustannukset (kertaluontoiset kustannukset) voidaan jaksottaa koko käyttöajalle vuosittaisiksi kustannuksiksi annuiteettimenetelmällä. Annuiteetti on tasasuuruinen vuotuinen kustannuserä, jolla pääoma saadaan kuoletettua ja vuosittaiset korkokulut maksettua pitoajan aikana. Annuiteetti ε saadaan ratkaistua yhtälöllä:

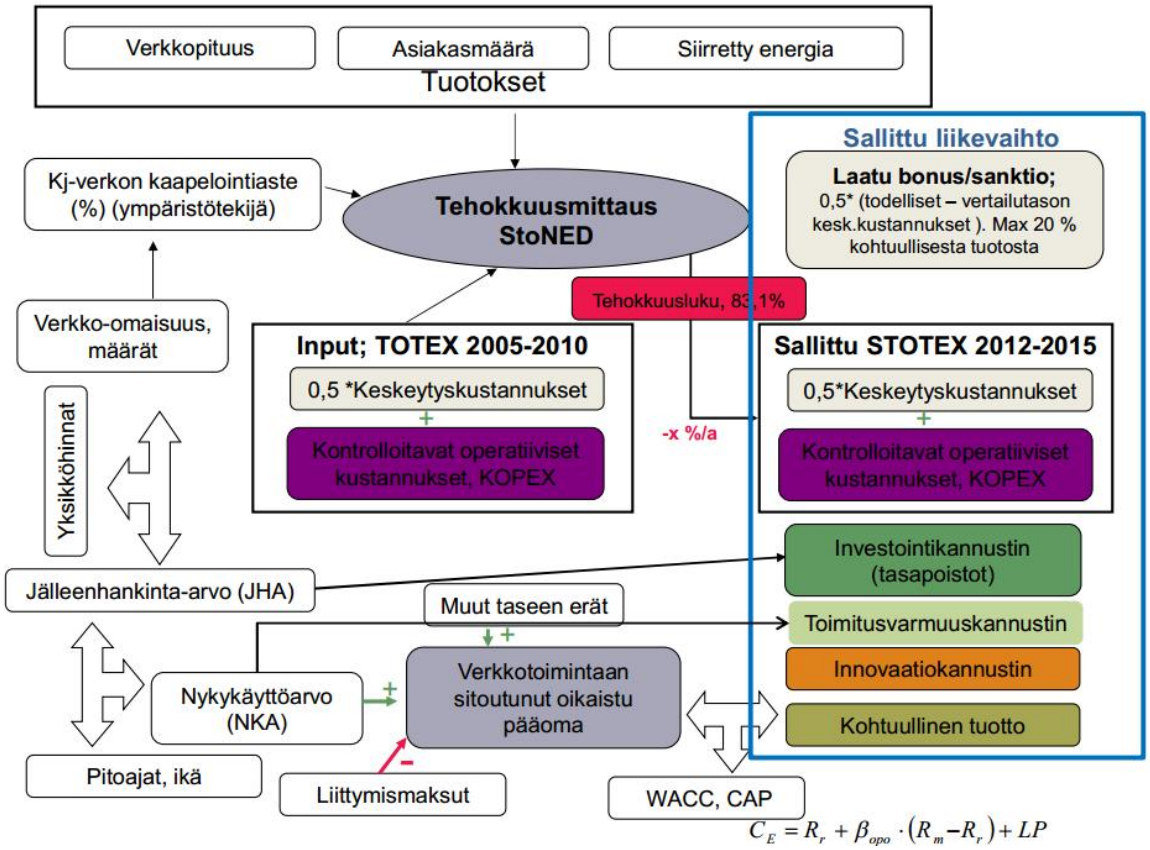
$$\varepsilon = \frac{p/100}{1 - \frac{1}{(1+p/100)^t}}, \tag{4.10}$$

jossa p on korkotaso prosentteina ja t investoinnin tarkasteluaika vuosina. Pitkillä käyttöajoilla (30 – 40) annuiteetin suuruus riippuu lähes kokonaan korkoprosentista ja lyhyillä aikaväleillä vuotuinen pääoman lyhennys on määräävässä roolissa. Annuiteettimenetelmää käytetään verkostosuunnittelussa mm. johdinvaihdon tai verkostoautomaation kannattavuuden tarkasteluun. Kun investoinnin annuiteetti on saatu laskettua, sitä verrataan investoinnilla saavutettaviin vuosittaisiin säästöihin häviö- ja keskeytyskustannuksissa. Jos investoinnin annuiteetti on pienempi kuin sillä saavutettavat säästöt vuodessa, investointi on taloudellisesti kannattava. (Lakervi 2008)

3.2 Regulaatiomalli

Energiavirasto (EV), entiseltä nimeltään Energiamarkkinavirasto (EMV), valvoo sähköverkkoliiketoimintaa Suomessa kohtuullisen hinnoittelun takaamiseksi. EV kerää ja tilastoi vuosittain yrityksiltä verkon toimitusvarmuutta kuvaavia tunnuslukuja keskeytysten kestoista ja määristä sekä aika- ja pikajälleenkytkennöistä. Toimitusvarmuustunnuslukujen avulla voidaan määrittää jokaiselle yhtiölle sallitut liikevaihdot. Sallitun tuoton lisäksi val-

vonnan kohteena ovat yhtiön operatiiviset kustannukset sekä keskeytyskustannukset. Valvontamallia kutsutaan regulaatiomalliksi ja se toteutetaan neljän vuoden valvontajaksoissa. Tällä hetkellä on menossa kolmas valvontajakso, joka kattaa vuodet 2012 – 2015. Kuvassa 4.1 esitetään regulaatiomallin rakenne. Regulaatiomallin pääpiirteet ovat seuraavat: sallittu tuotto määritetään kullekin yhtiölle verkon nykykäyttöarvon ja WACC-prosentin (pääoman keskimääräinen kustannus) avulla, kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset (KOPEX) määritetään vuosien 2005 – 2010 keskiarvotietojen perusteella, operatiivisiin kustannuksiin (OPEX) kohdistuu yleinen verkon nykykäyttöarvosta (NKA) riippuva tehostamistavoite ja poistotasona käytetään verkon jälleenhankinta-arvosta (JHA) riippuvaisia tasapoistoja. Kohtuullisen tuoton lisäksi EV:n regulaatiomalli määrittää verkkoyhtiöille innovaatiokannustimet sekä verkon nykykäyttöarvosta (NKA) riippuvan toimitusvarmuuskannustimen. (EMV 2013, Partanen 2014)



Kuva 4.1: Verkkoliiketoiminnan valvonnan regulaatiomalli Suomessa. (Partanen 2014)

Kuvasta 4.1 havaitaan, että keskeytyskustannukset vaikuttavat regulaatiomallin tehostamistavoitteen mukaisiin tehostamiskustannuksiin (TOTEX) ja verkonhaltijan kohtuullisiin tehostamiskustannuksiin (STOTEX). Lisäksi keskeytyskustannukset vaikuttavat välillisesti valvontamallin STOTEX-tasoon tehokkuusmittauksen kautta sekä todelliset ja referenssi-

eli vertailutason keskeytyskustannukset vaikuttavat valvontamallin laatubonukseen tai -sanktioon (korkeintaan 20 prosenttia kohtuullisesta tuotosta). Tehokkuusmittauksessa käytetään kustannustekijänä keskeytyskustannusten vuosien 2005 – 2010 keskiarvoa ja samaa keskiarvoa käytetään myös kohtuullisten keskeytyskustannusten vertailutasona. Vuosittaisia keskeytyskustannuksia verrataan referenssitasoon ja tuloksen perusteella määritetään yhtiön laatubonus tai –sanktio. (EMV 2013, Partanen 2014)

Toimitusvarmuuskannustin huomioi sähkönjakeluverkon toimitusvarmuuden parantamiseksi toteutettavat ennenaikaiset korvausinvestoinnit. Ennenaikaisessa korvausinvestoinnissa korvattavien 0,4 kV ja 20 kV verkkokomponenttien NKA- jäännösarvo hyväksytään toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa alaskirjaukseksi eli verkkotoiminnan toteutunutta oikaistua tulosta laskettaessa liikevoitosta vähennetään toimitusvarmuuskannustimen vaikutus. NKA- jäännösarvo tarkoittaa verkkokomponentin alaskirjaushetken nykykäyttöarvoa, joka jää jäljelle korvatessa komponentti ennen komponentin pitoajan päättymistä toimitusvarmuuden parantaseksi. Alaskirjaus koskee 0,4 kV ja 20 kV ilmajohtoja, pylväsmuuntamoita sekä johtoerottimia ja kauko-ohjattuja erotinasemia. Mikäli puretun verkon komponentti otetaan uudelleen käyttöön toisaalla, verkonhaltija ei voi alaskirjata tämän komponentin NKA- jäännösarvoa. (EMV 2013)

Energiavirasto on julkaissut ensimmäisen version suuntaviivoista valvontamenetelmiksi neljännelle ja viidennelle valvontajaksolle. Neljäs valvontajakso käsittää vuodet 2016 – 2019 ja viides vuodet 2020 – 2023. Suuntaviivojen mukaan valvontamenetelmiin ei ole tulossa suuria muutoksia ja Energiavirastolle toimitettavien selvitysten rakenne pysyykin pääsääntöisesti samana. Keskeisimmät muutokset koskevat ylijäämän sekä toteutuneen oikaistun tuloksen laskentaa. Neljännestä valvontajaksosta alkaen otetaan ali- tai ylijäämä laskennassa huomioon ylijäämän mahdollinen korkoseuraamus. Mikäli valvontajakson aikana toteutunut oikaistu tulos ylittää kohtuullisen tuoton määrän vähintään viidellä prosentilla, täytyy ylijäämästä maksaa korkoa. Korkoseuraamus huomioidaan valvontapäätöksessä laskettaessa seuraavalle valvontajaksolle siirtyvää ali- tai ylijäämää. Seuraavalla valvontajaksolla toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa huomioidaan nykyisen valvontamallin tekijöiden lisäksi palautuksena kuluiksi kirjattujen komponenttien kustannukset ja vähennyksenä muihin tuottoihin kirjattu verkonosuuden myyntivoitto tai palautuksena muihin kuluihin kirjattu verkonosuuden myyntitappio. (EV 2015b)

Neljännellä ja viidennellä valvontajaksolla ei enää käytetä rakennuskustannusindeksin kokonaisindeksin muutosta verkkoon sitoutuneen oikaistun pääoman inflaatiokorjauksessa, vaan kaikkiin inflaatiokorjauksiin käytetään kuluttajahintaindeksin kokonaisindeksin muutosta. Laskentaparametrit päivitetään vastaamaan valvontajakson ensimmäisen vuoden tasoa. Neljännen valvontajakson parametrit on annettu valvontamenetelmien suuntaviivoissa ja viidennen jakson parametrit päivitetään vuoden 2019 tehtävän selvityksen pohjalta. Suurin muutos kolmannen ja neljännen valvontajakson parametreissa on kohtuullisen tuottoasteen laskennassa käytettävissä kiinteissä pääomarakenteissa. Kolmannella valvontajaksolla pääomarakenne on 30/70 (velat/oma pääoma) ja neljännellä 45/55. Lisäksi ikätietojen määritykseen on tulossa muutos niiden komponenttien osalta, joille ei ole merkattu ikätietoa ja joille ei voida määrittää ikää syöttävän lähiverkon iästä. Nykyisin näiden komponenttien iäksi merkataan 70 prosenttia, neljännellä valvontajaksolla 90 prosenttia ja viidennellä valvontajaksolla sata prosenttia komponentin pitoajasta. (EV 2015b)

3.3 Keskeytyskustannukset

Verkostosuunnittelussa mitataan rahassa investointi- ja häviökustannusten lisäksi myös keskeytyskustannukset. Keskeytyskustannusten määrittäminen on tärkeää, koska kustannuksia käytetään mm. verkon kaapeloinnin, kauko-ohjattujen kytkinlaitteiden ja varayhteyksien kannattavuuden selvittämiseen. Analysointi voidaan tehdä, kun tiedetään saneerausvaihtoehtojen vaikutus asiakkaiden keskeytysaikoihin sekä keskeytyksen takia toimittamatta jääneen sähkön (TJS) määrä. Laskennassa täytyy muistaa käyttää oikeaa yksikköhintaa tulosten oikeellisuuden varmistamiseksi. KAH eli keskeytyksistä aiheutuvan haitan arvo kuvaa verkonhaltijan verkkoalueella tapahtuvien keskeytysten aiheuttamaa haittaa asiakkaille. Sähkönkäyttäjien kokemista keskeytyksistä suurin osa aiheutuu KJ-verkossa. KAH-arvo on kaksinkertaistunut vuosikymmenen aikana, minkä vuoksi verkkoyhtiöt haluavat itsekin uusia kustannustehokkaita verkonkehittämisratkaisuja käyttövarmuuden parantamiseksi. (Lakervi 2008, Lassila 2013)

Sähköverkkoyhtiön asiakkaalle toimittamaa energiayksikköä kohti laskettu katetuotto määrää toimittamatta jääneen sähkön arvostuksen alarajan. Keskeytyksistä aiheutuneen haitan arvostus on TJS:ä ja ostetun sähkön kokonaishintaa oleellisesti suurempi, koska jo lyhyt aikainen keskeytys voi aiheuttaa asiakkaalle tuotantohäiriöitä. KAH huomioi sekä suunnitellut että suunnittelemattomat keskeytykset jälleenkytkentöineen siten, että keskeytysten haitta-arvo on erisuuruinen jokaiselle sähkönkäyttäjätyypille.

Sähkönkäyttäjätyypit ja niiden KAH-arvot vuoden 2005 rahanarvossa on esitetty taulukossa 4.2. Keskeytykset jaetaan vika- ja työkeskeytyksiin sekä pikajälleenkytkentöihin (PJK) ja aikajälleenkytkentöihin (AJK). Lisäksi vika- ja työkeskeytykset jaetaan keskeytystehon ja keskeytysenergian mukaan laskettaviin kustannuksiin. Taulukon 4.2 arvoista nähdään, että keskeytyksistä aiheutuu eniten haittaa palvelu-, teollisuus- ja julkiselle sektorille. (Lakervi 2008)

Taulukko 4.2: KAH-arvot eri sähkönkäyttäjätyypeille vuoden 2005 rahanarvossa. (Lakervi 2008)

	Vikakeskeytys		Työkeskeytys		PJK	AJK
Sähkönkäyttäjä	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW
Kotitalous	0,36	4,29	0,19	2,21	0,11	0,48
Maatalous	0,45	9,38	0,23	4,80	0,20	0,62
Teollisuus	3,52	24,45	1,38	11,47	2,19	2,87
Julkinen	1,89	15,08	1,33	7,35	1,49	2,34
Palvelu	2,65	29,89	0,22	22,82	1,31	2,44

Keskeytyskustannukset voidaan laskea myös muuntopiirikohtaisesti. Yhden muuntopiirin keskeytyskustannukset K_m saadaan summaamalla erilaisten asiakasryhmien keskeytyskustannukset:

$$K_m = \sum m_j \Delta P_j t_j KAH, \tag{4.11}$$

jossa m_j on muuntopiirin tietyn asiakasryhmän sähkönkäyttäjien määrä, ΔP_j keskiteho asiakasta kohden, t_j asiakkaan vuotuinen keskeytysaika ja KAH taulukon 4.2 mukainen KAH-arvo käyttäjäryhmälle. Yhtälön 4.11 asiakasmäärän m_j ja keskitehon ΔP_j tulon voi korvata suoraan myös koko asiakasryhmän keskiteholla ΔP. Koko verkkoyhtiön tai tietyn verkkoalueen vuotuinen keskeytyksistä aiheutunut haitta voidaan laskea summaamalla yhtälöllä 4.11 saadut muuntopiirikohtaiset keskeytyskustannukset. (Partanen 2008)

Regulaatiomallin mukaisessa keskeytyskustannusten laskennassa ei tarvitse huomioida sähkönkäyttäjätyyppejä, vaan Energiavirasto on määrittänyt kaikille sähkönkäyttäjille sovellettavat KAH-arvot. Energiamarkkinaviraston määrittämät keskeytysten aiheuttaman haitan arvostamisessa käytettävät hinnat vuoden 2005 rahanarvossa esitetään taulukossa 4.3. (EMV 2013)

Taulukko 4.3: Sähköntoimituksessa tapahtuneiden keskeytysten aiheuttaman haitan arvostamisessa käytettävät hinnat vuoden 2005 rahanarvossa. (EMV 2013)

Vikakeskeytys		Työkeskeytys		PJK	AJK
€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW
11,0	1,1	6,8	0,5	1,1	0,55

Tarkasteltaessa säteittäisesti käytettävää KJ-johtolähtöä, voidaan johtolähtöön liitettyjen sähkönkäyttäjän kokemien keskeytysten määrä f_j, vuotuinen keskeytysaika V_j, keskeytyksen keskimääräinen kesto t_j, toimittamatta jäänyt energia E_j sekä keskeytyskustannukset K_j laskea yhtälöiden 4.12 – 4.16 avulla:

$$f_j = \sum_{i \in I} f_i \tag{4.12}$$

$$V_j = \sum_{i \in I} f_i t_{ij} \tag{4.13}$$

$$t_j = \frac{V_j}{f_j} \tag{4.14}$$

$$E_j = f_j t_j \Delta P_j \tag{4.15}$$

$$K_j = \sum_{i \in I} f_i \left(h_{kW} + h_{kWh}(t_{ij}) t_{ij}\right) \Delta P, \tag{4.16}$$

joissa alaindeksi j kuvaa sähkönkäyttäjää eli asiakasta ja i verkkokomponenttia. Yhtälöissä 4.12 – 4.16 f on vikataajuus eli keskeytysten määrä vuodessa, t vian aiheuttama keskeytysaika, ΔP keskimääräinen keskeytysteho, h_{kW} keskeytystehon haitta-arvo ja h_{kWh} keskeytysenergian haitta-arvo. Yhtälön 4.16 avulla voidaan laskea sekä vika- että työkeskeytyksistä aiheutuneet kustannukset, kun vikataajuus ja hinnat vastaavat kyseessä olevaa keskeytystyyppiä.

Pikajälleenkytkentöjen keskeytyskustannukset K_{PJK} voidaan laskea yksinkertaisesti käyttäen yhtälöä:

$$K_{PJK} = f_{PJK} \Delta P h_{PJK}, \tag{4.17}$$

jossa f_{PJK} on PJK:n vikataajuus, ΔP johtolähdön keskimääräinen keskeytysteho ja h_{PJK} PJK:n hinta kilowattituntia kohden. Aikajälleenkytkentöjen keskeytyskustannukset K_{AJK} voidaan laskea yhtälöllä 4.17, kun vikataajuus ja hinta vaihdetaan AJK:n arvoiksi. Kokonaiskeskeytyskustannukset saadaan vika- ja työkeskeytysten sekä pika- ja aikajälleenkytkentöjen keskeytyskustannusten summana.

Keskeytysten vuotuinen määrä voidaan laskea verkko-osan pituuden ja johtojen keskeytystaajuuden tulona. Taulukossa 4.4 esitetään löyhästi Sener ry:n keskeytystilastoon perustuvat keskijänniteverkon johtotyyppien keskeytystaajuudet sataa kilometriä kohden. Johtolähtökohtainen vikataajuus f_i voidaan laskea yhtälöllä:

$$f_i = \frac{l_i}{100} f_{i,100km}, \tag{4.18}$$

jossa l_i on verkon osan pituus ja $f_{,100km}$ on taulukon 4.4 mukainen keskeytystaajuus sataa kilometriä kohden. Kokonaisvikataajuus kullekin keskeytystyypille saadaan summaamalla verkon osien vikataajuudet. Pysyvien vikojen ja työkeskeytysten vikataajuus kilometriä kohden saadaan laskettua jakamalla vikojen vuotuinen lukumäärä johtolähdön pituudella. (Lakervi 2008, Partanen 2010a)

Taulukko 4.4: Keskijänniteverkon keskeytystaajuudet. (Partanen 2006)

[kpl/100 km,a]	Pysyvät viat	Työkeskeytykset	PJK	AJK
Avojohto				
metsä	7	2	50	20
tienvarsi	3	2	40	16
pelto	1	2	30	12
Päällystetty avojohto				
metsä	4	2	10	4
tienvarsi	2	2	10	4
pelto	1	2	10	4
Maakaapeli	1	1	-	-

3.3.1 Hintojen inflaatiokorjaus

Energiavirasto huomioi kohtuullisen tuoton laskennassa inflaation vaikutuksen eli vuotuisen rahanarvon muutoksen inflaatiokorjauksen avulla. Inflaatiokorjaus tehdään vuosittain joko rakennuskustannusindeksin tai kuluttajahintaindeksin avulla tapauksesta riippuen. Sähköverkkoon sitoutuneen oikaistun pääoman inflaatiokorjaukseen käytetään rakennuskustannusindeksin (RKI) kokonaisindeksin muutosta ja laatu- ja tehostamiskannustimen inflaatiokorjauksessa taasen kuluttujahintaindeksin (KHI) kokonaisindeksin muutosta. Verkonhaltijat tietävät inflaatiokorjaukseen käytettävät luvut etukäteen, koska esimerkiksi vuoden 2015 rahanarvoa vastaava indeksi on RKI:n vuoden 2014 huhti-kesäkuun indeksien keskiarvo. (EMV 2013)

Rakennuskustannusindeksin RKI muutos vuodelle t voidaan määrittää yhtälöllä:

$$\Delta RKI_t = \frac{RKI_{t-1}}{RKI_{t-2}} - 1, \tag{4.19}$$

jossa RKI_{t-1} on rakennuskustannusindeksin (1995 = 100) huhti-kesäkuun indeksilukujen keskiarvo vuonna $t-1$ ja RKI_{t-2} rakennuskustannusindeksin (1995 = 100) huhti-kesäkuun indeksilukujen keskiarvo vuonna $t-2$. Kunkin vuoden indeksilukuna käytetään siis kyseessä olevaa vuotta edeltäneen vuoden RKI:n huhti-kesäkuun keskiarvoa. Vastaavasti kuluttujahintaindeksin KHI muutos vuodelle t voidaan laskea käyttäen yhtälöä:

$$\Delta KHI_t = \frac{KHI_{t-1}}{KHI_{t-2}} - 1, \tag{4.20}$$

jossa KHI_{t-1} on kuluttajahintaindeksin (1995 = 100) huhti-kesäkuun indeksien keskiarvo vuonna $t-1$ ja RKI_{t-2} kuluttujahintaindeksin (1995 = 100) huhti-kesäkuun indeksien keskiarvo vuonna $t-2$. Rakennuskustannusindeksiä voidaan käyttää esimerkiksi verkkokomponenttien yksikköhintojen inflaatiokorjauksiin ja kuluttajahintaindeksiä esimerkiksi KAH-arvojen inflaatiokorjauksiin. (EMV 2013)

Regulaatiomallin keskeytyskustannuksissa tarvittavien KAH-arvojen hinnat on annettu taulukossa 4.3 vuoden 2005 rahanarvossa, joten ne täytyy muuttaa suunnittelua varten vuoden 2015 rahanarvoon. KAH-arvot vuoden t rahanarvossa voidaan tässä tapauksessa laskea käyttäen yhtälöä:

$$KAH_t = \frac{KHI_{t-1}}{KHI_{2004}} KAH_{2005}, \tag{4.21}$$

jossa KHI_{t-1} on kuluttajaindeksin (1995 = 100) indeksilukujen keskiarvo vuonna $t-1$, KHI_{2004} on kuluttajahintaindeksin (1995 = 100) indeksien keskiarvo vuonna 2004 ja KAH_{2005} on keskeytyksestä aiheutuneen haitan arvo vuoden 2005 rahanarvossa. Yhtälöä 4.21 käyttäen saadut keskeytysten aiheuttaman haitan arvostamisessa käytettävät hinnat vuoden 2015 rahanarvossa esitetään taulukossa 4.5. Kuluttajahintaindeksin (1995 = 100) tarvittavat indeksiarvot ovat KHI_{2004} =113,5 ja KHI_{2014} =137,4. (EMV 2013, SVT 2015)

Taulukko 4.5: Sähköntoimituksessa tapahtuneiden keskeytysten aiheuttaman haitan arvostamisessa käytettävät hinnat vuoden 2015 rahanarvossa.

Vikakeskeytys		Työkeskeytys		PJK	AJK
€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW	€/kW
13,29	1,33	8,22	0,60	1,33	0,66

3.3.2 Verkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvo

Verkon kokonaisarvo eli jälleenhankinta-arvo (JHA) kertoo, kuinka paljon nykyistä verkkoa vastaavan uuden verkon rakentaminen maksaisi tarkasteluvuotena. JHA:n määritykseen tarvitaan verkonhaltijan hallinnassa ja tosiasiallisessa käytössä olevien verkkokomponenttien määrätiedot sekä Energiaviraston määrittämät komponenttien inflaatiokorjattavat yksikköhinnat. Näin ollen esimerkiksi varastoituja muuntajia ei lasketa mukaan komponenttien määrätietoihin, koska muuntajat eivät ole tosiasiallisessa käytössä. Sähköverkon jälleenhankinta-arvo JHA lasketaan kertomalla verkonhaltijan ilmoittamat verkkokomponenttien määrätiedot lkm kyseessä olevien verkkokomponenttien yksikköhinnoilla h_i ja summaamalla komponettikohtaiset JHA:t yhteen:

$$JHA = \sum_i JHA_i = \sum_i lkm_i * h_i. \tag{4.22}$$

Energiavirasto määrittää verkon jälleenhankinta-arvon laskennassa käytettävät verkkokomponenttien yksikköhinnat. (EMV 2013, EV 2015a)

Verkon nykykäyttöarvo NKA voidaan laskea verkon verkkokomponenttien jälleenhankinta-arvojen JHA_i , keski-ikien $t_{i,ave}$ ja pitoaikojen t_i avulla:

$$NKA = \sum_i JHA_i (1 - \frac{t_{i,ave}}{t_i}). \tag{4.23}$$

Yhtälö 4.23 summaa verkonhaltijan verkkokomponenttikohtaiset nykykäyttöarvot, jolloin saadaan tietoon koko verkon NKA. Komponenttien keski-iät saadaan laskemalla verkon jokaiselle komponentille niiden ikätietojen keskiarvo. Ikätiedolla tarkoitetaan verkkokomponentin valmistus- tai asennusvuotta ja jos komponentille ei löydy ikätietoa, puuttuva tieto korvataan syöttävän lähiverkon ikätiedoilla. Mikäli verkkokomponentin ikätietoa ei voida selvittää, ikätiedoksi laitetaan seitsemänkymmentä prosenttia (70 %) komponentin pitoajasta. Jos yksittäiset verkkokomponentin keski-ikä ylittää verkonhaltijan määrittämän pitoajan, komponentin keski-ikänä käytetään enimmäispitoaikaa. (EMV 2013)

3.3.3 Sähkön toimitusvarmuutta kuvaavat tunnusluvut

Sähkön toimitusvarmuutta koko verkon jakelualueella kuvataan ympäri maailman usein IEEE 1366- standardin määrittämillä tunnusluvuilla:

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) kertoo vikojen keskimääräisen määrän asiakasta kohti tietyllä aikavälillä ja se voidaan laskea yhtälöllä:

$$SAIFI = \frac{\sum_j n_j}{N_s}, \tag{4.24}$$

jossa n_j on asiakkaan j kokemien keskeytysten määrä tietyllä aikavälillä ja N_s kaikkien asiakkaiden lukumäärä.

- SAIDI (System Average Interruption Duration Index) tarkoittaa keskeytysten keskimääräistä yhteenlaskettua kestoaikaa tietyllä aikavälillä ja se voidaan ratkaista käyttäen yhtälöä:

$$SAIDI = \frac{\sum_i \sum_j t_{ij}}{N_s}, \tag{4.25}$$

missä t_{ij}on asiakkaalle j keskeytyksestä i aiheutunut sähkötön aika ja N_s kaikkien asiakkaiden lukumäärä.

- CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) tarkoittaa keskeytysten keskipituutta tietyllä aikavälillä ja se saadaan selville yhtälöllä:

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{\sum_i \sum_j t_{ij}}{\sum_j n_j}, \tag{4.26}$$

jossa missä t_{ij}on asiakkaalle j keskeytyksestä i aiheutunut sähkötön aika ja n_j on asiakkaan j kokemien keskeytysten määrä tietyllä aikavälillä.

- MAIFI (Momentery Average Interruotion Frequency Index) kertoo lyhyiden (alle 3 minuutin) toimituskatkojen keskimääräisen määrän asiakasta kohti tietyllä aikavälillä.

Toimitusvarmuutta kuvaavien tunnuslukujen laskennassa yleisesti käytetty aikaväli on yksi vuosi. Tunnuslukujen avulla voidaan havainnollistaa esimerkiksi verkostosaneerauksen aikaansaamia parannuksia verkon toimitusvarmuuteen. (Lakervi 2008, Partanen 2010b)

3.3.4 Vuoden 2013 sähkömarkkinalain uudistus

Sähkömarkkinalain uudistus perustui EU:n sisämarkkinapaketin vaatimiin sähkömarkkinoita koskeviin muutoksiin. Uudistunut markkinalainsäädäntö tuli voimaan 1.9.2013 ja sen keskeisenä tavoitteena on sähkönjakeluverkkojen toimitusvarmuuden ja palvelujen parantaminen suurhäiriötilanteissa siten, että toimitusvarmuus ja palvelut vastaavat yhteiskunnan toimintojen sekä asiakkaiden kasvaneita vaatimuksia. Sähkömarkkinalain mukaan verkonhaltijoiden tulee varautua suurhäiriöihin tehokkaammin, joten sähkönjakeluverkko täytyy suunnitella, rakentaa ja ylläpitää siten, että sen vikaantuminen lumikuorman tai myrskyn seurauksena ei aiheuta yli kuuden tunnin sähkönjakelun keskey-

tystä asemakaava-alueella eikä yli 36 tunnin keskeytystä asemakaava-alueen ulkopuolella. Nämä toimitusvarmuusvaatimukset on määritetty uudistetun sähkömarkkinalain 51 §:ssa 'Jakeluverkon toiminnan laatuvaatimukset'. (Finlex 2013, TEM 2013)

Jakeluverkonhaltijoiden tulee täyttää jakeluverkon toiminnan laatuvaatimukset portaittain taulukon 4.6 mukaisesti. Vaatimusten piirissä oleviin käyttäjiin lasketaan kaikki jakeluverkon käyttäjät vapaa-ajanasuntoja lukuun ottamatta. Taulukon mukaan 50 prosenttia jakeluverkon käyttäjistä täytyy olla laatuvaatimusten piirissä vuoden 2019 loppuun mennessä, 75 prosenttia vuoden 2023 loppuun mennessä ja täydet 100 prosenttia vuoden 2028 loppuun mennessä. Jakeluverkonhaltija voi kuitenkin hakea jatkoa täytäntöönpanoajoille Energiavirastolta painavista tai erittäin painavista syistä. Jatkoajan saamiseksi verkonhaltijan täytyy osoittaa, että vaatimuksiin pääseminen edellyttää jakeluverkonhaltijoiden keskiarvoa paljon suuremman osuuden maakaapelointia PJ- ja KJ-verkossa ja verkonhaltija joutuisi uusimaan merkittävän määrän jakeluverkostaan ennenaikaisesti. (Finlex 2013)

Taulukko 4.6: Sähkömarkkinalain jakeluverkkotoiminnan laatuvaatimusten täyttäminen portaittain. (Finlex 2013)

Vaatimusten piirissä olevat jakeluverkon käyttäjät [%]	Täytäntöönpanoaika
50	31.12.2019
75	31.12.2023
100	31.12.2028

Toimitusvarmuusvaatimusten täyttäminen vaatii jakeluverkkoyhtiöiltä entistä suurempia investointimääriä nopeassa aikataulussa. Esimerkiksi 36 tunnin maksimikeskeytysajan saavuttamiseksi verkkoyhtiöiltä vaaditaan vuosien 2013 – 2027 aikana noin 3,5 miljardin euron lisäinvestointeja. Käytännössä kuuden tunnin maksimikeskeytysaikaan pääsemiseksi taajamaverkot täytyy kaapeloida kokonaan ja 36 tunnin maksimikeskeytysaikaan pääsemiseksi haja-asutusalueilla täytyy kaapeloida merkittävä osa sekä PJ- että KJ- verkoista. Uudistetun lainsäädännön myötä luotiin myös investointikannustin, jotta verkkoyhtiöt kaapeloisivat ilmajohtoverkkojaan jo ennen niiden teknisen käyttöiän täyttymistä. Aiemmin regulaatiomallin verkon nykykäyttöarvossa huomioitiin sekä maakaapeli- että ilmajohtoverkkojen nykykäyttöarvo, jolloin ilmajohtoverkon nykykäyttöarvo rajoitti investointien tekemistä, koska se vähensi regulaatiomallin sallittua tuottoa. Nykyisen lainsäädännön mukaan ilmajohtoverkon nykykäyttöarvo ei vähennä jakeluverkkoyhtiön sallittua tuottoa, joten laki kannustaa investoimaan ilmajohtoverkkojen saneeraukseen.

Investointikannustin mahdollistaa isommat projektit sekä tehokkaammat ja nopeammat investoinnit. (Partanen 2012, Ihamäki 2015)

3.4 Carunan projektien priorisointi

Carunan projektien priorisointi perustuu vuonna 2014 valmistuneeseen johtolähtöjen priorisointi- ja vyöhykemalliin. Priorisointimallin tarkoitus on ohjata investoinnit asiakasvaikutusten ja sähkömarkkinalain toimitusvarmuusvaatimusten kannalta oleellisiin verkon osiin sekä varmistaa kustannustehokkaammat investoinnit. Priorisointimalli tarvitsi päivitystä vuoden 2013 sähkömarkkinalain uudistusten myötä. Suurimmat muutokset priorisointimallin uudistamisen kannalta ovat sähkömarkkinalain toimitusvarmuusvaatimusten täyttö sekä verkon nykykäyttöarvon muutokset regulaatiomallissa. (Caruna 2014e, Ihamäki 2015, Suomi 2014)

Saneerattavien johtolähtöjen priorisointi aloitetaan siten, että jokaiselle verkon johtolähdölle määritetään vyöhykkeet taulukossa 4.7 esitetyn vyöhykemallin avulla. Käytännössä suunnittelija selvittää verkkotietojärjestelmän laskenta- ja etsintätyökaluilla, minkä vyöhykkeen tai vyöhykkeiden ehdot tarkasteltava johtolähtö täyttää, jonka jälkeen tiedot kootaan taulukkoon. Taulukon 4.7 vyöhyke 1:n johtolähdöillä saneeraustarve on suurin ja saneeraustarve pienenee siirryttäessä suuremman luvun vyöhykkeisiin (2 – 4). Ensimmäiseen vyöhykkeeseen kuuluvat johtolähdöt ovat kaikista kriittisimpiä toimitusvarmuuden näkökulmasta, koska ne eivät täytä uuden sähkömarkkinalain jakeluverkon toiminnan 6 tunnin laatuvaatimusta. Taulukon 4.7 johtolähdöt A ja B eivät täytä laatuvaatimuksia ja lisäksi johtolähdöllä B on suuritehoinen runkojohto, mikä lisää johtolähdön saneeraustarvetta. (Caruna 2014e, Ihamäki 2015)

Taulukko 4.7: Carunan vyöhykemalli. (Caruna 2014e)

Toimitusvarmuus →

Johtolähtö	Vyöhyke 4	Vyöhyke 3	Vyöhyke 2	Vyöhyke 1
A				X
B			X	X
C		X	X	
.		X		
.	X	X		
.	X	X		
X	X			

Vyöhyke 1: Johtolähdöt, joissa yli 6 tunnin keskeytyksiä asemakaava-alueella (sähkömarkkinalaki)
Vyöhyke 2: Runkojohdot, joissa P_k > 500 kW (aluekohtainen tehoraja)
Vyöhyke 3: Sähköasemien väliset runkojohdot ja tärkeät korvausyhteydet
Vyöhyke 4: Runkojohdot ja rengasyhteydet, joissa 200 kW < P_k < 500 kW (aluekohtaiset tehorajat)

Vyöhykemallin läpikäynnin jälkeen kaikille johtolähdöille lasketaan prioriteettiluku, jonka avulla johtolähdöt saadaan listattua saneeraustarpeen mukaiseen tärkeysjärjestykseen. Prioriteettiluvun suuruuteen vaikuttaa suoraan verrannollisesti johtolähdön nykykäyttöarvo ja kääntäen verrannollisesti johtolähdölle keskeytyksistä aiheutunut haitta. Jotta johtolähtöjä voidaan vertailla keskenään, arvot (KAH ja NKA) määritetään metriä kohden. Näin eri alueilla sijaitsevat johtolähdöt ovat yhdenvertaisessa asemassa ja samalla saadaan hyvä kokonaiskuva verkon tilanteesta. Mitä pienempi prioriteettiluku johtolähdöllä on, sitä välittömämmin se vaatii toimenpiteitä. Prioriteettiluvun kasvaessa saneeraustarve vähenee ja siirtyy pidempään tulevaisuuteen. Johtolähtöjen tiedot (prioriteettiluku ja vyöhykkeet) kootaan yhteen taulukkoon, josta niitä on helppo vertailla. Taulukkoon voidaan lisätä myös johtolähtöjen metsäisyysasteet tai muita tarpeelliseksi katsottuja tietoja. Verkkotietojärjestelmästä saadaan tietoon esimerkiksi johtolähdön metsäisyys ja ikä teemakarttojen avulla. Johtolähdön ikää ei huomioida enää mallissa erikseen, koska komponenttien keski-ikä vaikuttaa verkon nykykäyttöarvoon ja sitä kautta prioriteettilukuun. (Caruna 2014e, Ihamäki 2015)

Lopullisen päätöksen saneerattavaksi valittavista johtolähdöistä tekee suunnittelija vyöhyke- ja prioriteettimallissa taulukkoon määritettyjen tietojen avulla. Johtolähdöt priorisoidaan mallien mukaan aina, kun saneerauspäätöksiä tehdään. Valintoja tehdessä ei tuijoteta pelkästään malleista saatuja arvoja, vaan valinnat järkeillään siten, että esimerkiksi vierekkäiset johtolähdöt saneerataan kerralla. Näin saadaan aikaan isompia

projekteja, jolloin investoinneista tulee nopeampia ja tehokkaampia. Isojen projektien myötä jakeluverkosta saadaan tasaikäisempi ja projektienhallinta helpottuu. Yhtäkään johtolähtöä ei kuitenkaan saneerata ilman perusteltua syytä eli vaikka johtolähdöt olisivat vierekkäin, kaikilla valittavilla johtolähdöillä on oltava selvä saneeraustarve viimeistään lähitulevaisuudessa. (Caruna 2014e, Ihamäki 2015)

Kun saneerattavat johtolähdöt on valittu, niille tehdään toimenpiteiden kartoitus ja investointialue rajataan. Toimenpiteiden kartoitus alkaa ongelmakohtien havaitsemisella verkkotietojärjestelmässä. Seuraavaksi selvitetään ongelmien juurisyyt ja tarkastellaan johtolähdön ikää ja metsäisyyttä. Näiden analyysien myötä investointialue rajataan siten, että toimitusvarmuusongelmat poistuvat ja kriittisimmät asiakkaat turvataan. Koko johtolähdön kaapelointi ei ole yleensä järkevää, vaan esimerkiksi pelloilla olevat pienikuormaiset ilmajohdot voidaan jättää kaapeloimatta suhteellisen hyvän toimitusvarmuuden vuoksi. Nykyinen malli on kokonaisuudessaan monipuolinen ja toimiva. Malli kokoaa kaikki valintaan vaikuttavat tärkeät tiedot yhteen taulukkoon, jolloin tulokset ovat helposti luettavassa muodossa ja suunnittelijan on vaivatonta vertailla eri johtolähtöjä keskenään. On hyvä, että suunnittelijalla on lopullinen valta päätöksenteossa, sillä pelkästään mallin antama priorisointiluku eli verkon arvot eivät kerro koko totuutta johtolähdön saneeraustarpeesta. Erityisen hyvää mallissa on se, että johtolähtöjen sijainti ei vaikuta priorisointiin vaan kaikki ovat yhdenvertaisessa asemassa alueesta riippumatta. (Caruna 2014e, Ihamäki 2015)

Nykyisessä mallissa verkkotietojärjestelmässä tehty laskenta vie paljon aikaa, koska jokaisen johtolähdön arvot lasketaan erikseen ja tiedot taulukoidaan käsin. Käytännön työhön onkin tulossa parannuksia, kun Excel-pohjaisista taulukoista siirrytään Trimble NIS:n verkkoinvestointienhallinnan (Network Investment Management, NIM) käyttöön. NIM kokoaa investointipäätöstentekoon sekä verkoston kokonaisuudenhallintaan vaikuttavat tiedot ja tunnusluvut yhteen paikkaan, jolloin projektien ja kokonaisuuksien seuranta helpottuu ja mallin läpivienti nopeutuu. Vaikka malli on suhteellisen uusi, siihen voisi tehdä muitakin parannuksia sovellusten monipuolisemman hyödyntämisen lisäksi. Priorisointimalli huomioi prioriteettiluvun laskennassa koko johtolähdön nykykäyttöarvon. Jos esimerkiksi johtolähdön alkuosa on kaapeloitu, sen NKA kasvaa, jolloin myös prioriteettiluku kasvaa ja prioriteettimallin mukainen johtolähdön saneeraustarve pienenee ja johtolähtö siirtyy priorisointilistalla alaspäin. Tästä huolimatta johtolähdön ilmajohtoverkko voi olla tulossa käyttöikänsä päähän, jolloin johtolähtö tarvitsisi saneerausta. Olisi siis pa-

rempi, jos malli huomioisi laskennassa vain poistuvan verkon nykykäyttöarvon, jolloin johtolähdön alkuosan kaapelointi ei manipuloisi priorisointituloksia. Laskennan täytyisi siis erotella ilmajohto- ja maakaapeliverkon NKA:t toisistaan ja käyttää vain ilmajohtoverkon nykykäyttöarvoa prioriteettiluvun laskennassa. (Ihamäki 2015, Tekla 2014b)

3.5 Johtimen mitoitus

Sähkönjakeluverkoille on yleistä, että johtojen siirtokapasiteetit jäävät käyttöikänsä aikana liian pieniksi tai olemassa olevien johtojen paikkaa täytyy siirtää tai niiden rakennetta muuttaa. Sähkönjakeluverkon johtoihin liittyykin monenlaisia kehittämistarpeita, minkä vuoksi verkkoon rakennetaan uusia johtoja ja nykyisiä johtoja uusitaan. Verkoston kehittämisessä tulevaisuuden arviointi on välttämätöntä, jotta johdot vastaisivat mahdollisimman hyvin tulevaisuuden tarpeisiin, eikä niitä tarvitsisi uusia ennen käyttöikänsä loppua ali- tai ylimitoituksen takia. Viime vuosina sähkön kulutuksen kasvunopeus on hidastunut, minkä vuoksi verkon ylimitoitukset tulevat taloudellisesti raskaammiksi. On haasteellista laatia jakeluverkolle taloudellinen ja joustava suunnitelma, joka huomioi muut verkot, sähköntarpeen, ympäristön sekä hajautetun tuotannon mukanaan tuomat vaatimukset. Tutustutaan johtimen taloudelliseen mitoitukseen uuden johtimen ja johdinvaihdon tapauksissa. (Lakervi 2008)

1950- ja 1960- luvut olivat maaseudun sähköistämisen huippuaikaa ja osa silloin rakennetuista verkoista on käytössä edelleen. Suomessa on runsaasti avojohtoverkkoja, jotka ovat jo tulleet tai ovat tulossa käyttöikänsä päähän lähivuosina. Taulukossa 4.8 esitetään Energiaviraston hyväksymiä verkkokomponenttien teknistaloudellisia pitoaikoja. Taulukon arvoista nähdään, että eri verkkokomponenttien pitoajoissa esiintyy vaihtelua, mutta kaikki pitoajat ovat kuitenkin suhteellisen pitkiä (vähintään 25 vuotta). Verkkokomponenttien pitoaikojen täyttyminen vaikuttaa osaltaan verkon saneeraustarpeeseen, mutta pitoajat vaikuttavat myös regulaatiomallin investointilaskelmien tasapoistoihin ja annuiteettiin. (Lakervi 2008)

Taulukko 4.8: Sähköverkkokomponenttien teknistaloudellisia pitoaikoja. (EMV 2013)

Komponentti	Pitoaika [a]
Pylväsmuuntamot	25-40
Puisto- ja kiinteistömuuntamot	30-40
Muuntajat	30-40
20 kV ilmajohdot	30-50
0.4 kV ilmajohdot	25-45
20 kV maakaapelit	30-45
0.4 kV maakaapelit	30-45
Jakokaapit ja jonovarokekytkimet	30-40

Johdinten mitoituksessa huomioidaan verkon tekniset reunaehdot sekä taloudellisuus. Keskeisimpiä teknisiä reunaehtoja ovat johdon jännitteenalenema, kuormitettavuus, oikosulkukestoisuus, käyttövarmuusvaatimusten huomioiminen, sähköturvallisuussäännösten täyttäminen sekä vikavirtasuojauksen toimivuus. Osa reunaehdoista on suunnittelua opastavia tekijöitä, mutta suuri osa on turvallisuuden takaamiseksi määritettyjä rajoituksia. Jännitteenalenemaa tarkastellaan koko sähkönsyöttöreitin matkalta ja se on tärkeä johtimen mitoitustekijä, koska jännitteenalenema vaikuttaa suoraan asiakkaalle toimitetun sähkön laatuun. Asiakkaan liityntäpisteen jännitteelle on asetettu muun muassa normaaleissa käyttöolosuhteissa jännitteen tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvojen sallitut vaihteluvälit. (Lakervi 2008)

Kuormitettavuus määräytyy johtimelle sallitun suurimman lämpötilan mukaan. Suurin sallittu lämpötila riippuu johtimen materiaalista, eristyksestä ja sijoitusympäristöstä. Kuormitettavuus on olennainen mitoitustekijä varsinkin rengasmaisissa maakaapeliverkoissa, koska kaapelin kuormitus voi olla kaksinkertainen normaalikuormitukseen verrattuna varasyöttötilanteessa. Oikosulkukestoisuudelle on olemassa tiukat raja-arvot, koska sallitun oikosulkuvirran ylittyessä johto voi vaurioitua ja aiheuttaa keskeytyksen sähkönjakelussa ja jopa tapaturmavaaran. (Lakervi 2008)

3.5.1 Uuden johtimen mitoitus

Uusia johtoja rakennetaan, kun verkon käyttövarmuutta halutaan parantaa, verkkoon tarvitaan uutta siirtokapasiteettia tai siihen liittyy uusia sähkönkäyttäjiä. Uuden keskijännitejohtolähdön rakentaminen muun muassa pienentää KJ-verkon ja johtolähdön asiakkaiden liityntäpisteiden jännitteenalenemia, parantaa verkon käyttövarmuutta, kasvattaa verkon maasulkuvirtaa ja pienentää KJ-verkon häviöitä. Uuden johdon johtimen mitoituksessa tehtävänä on löytää taloudellisesti sopivin poikkipinta käytettävissä olevista

johdinpoikkipinnoista. Rakennuskustannusten lisäksi johdon poikkipinta vaikuttaa myös häviökustannuksiin, joten kustannuksista täytyy tehdä laskennallisesti vertailukelpoisia. Tämä onnistuu nykyarvomenetelmällä eli diskonttaamalla koko käyttöajan häviökustannukset rakentamisvuoteen. Tarkoitus on hakea kaksi peräkkäistä poikkipintaa, jotka johtavat samaan taloudelliseen tulokseen ja muodostavat rajakäyrän tehonkasvun funktiona. (Lakervi 2008)

Rajateho kertoo, millä teholla suurempi poikkipinta (A2) on pienenpää poikkipintaa (A1) kannattavampi eli milloin suuremmalla poikkipinnalla saavutetaan tarpeeksi suuret säästöt häviökustannuksissa ja näin ollen suurempaan poikkipintaan investointi on taloudellisesti kannattavampaa. Verrattaessa kahta johdinpoikkipintaa, saadaan näille laskettua taloudellinen rajateho S_l yhtälöllä:

$$S_l = U\sqrt{\frac{I_{A2}-I_{A1}}{\mathrm{K}h_h(r_{A1}-r_{A2})}}, \tag{4.27}$$

jossa U on jännite, I_{A1}poikkipinnaltaan A1 olevan johtimen investointikustannus, I_{A2} poikkipinnaltaan A2 olevan johtimen investointikustannus, K kapitalisointikerroin, h_h häviöiden hinta, r_{A1}poikkipinnaltaan A1 olevan johtimen resistanssi ja r_{A2} poikkipinnaltaan A2 olevan johtimen resistanssi. Yhtälössä 4.27 esiintyvä kapitalisointikerroin K voidaan ratkaista käyttäen tilanteen mukaan yhtälöä 4.6 tai 4.9. On kuitenkin huomioitava, että laskennallisesti taloudellisin johto ei ole välttämättä tehtävään parhaiten sopiva vaihtoehto, sillä teknisten reunaehtojen tulee myös täyttyä. (Lakervi 2008)

3.5.2 Johdinvaihto

Suomen sähkönjakeluverkossa on paljon vanhoja 1960- ja 1970- luvuilla rakennettuja johtoja, joiden teknistaloudellinen käyttöikä on lopuillaan tai loppunut. Käyttöikänsä päähän tulevien johtojen lisäksi verkoista löytyy johtoja, joiden käyttövarmuus on heikko, teho- ja energiahäviöt suuret tai johdot ovat oikosulkukestottomia. Johdinvaihtoa mietittäessä halutaan löytää rajateho, jolla johdinvaihdon myötä saavutettavat vuotuiset häviökustannussäästöt ovat vähintään yhtä suuret kuin johdinvaihdon kustannusten annuiteetti. Toisin sanoen rajateho on pienin teho, jolla häviökustannuksissa saavutettavat säästöt kattavat johdinvaihdon vuotuiset kustannukset. Johdinvaihdon taloudellinen rajateho S_l voidaan laskea yhtälöllä:

$$S_l = U\sqrt{\frac{\varepsilon h_{vah}}{h_h(r_{A1}-r_{A2})}}, \tag{4.28}$$

jossa U on jännite, ε annuiteettikerroin, h_{vah} johdinvaihdon kustannukset, h_h häviöiden hinta, r_{A1} poikkipinnaltaan A1 olevan eli vanhan johdon resistanssi ja r_{A2} poikkipinnaltaan A2 olevan eli uuden johdon resistanssi. (Lakervi 2008)

3.6 Laskentaparametrien määritys

Parametrit on määritetty alan julkaisuissa esitettyjen arvojen pohjalta ja määrityksessä on huomioitu, että suunnittelualueella on taajama- ja maaseutualuetta. Laskennassa käytettävät parametrit on koottu taulukkoon 4.9 (Haaranen 2011, Ihonen 2007, Lakervi 2008 ja Nykänen 2009).

Taulukko 4.9: Laskennassa käytettävät parametrit.

Laskentaparametrit	
jännite	U = 20,5 KV
korko	p = 5 %
tehokerroin	cos Ø = 0,95
jännitteenalenema	
normaalissa kuormitustilanteessa	$U_{h,\%}$ = 7 %
korvaustilanteessa	$U_{h,\%vika}$ = 10 %
pitoaika	t = 40a
kuormituksen kasvu	r = 1%/a
häviöiden hinta	h_{kWh} = 0,05€/kWh
häviöiden huipunkäyttöaika	t_h = 2500 h

4 MAASTOSUUNNITTELU

Tutustutaan maastosuunnittelun vaiheisiin, käydään läpi kaapelireittien ja muuntamoiden sijoittamisperiaatteita sekä esitetään uuden verkon rakentamiseen tarvittavat luvat ja sopimukset. Maastosuunnitteluun kuuluvia työtehtäviä ovat muun muassa kaapelireittien ja muuntamopaikkojen suunnittelu, verkkokomponenttien sijoituspaikkojen sopiminen maanomistajien kanssa, hankkeen kaikkien tarvittavien lupien ja sopimusten hankinta sekä maastomerkintöjen teko. Maastosuunnittelijan täytyy tarkistaa verkkotietojärjestelmän (VTJ) tietokannan ja verkon tietojen vastaavuus. Tarkistuksen kohteina ovat muun muassa komponenttien sijainnit, johtotyypit, liittymäpisteet ja verkkotopologia. Lisäksi maastosuunnittelussa selvitetään projektin mahdolliset yhteistyötahot, joiden kanssa voidaan tehdä esimerkiksi yhteiskaivusopimus. Maastosuunnittelu tuottaa myös saneeraushankkeen työsuunnitelmadokumentit, kuten suunnitelmakartat, purkukartat sekä muuntamo- ja jakokaappikaaviot. Taulukossa 5.1 esitetään maastosuunnittelun vaiheet pääpiirteittäin. Suunnitteluprosessin toinen vaihe eli maankäyttö ja sijoitusluvat vievät suurimman osan maastosuunnitteluun käytetystä ajasta, sillä niihin käytetty aika lasketaan yleensä kuukausissa, kun taasen ensimmäisen ja kolmannen vaiheen kesto voidaan laskea viikoissa. (Caruna 2014c, Siik 2014)

Taulukko 5.1: Maastosuunnittelun vaiheet pääpiirteittäin. (Siik 2014, Koskela 2014)

1.) Aloitus	2.) Maankäyttö ja sijoitusluvat	3.) Työkuvat
- Työalueen katselmus - Maastoon tutustuminen - Maanomistustietojen haku - Yhteiskäytön irtisanominen - Yhteiskaivuun selvittäminen - Olemassa olevien vesi-johtojen ja kaapelien selvitys - Yhteydenotto kuntaan ja ELY-keskukseen (kunnan vaatimat luvat ja esim. tulevat tiehankkeet)	- Historiallisten alueiden selvittäminen - Alustavien muuntamopaikkojen ja kaapelireittien suunnittelu - Suulliset luvat maanomistajilta - Kunnan sopimukset - ELY- ja AVI-lupahakemukset - Kirjalliset sopimukset maanomistajille - Lopullisten muuntamopaikkojen ja kaapelireittien suunnittelu - Kaapelireittien ja muuntamopaikkojen merkintä maastoon	- Työkarttojen laadinta - Kaavioiden piirto (muuntamot ja jakokaapit) - Purkukuvien laadinta - Määräluettelon laadinta

Maastosuunnittelija sijoittaa kaapelit ja muut verkkokomponentit siten, että suunnittelussa huomioidaan maastoesteet, paikalliset olosuhteet sekä maanomistajien toiveet. Suunnittelun tavoitteena on minimoida asennushaitat, löytää mahdollisimman taloudelliset

rakenneratkaisut ja pyrkiä mahdollisimman lyhyeen johtoreitin pituuteen. Käydään tarkemmin läpi maastosuunnittelun keskeisimmässä osassa oleva työtehtävä eli verkkokomponenttien sijoittaminen maastoon sekä verkostosaneeraushankkeeseen tarvittavat yleisimmät luvat ja sopimukset. (Caruna 2014c)

4.1 Kaapelireittien ja muuntamoiden sijoittaminen

Jakeluverkon kaapelit pyritään sijoittamaan ensisijaisesti teiden tai muiden kulkuväylien suuntaisesti siten, että asennushaitat minimoidaan ja maanomistajille aiheutuu mahdollisimman vähän haittaa. Tien reunojen lisäksi yleisesti käytettyjä sijoituspaikkoja ovat peltojen reunat ja tonttirajat. Suunnittelijan näkemyksen mukaan optimaalisimmat reitit eivät aina kuitenkaan toteudu, sillä kaapelireiteille tarvitaan kirjalliset sijoitusluvat. Jos tietylle tai tietyille kaapelireiteille ei saada lupaa, suunnittelijan täytyy neuvotella maanomistajan kanssa vaihtoehtoisista reittivaihtoehdoista ja uuden reitin täytyy sopia molemmille osapuolille. Maantien tiealueella on ainoastaan yksi maanomistaja, minkä vuoksi kaapelit pyritään usein sijoittamaan tiealueelle. Jos kaapeleita sijoitetaan maantien varteen, kaapeleille täytyy hakea sijoituslupa tienpitoviranomaiselta eli elinkeino-, liikenne- ja ympäristökeskukselta (ELY-keskus). Teiden kunnossapidon kannalta suotuisin sijaintipaikka kaapeleille olisi tiealueen rajan ja sivuojan välinen alue. (Caruna 2014c, LV 2014, Koskela 2014)

Muuntamot ja jakokaapit pyritään sijoittamaan helppokulkuisiin paikkoihin eli teiden tai muiden vastaavien kulkuväylien läheisyyteen. Olemassa olevien teiden tai kulkuväylien läheisyydellä taataan, että muuntamoille ja jakokaapeille päästään tarvittaessa kulkemaan helposti esimerkiksi huolto- ja korjaustöiden vuoksi. Jos suunnitellulta paikalta tai sen läheisyydestä ei löydy olemassa olevaa tietä tai kulkuväylää, minkä viereen puistomuuntamon voisi sijoittaa, muuntamolle rakennetaan oma huoltotie. Puistomuuntamoiden sijoittamista maantien varteen pyritään välttämään, koska maantielain mukaan maantien suoja-alueella ei saa pitää rakennusta. Jos puistomuuntamo sijoitetaan maantien suoja- tai näkymäalueelle, sille täytyy saada poikkeuslupa tienpitoviranomaiselta. Maantiealueen ulkopuolella muuntamon sijoittamiselle tarvitaan kirjallinen lupa ja jakokaapin sijoittamiselle kirjallinen suostumus maanomistajalta. Jos uusi puistomuuntamo korvaa vanhan pylväsmuuntamon, uusi muuntamo pyritään sijoittamaan purettavat pylväsmuuntamon ja/tai sähkönkulutuksen lähelle.
(Caruna 2014c, LV 2014)

4.2 Kaapelien sijoitusluvat

Kaapelille tehdään aina kirjallinen johtoaluesopimus (JAS) tai suostumus tontin omistajan kanssa, jonka kiinteistölle kaapeli sijoitetaan. Sijoitettaessa kaapeleita, johtoja ja putkia maantien tiealueelle tai sen läheisyyteen tarvitaan sijoituslupa tienpitoviranomaiselta eli ELY- keskukselta. Jos maakaapeli sijoitetaan yleisen vesistökulkuväylän tai uittoväylän ali, kaapelille tarvitaan aluehallintoviraston (AVI) lupa. Tutustutaan tarkemmin kaapelien ELY-, AVI- ja sijoituslupiin sekä niiden hakemiseen. (AVI 2013, ELY 2014, Fortum 2013)

4.2.1 ELY- lupa

Maantien tiealueelle tai sen läheisyyteen sijoitettaville sähkönjakeluverkkoon kuuluville johdoille, kaapeleille ja putkille tarvitaan elinkeino-, liikenne- ja ympäristökeskuksen lupa eli ELY- lupa. Johdonomistajan ja ELY- keskuksen välille tehdään sopimus, joka antaa johdonomistajalle luvan sijoittaa kaapeleita tiealueelle ja suorittaa tiealueeseen kohdistuvaa työtä. Lupa myönnetään, jos asennustyö ei haittaa tienpitoa eikä vaaranna tieliikennettä. Sopimus kattaa vain kaapeleiden sijoittamisen tiealueelle, joten kaapeleiden kunnossapitotöille täytyy hakea erillinen työlupa ELY- keskukselta. Sijoitettaessa sähkö-johtoja maantiealueelle niitä lähinnä koskevat lait ovat maantie-, sähköturvallisuus-, sähkömarkkina- sekä maankäyttö- ja rakennuslaki. Lisäksi täytyy noudattaa kauppa- ja teollisuusministeriön päätöstä sähköalan töistä ja sähkölaitteiden turvallisuudesta. Maantielain mukaan maantien suoja-alueella (yleensä 20 metriä ajoradan keskilinjasta) ei saa pitää rakennusta, joten esimerkiksi puistomuuntamo tarvitsee poikkeusluvan, jos se halutaan sijoittaa tien suoja- tai näkymäalueelle. Tienpitoviranomainen myöntää poikkeusluvan vain, jos muuntamo ei vaaranna liikennettä eikä tienpidolle aiheudu kuin enintään vähäistä haittaa. (LV 2014)

ELY- lupahakemukseen sisältyy paljon esiselvitystyötä, koska suunnittelussa täytyy huomioida lakien lisäksi muiden tahojen hankkeet ja suunnitelmat sijoitusalueilla, tien kunnossapitoon liittyvät asiat sekä tienpitäjän tieliikenne- ja rakennusteknilliset näkökohdat. Esiselvitysten avulla voidaan saavuttaa verkkotoiminnan ja tienpidon kannalta edullisin ratkaisu ja turvata kaapelireiteille mahdollisimman pysyvä sijainti. ELY- keskuksen vaatimia esiselvityksiä ovat eri reittivaihtoehtojen, sisäluiskan kaltevuuden ja leveyden, olemassa olevien johtojen ja kaapeleiden, pohjavedensuojausten ja tiedossa olevien tien parantamishankkeiden selvittäminen. Lisäksi täytyy selvittää myös kaapelireitin louherakenne- ja kallio-osuudet, isot maakivet, tien varusteet ja erityisrakenteet sekä kaapelin merkitseminen ja mahdollinen suojaus. (LV 2014, ELY 2014)

Tien sisäluiskan kaltevuus ja leveys mitataan maastossa ja merkitään ne hakemukseen. Koko Suomen kattava pohjavedensuojauskartta ja tiedot tulevista tiehankkeista on saatavilla ELY- keskuksen Internet-sivuilla. Teiden louherakenteet on kirjattu yleensä tiesuunnitelmaan, jota voi tiedustella paikalliselta ELY- keskukselta. Louherakenteita voidaan tutkia myös maastossa kallioleikkausten molemmin puolin. Maakerroksen paksuus saadaan selville esimerkiksi poralla tai kairalla ja tutkittujen pisteiden mittaustulokset merkitään suunnitelmakarttoihin tai niiden liitteisiin. Louherakenne- ja kallio-osuudet tutkitaan, jotta tiedetään voiko kaapelin asentaa normaaliin asennussyvyyteen eli 0,7 metriin vai täytyykö kaapeli asentaa hieman matalampaan asennussyvyyteen (esimerkiksi 0,5 metriä) ja suojata asennussyvyyden vaatimalla tavalla. Jos tiesuunnitelmissa ei ole mainintaa louherakenteista eikä kaapelireitillä ole maaperäkartan mukaan kallioalueita, louhetta ei tarvitse tutkia. Kun tiealueen ulkopuolella esiintyy isoja eli halkaisijaltaan yli yhden metrin maakiviä, kutsutaan aluetta kiviseksi. Kaapelireitin kiviset osuudet, kivien lukumäärä ja niiden kokoluokka merkataan hakemukseen. Lisäksi hakemuksesta tulee käydä ilmi, kierretäänkö vai siirretäänkö maanpinnassa olevat isot kivet kaapelia asennettaessa. (LV 2014, ELY 2014)

Loivaluiskaisilla teillä kaapelit voidaan sijoittaa sisäluiskaan, kun Liikenneviraston sähkö- ja telejohdot ja maantiet -ohjeen asettamat sijoittamisen ehdot täyttyvät. Jyrkkäluiskaisella tiellä ensisijainen kaapeleiden sijoituspaikka on ojan pohja, mutta myös tässä tapauksessa Liikenneviraston ohjeessa kyseiselle tapaukselle asetettujen ehtojen on täytyttävä. Kaapelit pyritään sijoittamaan samalle puolelle tietä mahdollisimman lähelle olemassa olevien kaapeleiden kanssa. Kaapelireitin tien alituksia pyritään välttämään ja tietä alittaessa kaapelit täytyy suojata suojaputkella ja sijoittaa niin syvälle, etteivät myöhemmin mahdollisesti asennettavat kaapelit vaurioita niitä. Alituspaikka valitaan sen mukaan, missä alitukseen voidaan maaperäselvitysten pohjalta käyttää porausta tai tunkkausta. Kun kaapeli sijoitetaan liittymärummun kohdalle, se ei saa rajoittaa rummun uusimista. Tämän vuoksi kaapelin vähimmäisetäisyys rummusta on rummun peitesyvyydestä riippuen 1,5 – 2 metriä. Kaapelia ei saa myöskään sijoittaa alle yhden metrin etäisyydelle tien reunasta tai sen jatkeesta, joten joissain tapauksissa kaapelin täytyy kiertää rumpu takakautta. (ELY 2014, LV 2014)

ELY- lupahakemukseen vaaditaan liitteiksi kartat, kuvaus kaapelin sijainnista tien poikkileikkauksessa, liikenteenohjaussuunnitelmat, selvitykset kaapelin asentamisesta

erikoiskohteisiin, valokuvat, maaperäselvityksen, isommissa hankkeissa tai hankalissa kohdissa esikatselmusmuistio sekä hyväksytyt siltakiinnityssuunnitelmat. Tarvittavat kartat käsittävät kaapelointiprojektin lähestymis- ja suunnitelmakartat. Tien erikoiskohteita ovat muun muassa sillat, liikennemerkit, rummut ja kaiteet. Tien erikoiskohteet sekä alituskohdat valokuvataan ja kuvat liitetään hakemukseen. Liitteiden tulee olla Liikenneviraston ohjeistuksen mukaiset, jotta ELY- keskus voi tehdä päätöksen sijoitusluvan myöntämisestä. Jos hakemuksesta puuttuu oleellisia tietoja tai selvityksiä, ELY- keskus vaatii puuttuvat tiedot ennen hakemuksen hyväksymistä. Esimerkiksi tänä vuonna viikolla 11 Pirkanmaan ELY- keskus vastaanotti yhteensä 38 hakemusta, joista jopa 55 % oli puutteellisia. Lupahakemus kannattaa lähettää heti kaapelireittien selvittyä, sillä ELY- luvan käsittelyaika on useita viikkoja, yleensä 2 – 3 kuukautta. (LV 2014, ELY 2014, ELY 2015b)

4.2.2 AVI- lupa

Kaikille yleisen vesistökulkuväylän tai uittoväylän ali sijoitettaville kaapeleille täytyy hankkia vesilain mukainen aluehallintoviraston (AVI) lupa. Lupa tarvitaan käytännössä silloin, kun kaapeli kulkee joen ali tai järvessä sijaitsevan liikenteellisesti merkittävän kapeikon, salmen tai merkityn veneväylän ali. Luvan tarpeellisuuden voi varmistaa alueellisesta ELY- keskuksesta esimerkiksi sähköpostiviestillä, kunhan karttaliitteestä selviää mihin vesistöalitukset on suunniteltu. Viestistä on hyvä käydä ilmi myös projektin tarkoitus sekä minkä kunnan ja vesistön alueella hanke toteutetaan. ELY- keskuksen vastauksesta eli lausunnosta ilmenee, tarvitseeko hankkeelle hakea AVI- lupaa vai riittääkö esimerkiksi alituskohtien merkitseminen varoitustauluilla. Hakemus liitteineen toimitetaan postitse kolmena kappaleena hankealueella toimivalle aluehallintovirastolle. (AVI 2013)

AVI- lupahakemuksen voi tehdä vapaamuotoisella viestillä, mutta sen tulee sisältää projektin tiedot, hakijan yhteystiedot, rantautumisalueiden sekä muun vaikutusalueen kiinteistö- ja omistustiedot, vesialueen kiinteistötiedot, oikeudet vesi- ja maa-alueisiin, kuvaus rakentamisesta, tiedot vesistöstä ja ranta-alueista, arvio hankkeen vaikutuksista sekä luvan hakijan allekirjoitus. Projektin tiedoista tulee selvitä, mille toimenpiteelle lupaa haetaan (onko kyseessä esimerkiksi vesijohdon tai kaapelin asennus), mikä on projektin tarkoitus, minkä kunnan alueelle ja mihin vesistöön rakennetaan. Rantautumisalueiden kiinteistö- ja omistustiedot tarvitaan kaikista kiinteistöistä, joiden alueella kaapeli sijaitsee tai joiden rannan edestä kaapeli kulkee enintään 50 – 100 metrin etäisyydessä. Lupaa koskevista kiinteistöistä tulee esittää myös rekisterikartta sekä maanomistajien kanssa tehdyt johtoaluesopimukset ja suostumukset. (AVI 2013)

Kaapeli voidaan sijoittaa yksityiselle vesialueelle tai yhteiselle vesialueelle, jonka osakaskunta on joko järjestymätön tai järjestäytynyt. Yksityisellä vesialueella lupaa varten tulee esittää vesialueen rekisteritunnus ja omistajan yhteystiedot. Yhteisellä vesialueella, jonka osakaskunta on järjestäytynyt, tarvitaan vesialueen rekisteritunnus, osakaskunnan nimi sekä osakaskunnan puheenjohtajan yhteystiedot. Järjestäytymättömän osakaskunnan tapauksessa vesialueen rekisteritunnuksen lisäksi tarvitaan kylän nimi sekä osakaskunnan asioita hoitavat henkilön yhteystiedot tai 3 – 5 suurimman osakkaan yhteystiedot. (AVI 2013)

Rakentamisen kuvaukseen tarvitaan tarkka kuvaus kaapelin sijoittamisesta vesistöön ja rannoille, rakennustapa, rakennusmateriaali sekä toteutusaika. Lisäksi mukaan täytyy liittää asemapiirustus sekä pituus- ja poikkileikkauspiirustukset, joista tulee ilmetä piirustuksen mittakaava, kaapelin sijainti ja mitat, kaapelin painotus vesistön pohjaan, päiväys sekä piirustusten laatijan nimi. Kuvaus rakentamisesta tarvitaan, koska rakentamishanke tulee suunnitella ja toteuttaa siten, että projekti aiheuttaa mahdollisimman vähän haittaa ympäristölle. Ympäristön häiriintymisen kannalta paras rakentamisajankohta on kesäkauden ulkopuoli. (AVI 2013)

Vesistön tietoihin tarvitaan vesistön nimi, joen keskimääräinen leveys ja syvyys tai järven pinta-ala, vedenkorkeuden vaihtelut, mahdolliset vesilintujen pesimäalueet ja kalojen kutualueet, vesistön käyttö (muun muassa virkistyskäyttö ja kalastus) rakennuspaikan lähettyvillä sekä mahdolliset vesiliikenneväylät. Lisäksi tulee selvittää projektin vaikutusalueen kaavoitustilanne sekä mahdolliset suojelu- sekä vesistön erityiskäyttöalueet. Suunnitelman tulee sisältää arvio hankkeen vaikutuksista veden laatuun, kalastukseen, vesistön ja rantautumisalueiden virkistyskäyttöön sekä muuhun vesistön käyttöön. Mahdolliset haitat ja vahingot arvioidaan kiinteistökohtaisesti. (AVI 2013)

Lupahakemuksen käsittelyaika on keskimäärin 4 – 5 kuukautta ja luvan myöntämisen edellytyksenä on, että hankkeesta aiheutuvat menetykset ovat pieniä siitä saatavaan hyötyyn verrattuna ja hanke ei saa aiheuttaa edunloukkauksia. Pääsääntöisesti rakennushanke voidaan aloittaa vasta, kun lupapäätös on lainvoimainen eli 30 päivän kuluttua päätöksen antamisesta. Hakija voi pyytää valmisteluluvan eli luvan aloittaa hankkeen toteuttamista valmistelevat toimenpiteet ennen kuin varsinainen lupapäätös on lainvoimainen perustelluilla syillä. Perusteltu syy voi olla esimerkiksi hankkeen pitkäkestoisuus, hankkeen vähäisyys ja töiden lykkääntymisen vahingollisuus. Aluehallintovirasto

päättää tapauskohtaisesti, mitä valmistelevia toimenpiteitä valmisteluluvalla saadaan suorittaa. Valmisteluluvalla hanketta ei voida kuitenkaan toteuttaa niin pitkälle, että hankkeen mahdollistamaa toimintaa voitaisiin ryhtyä harjoittamaan. (AVI 2013)

4.2.3 Johtoaluesopimukset

Johtoalueelle eli kaapelireitille laaditaan aina kirjallinen johtoaluesopimus tai suostumus johdonomistajan ja maanomistajan välille. Johtoaluesopimus täytyy tehdä jokaisen maanomistajan kanssa, joiden kiinteistöllä tai kiinteistön rajalla kaapelireitti kulkee. KJ-kaapeleille tehdään aina kirjallinen sopimus ja PJ- kaapeleille (esimerkiksi liittymiskaapeleille ja jakokaapin syöttökaapeleille) tehdään lähtökohtaisesti kirjallinen suostumus. Johtoaluesopimuksia ja suostumuksia laaditaan aina kaksi kappaletta, joista toinen jää johdonomistajalle ja toinen maanomistajalle. Mikäli maanomistaja ei halua kirjallista sopimusta tai suostumusta, mutta antaa johtojen sijoittamiselle suullisen suostumuksen, asiasta tehdään muistio. Lähtökohtaisesti pyritään tekemään aina kirjallinen sopimus eli suullista sopimusta ei suositella. JAS sisältää kolme osaa: johtoalueen käyttöoikeussopimuksen, korvauslaskelman ja karttaliitteen. Sopimukseen kirjataan johdonomistajan ja maanomistajan yhteystiedot, sopimusta koskeva tontti tai tontit sekä projektin työnumero. Sopimuksessa todetaan, että johdonomistajalla on oikeus rakentaa ja kunnossapitää sopimuksessa mainitulla tontilla korvauslaskelmassa ja/tai karttaliitteellä esitetyt maakaapelit ja muut verkkokomponentit. Sopimus siis supistaa pysyvästi maanomistajan käyttöoikeutta kyseessä olevaan kiinteistöön. Suostumus eroaa sopimuksesta siinä, ettei kaapelin sijoittamisesta makseta korvausta, joten suostumus ei sisällä korvauslaskelmaa. (Fortum 2013)

Johtoalueesta maksetaan maanomistajalle maankäyttö- ja rakennuslain mukainen korvaus aiheutuneesta haitasta ja vahingosta. Maanomistaja ei kuitenkaan saa korvausta siinä tapauksessa, että hänen omalle maalleen kaivetaan maakaapeli hänen omaa liittymäänsä varten. Metsämaalla korvaus koostuu metsän maapohjan sekä puuston mukaan. Maatalousmaan maapohjan arvo määräytyy Metsätalouden kehittämiskeskus Tapion ”Summa-arvomenetelmän aputaulukot”- julkaisun mukaisesti. Metsässä sijaitsevalta kaapelireitiltä kaadetut puut jäävät pääsääntöisesti maanomistajalle ja hänelle maksetaan korvaus taimikon menetyksestä tai puuston odotusarvosta puuston iän perusteella. Sijoitettaessa kaapeli pellolle maksetaan korvaus sadonmenetysvahingosta Maanmittauslaitoksen Arviointi ja Korvaukset- sivuston tietojen sekä Maa- ja elintarviketalouden tutkimuskeskuksen määritysten mukaisesti. Asuin- ja liiketonteilla korvaus taasen perustuu keskimääräisten varainsiirto- ja kiinteistöverojen korvaukseen johtoalueella. Lisäksi tonttimaalla korvataan

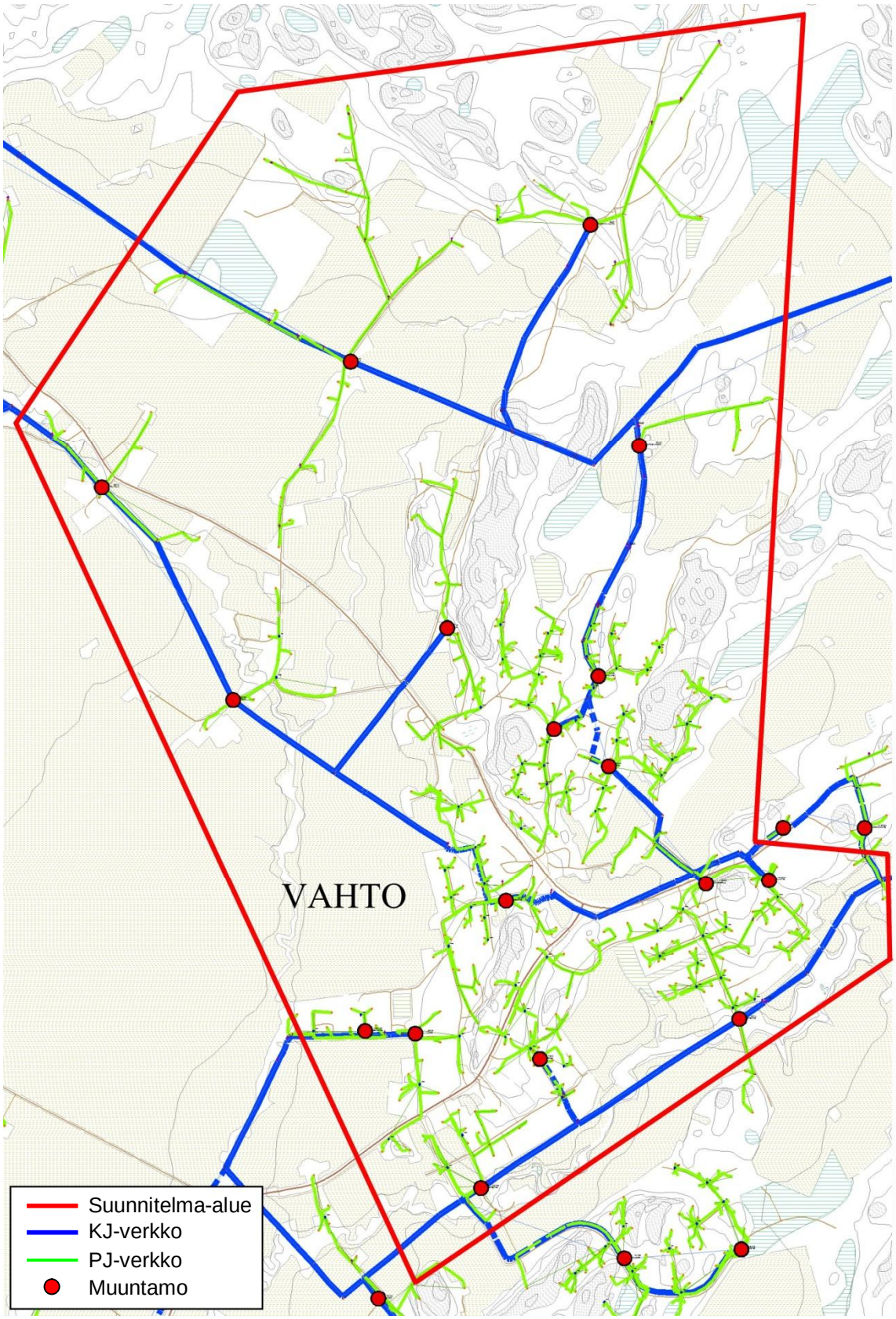
vahinkoina esimerkiksi tontin kaapelireitiltä monivuotisten puutarhakasvien ja puiden menetykset. Korvauslajit ja niiden määrät kirjataan JAS:n korvauslaskelmaan, josta selviää myös korvauslajien yksikköhinnat sekä korvauksen kokonaismäärä. (Fortum 2013)

Suunnittelija pyytää yleensä ensin suullisen luvan maanomistajalta kaapelin sijoittamiseksi hänen kiinteistölleen, minkä jälkeen suunnittelija laatii JAS:n ja lähettää sen maanomistajalle. Suullinen lupa kannattaa kysyä ennen kirjallisen sopimuksen lähettämistä, koska silloin maanomistaja saa tiedon maakaapelointiprojektista eikä ylläty postissa tulleesta sopimuksesta. Maanomistajan kanssa puhelimitse tai paikanpäällä käydystä keskustelusta käy usein myös ilmi saako tontille asentaa kaapeleita ylipäätänsä ja onko kaapeleiden sijoittamisella väliä maanomistajalle. Jos kaapelireitti siirtyy suunnitellusta reitistä keskustelun myötä, reitti saadaan muutettua suunnitelmaan ja maanomistaja ei saa turhaan sopimusta, jonka karttaliitteessä kaapelireitti kulkee väärässä paikassa. Kun johtoaluesopimus tai suostumus on allekirjoitettu sekä maanomistajan että verkkoyhtiön puolesta, kaapelireitin kaivaminen voidaan aloittaa sopimusta koskevalla kiinteistöllä ELY- ja AVI-luvan vaatimia alueita lukuun ottamatta. (Koskela 2013)

5 CASE VAHDON KESKUSTA

Tehdään keskijänniteverkon saneeraussuunnitelma Carunan omistamaan ja hallinnoimaan Vahdon keskustan verkkoon. Eltelin ja Carunan KVR- puitesopimuksen suunnitteluperiaatteiden mukaan käyttövarmuus- ja saneerausinvestointien ensisijainen tavoite on parantaa KJ-verkon käyttövarmuutta vaihtamalla nykyiset ilmajohdot maakaapeleiksi. Saneerausinvestoinneissa uusitaan myös heikot PJ-ilmajohtoverkot sekä korjataan PJ-verkon sähköturvallisuuspuutteet. Carunan Elteliltä tilaama suunnittelutyö kattaa teknistaloudellisen suunnittelun sekä maastosuunnittelun. Käytännössä Carunan verkostosuunnittelija tekee alueelle karkean suunnitelman, jossa on suuntaa-antavat KJ-kaapelireitit, muuntamopaikat sekä sähkötekniset mitoitukset. Eltelin suunnittelija huomioi KJ-verkon lisäksi myös PJ-verkon saneeraustarpeet ja suunnittelee lopulliset kaapelireitit ja muuntamopaikat huomioiden maaston olosuhteet ja maanomistajien mielipiteet. Eltelin suunnittelija tarkastaa alustavan suunnitelman sähköteknisten mitoitusten soveltuvuuden ja mitoittaa saneerattavan PJ-verkon kaapelit. (Caruna 2014d)

Kuvassa 6.1 esitetään Vahdon keskustan nykyinen verkko ja suunnittelualue. Suunnittelualue on monipuolinen, koska alueella on peltoa, metsää sekä taajama-aluetta. Suunnitelma-alueella on 14 pylväsmuuntamoa, 3 puistomuuntamoa, yli 7 kilometriä KJ-ilmajohtoverkkoa sekä alle kilometri KJ-maakaapelia. Taajama-alueen PJ-verkko on pääosin kaapeloitu, mutta PJ-ilmajohtoverkkoa löytyy taajaman ulkopuolelta. Pienjännitekaapelia on suunnittelualueella noin 25 kilometriä ja PJ-ilmajohtoverkkoa lähes 9 kilometriä. Suunnittelualueella on kahden eri johtolähdön (PENJ04 ja PENJ05) johtoja. Tarkasteltavilla johtolähdöillä on keskinäinen varasyöttöyhteys sekä varasyöttöyhteyksiä yhteensä neljän eri sähköaseman johtolähdön kanssa. Tarkasteltavien johtolähtöjen rooli on siis koko keskijänniteverkon kannalta merkittävä, minkä vuoksi suunniteltavien KJ-kaapelien poikkipinnat täytyy mitoittaa riittävän suuriksi varasyöttöyhteyksien toiminnan varmistamiseksi. Lasketaan suunniteltavan verkon tunnusluvut ja selvitetään nykyverkon ongelmakohdat.



Kuva 6.1: Carunan Vahdon keskustan nykyinen verkko.

5.1 Nykyinen verkko

Lasketaan nykyisen verkon saneeraussuunnittelun kannalta oleelliset tunnusluvut. Selvitetään nykyisen verkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvo, kuormitukset, jännitteenalenemat, sähköntoimitusvarmuuden tunnusluvut sekä keskeytyskustannukset. Määritetään myös mihin vyöhykemallin vyöhykkeisiin tarkasteltava johtolähtö kuuluu. Pohditaan nykyisen verkon ongelmakohtia, joihin kannattaa kiinnittää huomiota saneeraussuunnittelussa.

5.1.1 Jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvo

Lasketaan Vahdon keskustan nykyverkon komponenttien keski-iät. Energiaviraston määrittämät komponenttien pitoaikavälit ja laskennassa käytettävät pitoajat on koottu taulukkoon 6.1. Laskentaa varten verkkotietojärjestelmästä haetaan tiedot verkkoalueen komponenteista, niiden lukumääristä sekä asennus- tai käyttöönottovuosista. Jos komponentin ikätieto puuttuu, sen iäksi merkataan syöttävän lähiverkon ikä tai epäselvissä tapauksissa 70 prosenttia komponentin pitoajasta. Ilmajohtoverkkojen ikätietoina käytetään pylväiden asennusvuosia.

Taulukko 6.1: Energiaviraston määrittämät verkkokomponenttien pitoaikavälit ja laskennassa käytettävät pitoajat. (EMV 2013)

	Energiaviraston määrittämä pitoaikaväli [a]	Laskennassa käytettävä pitoaika [a]
Pylväsmuuntamot	25 - 40	40
Puistomuuntamot	30 - 40	40
Muuntajat	30 - 40	40
20 kV ilmajohdot	30 - 50	45
0.4 kV ilmajohdot	20 - 45	45
20 kV erottimet ja katkaisijat	25 - 30	30
20 kV maakaapelit (asennus)	30 - 45	45
0.4 kV maakaapelit (asennus)	30 - 45	45
Jakokaapit ja jonovarokekytkimet	30 - 40	40
Energianmittauslaitteet	15 - 25	25

Lasketaan nykyverkon komponenttien sekä koko verkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvot käyttäen yhtälöitä 4.22 ja 4.23. Nykyverkon komponenteille lasketut keski-iät, jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvot on esitetty taulukossa 6.2. EV:n määrittämät verkkokomponenttien yksikköhinnat vuodelle 2015 ja tarkemmat laskentatulokset ja on koottu liitteeseen 1. Taulukosta 6.2 nähdään, että koko verkon keski-ikä on 19 vuotta, jälleenhankinta-arvo 1,72 M€ ja nykykäyttöarvo 0,66 M€. Verkon komponenttien arvosta on

jäljellä reilu kolmasosa. Taulukon arvoista havaitaan myös, että verkon ikääntyneimpiä komponentteja ovat ilmajohdot ja nuorimpia erottimet ja energianmittauslaitteet. Liitteen WW tuloksista nähdään, että yli puolella suunnittelualueen muuntajista pitoaika täyttyy seuraavien 3 – 7 vuoden sisällä ja yhden muuntajan pitoaika on jo ylittynyt. Muuntajien uusiminen on siis ajankohtaista. Muuntajat ovat keski-iältään muuntamoita vanhempia, koska jos muuntamoa purettaessa muuntajalla on vielä käyttöaikaa jäljellä, se voidaan varastoida ja asentaa uudelle tai saneerattavalle muuntamolle.

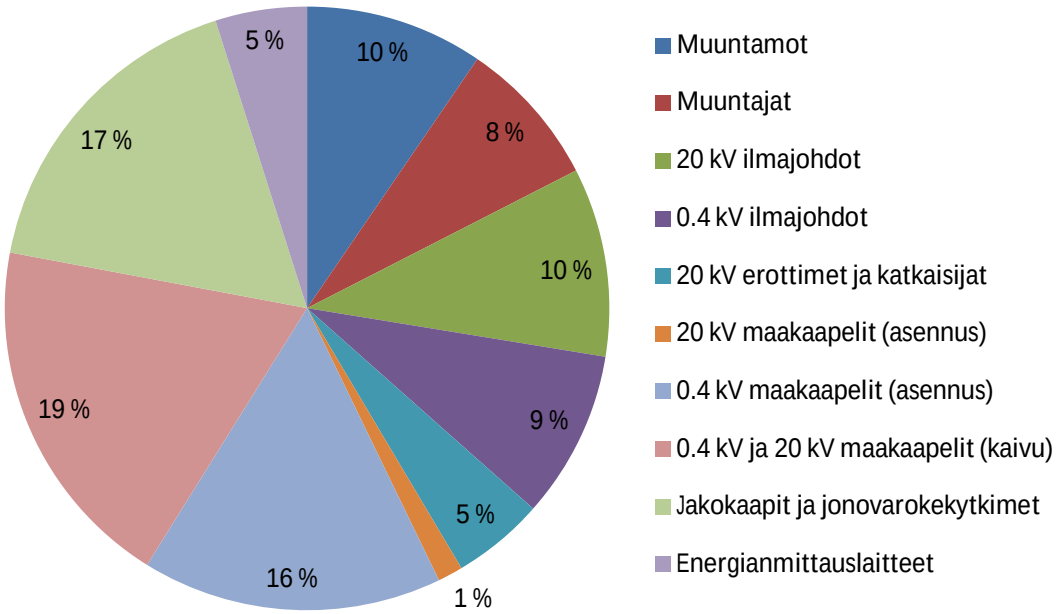
Taulukko 6.2: Vahdon keskustan nykyverkon komponenttien keski-iät sekä jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvot.

	keski-ikä [a]	JHA [k€]	NKA [k€]
Muuntamot	18	164	107
Muuntajat	26	136	66
20 kV ilmajohdot	34	173	43
0.4 kV ilmajohdot	30	155	52
20 kV erottimet ja katkaisijat	7	84	66
20 kV maakaapelit (asennus)	12	23	17
0.4 kV maakaapelit (asennus)	25	276	129
0.4 kV ja 20 kV maakaapelit (kaivu)		328	
Jakokaapit ja jonovarokekytkimet	24	294	117
Energianmittauslaitteet	5	84	67
	ka 19	Σ 1717	Σ 664

Lasketaan regulaatiomallin mukainen toimitusvarmuuskannustin ennenaikaiselle korvausinvestoinnille eli NKA- jäännösarvo, joka voidaan alaskirjata toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa. NKA- jäännösarvoon voidaan laskea pylväsmuuntamot, ilmajohdot, ilmajohtoverkon johtoerottimet ja kauko-ohjattavat erotinasemat, joilla on vielä pitoaikaa jäljellä ja joita ei oteta uudelleen käyttöön toisaalla. Vahdon suunnittelualueella kaikilla edellä mainituilla komponenteilla on vielä pitoaikaa jäljellä ja niitä ole tarkoitus käyttää uudelleen, joten kaikkien NKA- jäännösarvo huomioidaan laskennassa. Summaamalla komponenttikohtaiset NKA-jäännösarvot, Vahdon keskustan purettavan verkon NKA-jäännösarvoksi saadaan 203,3 k€ eli toimitusvarmuuskannustimen ansiosta lähes kolmasosa nykyisen verkon nykykäyttöarvosta saadaan hyödynnettyä alaskirjauksena.

Tutkitaan nykyverkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvojen muodostumista. Kuvassa 6.2 esitetään nykyverkon jälleenhankinta-arvon muodostavien verkkokomponenttien osuudet. Kuvasta havaitaan, että jos nykyverkko rakennettaisiin nyt uudelleen, 19 % investoinnista menisi maakaapeleiden kaivamiseen, 17 % jakokaappeihin ja jonovarokekytkimiin sekä

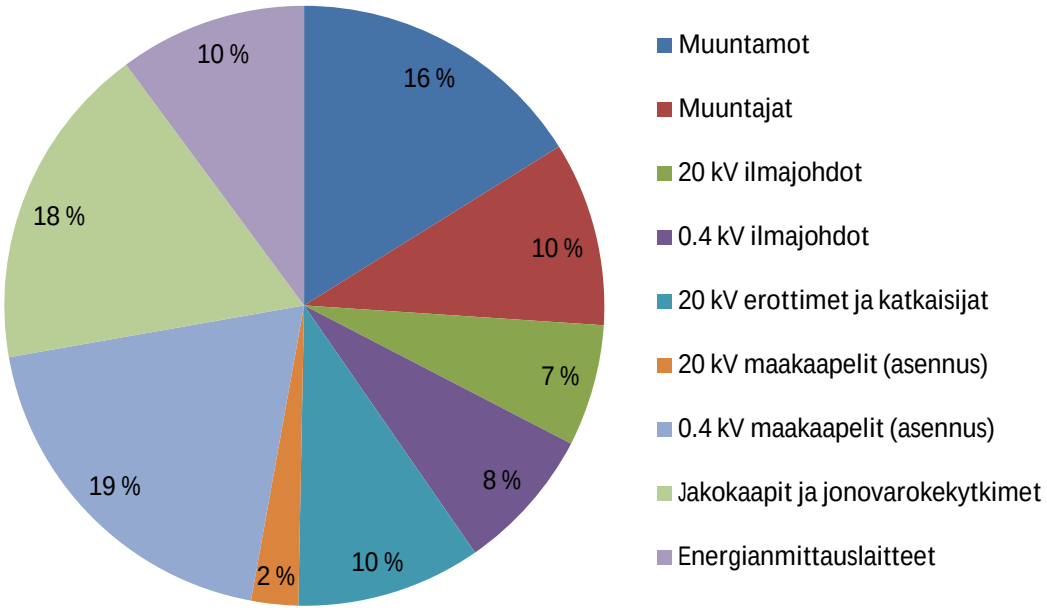
16 % PJ- maakaapeleihin. Kuvasta huomataan, että maakaapelien kaivukustannukset aiheuttavat kuluja lähes saman verran kuin kaapelien hankinta-arvo. Kaapeliverkon hankinta- ja rakennuskustannukset muodostavat 36 % verkon jälleenhankinta-arvosta, ilmajohdot 19 % ja muuntamot muuntajineen 18 %. KJ-maakaapelien yksikköhinta on suuri, mutta niiden jälleenhankinta-arvon osuus jää nykyverkossa yhden prosentin tasolle, koska verkossa on KJ-maakaapelia alle kilometrin matkalla.



Kuva 6.2: Nykyverkon jälleenhankinta-arvon osatekijät.

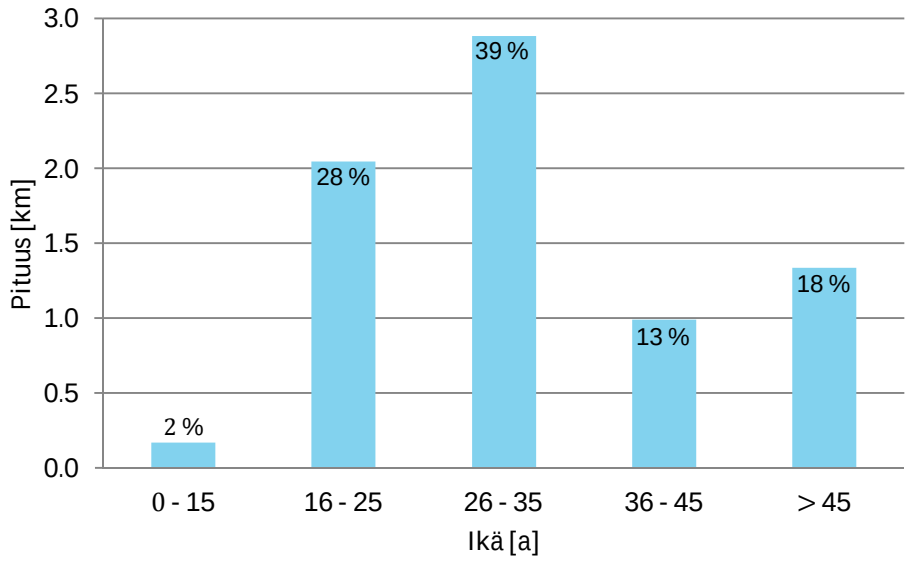
Kuvassa 6.3 esitetään nykyverkon nykykäyttöarvon muodostavien verkkokomponenttien osuudet. Kuvan mukaan verkon nykykäyttöarvosta suurin osa koostuu PJ-maakaapeleista, jakokaapeista ja jonovarokekytkimistä sekä muuntamoista. Muuntamoiden suuren nykykäyttöarvon selittävät uudehkot puistomuuntamot ja jakokaappien sekä jonovarokekytkinten nykykäyttöarvon suuruus selittyy niiden suurella määrällä ja sillä, että niillä on pitoaikaa jäljellä keskimäärin 16 vuotta. Myös PJ-maakaapeleita on määrällisesti paljon ja niiden pitoaika päättyy keskimäärin 20 vuoden päästä, joten niiden nykykäyttöarvon osuus on merkittävä. Vaikka 20 kV maakaapeleiden keski-ikä on vain 12 vuotta, niiden määrä verkossa on niin vähäinen, ettei niillä ole kokonaisuuteen nähden juurikaan arvoa. PJ- ja KJ- ilmajohtojen nykykäyttöarvojen osuuksien pienuuden taasen selittää se, että vaikka ilmajohtoja on verkossa paljon, niiden pitoajasta on jäljellä enää keskimäärin kolmas- tai neljäsosa. Energianmittauslaitteiden sekä erottimien ja katkaisijoiden nyky-

käyttöarvojen osuudet ovat niiden jälleenhankinta-arvojen osuuksia huomattavasti suuremmat. Tämä selittyy sillä, että niiden hankinta-arvot ovat suhteellisen pieniä, jolloin niiden osuus jälleenhankinta-arvostakin jää pieneksi, mutta suhteellisen iäkkään verkon tapauksessa niiden nykykäyttöarvojen osuudet ovat suurehkot nuoren keski-iän ansiosta.



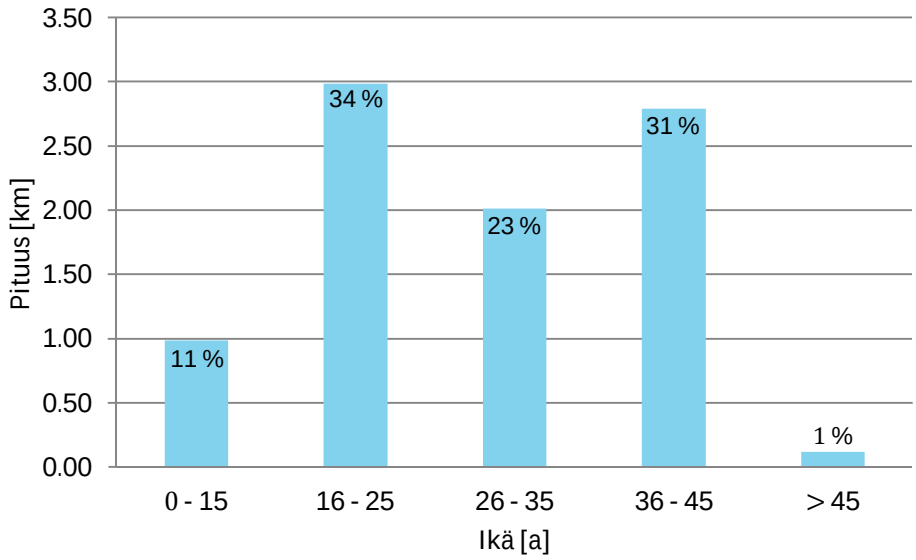
Kuva 6.3: Nykyverkon nykykäyttöarvon osatekijät.

Tutkitaan tarkemmin ilmajohtoverkkojen ikäjakaumaa. Kuvassa 6.4 esitetään KJ-ilmajohtoverkon ikäjakauma. Kuvasta havaitaan, että suurin osa (noin 2,9 km, 39 %) Vahdon KJ-ilmajohtoverkosta on iältään 26 – 35 vuotiasta eli johdot on asennettu 80- luvulla. Noin 1,3 kilometrin (18 %) matkalta ilmajohtoverkon pitoaika on jo ylittynyt ja kilometri (13 %) KJ-ilmajohtoa tulee pitoaikansa päähän seuraavien 9 vuoden aikana. Yhteensä siis noin kolmasosa KJ- ilmajohtoverkosta täytyy saneerata lähivuosina ikänsä perusteella.



Kuva 6.4: Keskijänniteilmajohtojen ikäjakauma.

Kuvassa 6.5 esitetään PJ-ilmajohtoverkon ikäjakauma. Kuvasta nähdään, että suurin osa (noin 3 km, 34 %) PJ-ilmajohtoverkosta on iältään 16 – 25 vuotiasta eli johdot on asennettu 90- luvulla. Lähes saman verran (noin 2,8 km, 31 %) verkkoa on asennettu 70- luvulla. Pienjänniteilmajohtoverkosta vain prosentti on täyttänyt pitoaikansa, mutta noin 2,8 kilometriä (31 %) täyttää pitoaikansa seuraavien 9 vuoden sisällä. Näin ollen myös PJ-verkosta noin kolmasosa tarvitsee saneerausta ikänsä perusteella. PJ-johtojen keski-ikä on KJ-johtoja pienempi, koska pienjännitejohdoista 45 prosenttia on iältään 0 – 25 vuotiaita, kun taas keskijännitejohdoista vain 30 prosenttia on vastaavan ikäisiä. Lisäksi KJ-ilmajohtoverkosta lähes viidesosa on jo ylittänyt pitoaikansa, PJ-verkosta vain sadasosa.

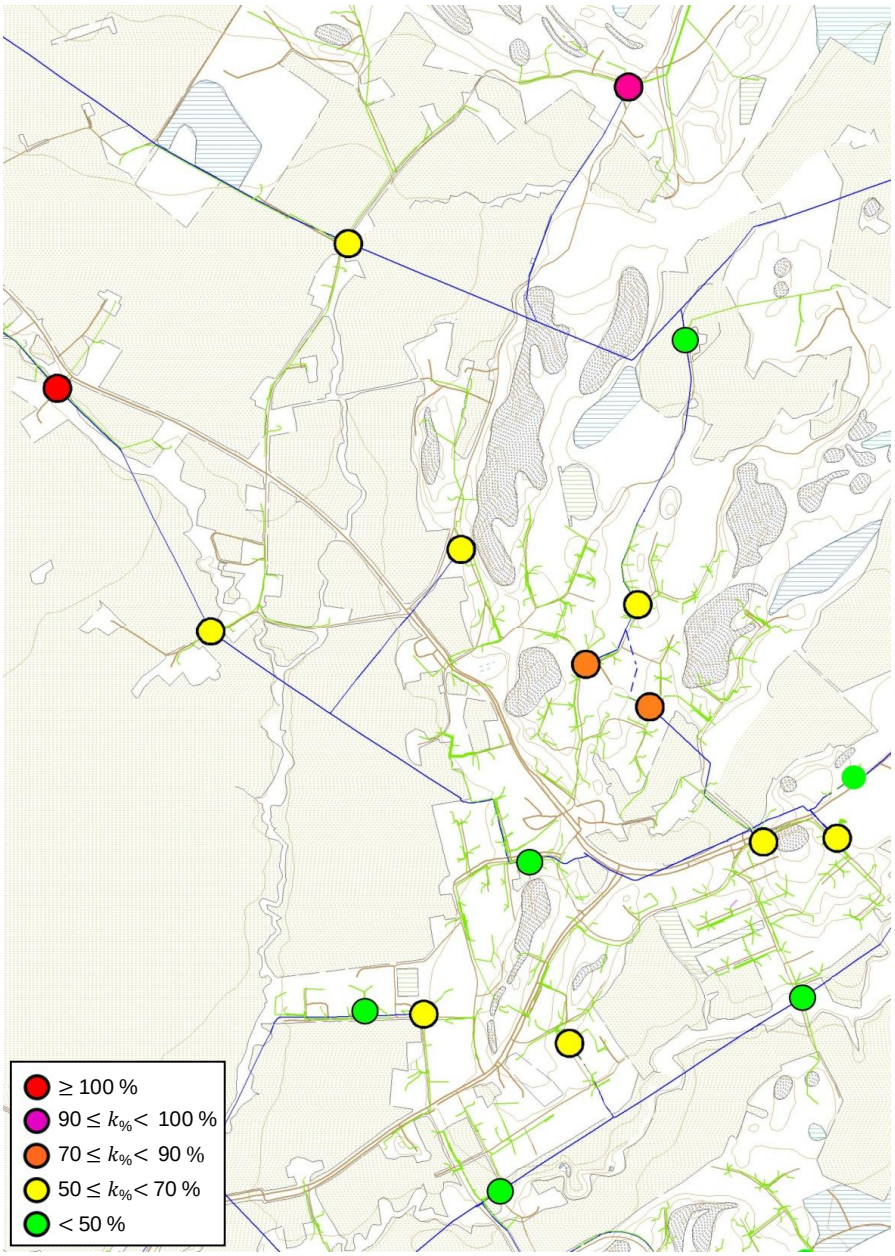


Kuva 6.5: Pienjänniteilmajohtojen ikäjakauma.

5.1.2 Kuormitukset ja jännitteenalenemat

Tutkitaan nykyverkon muuntajien ja johtojen kuormituksia, verkon jännitteenalenemia sekä oikosulkukestoisuutta. Verkkotietojärjestelmän oikosulkulaskennan mukaan suunnittelualueen keskijänniteverkko on kaikkialta oikosulkukestoinen. KJ-verkkoa ei siis tarvitse saneerata ainakaan oikosulkukestoisuuden takia. Verkon kuormitusasteet sekä jännitteenalenemat saadaan tehonjakolaskennasta. Tehonjakolaskenta toteutetaan kuormituskäyrien indeksisarjoilla ja laskettaviksi tunneiksi valitaan huipputunnit ja tilastolliseksi varmuudeksi 90 %. Yhtälön 3.2 mukaan teho on suoraan verrannollinen jännitteenalenemaan, joten huipputuntien tehoja käyttämällä saadaan tietää verkon suurimmat jännitteenalenemat. Tehonjakolaskennan tulosten perusteella suunnittelualueen johtojen kuormitusasteet ovat hyvällä tasolla, sillä lähes kaikilla johdoilla kuormitusaste jää alle 50 prosenttiin ja vain kolmella johdolla kuormitusaste on 50 ja 75 prosentin välillä. Kaksi näistä suuremman kuormitusasteen omaavista johdoista on liittymäkaapeleita ja yksi useamman liittymän runkojohto. Johtojen kuormitusten kannalta verkko ei tarvitse saneeraustoimenpiteitä.

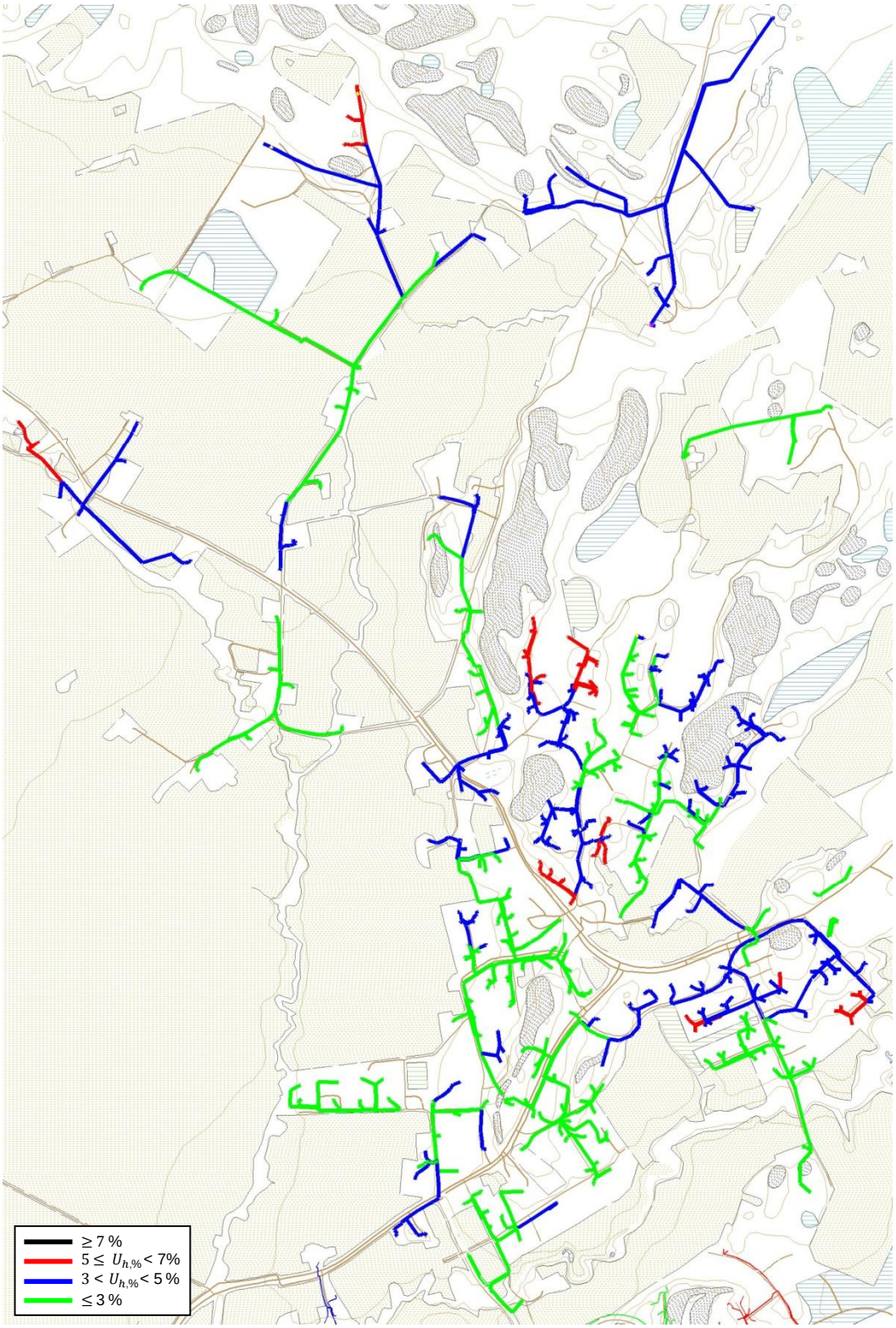
Kuvassa 6.6 esitetään jakelumuuntajien kuormitusasteet. Kuvasta havaitaan, että yhden muuntajan kuormitusaste ylittää 100 prosenttia ja yhden muuntajan kuormitusaste on 90 – 100 prosentin välillä, joten näiden muuntajien osalta korjaavat toimenpiteet ovat kriittisimpiä. Tulevaisuudessa kuormituksen on ennustettu kasvavan yhdellä prosentilla vuosittain, joten myös kuormitusasteet kasvavat nykyverkon arvoista. Kuormitusastetta voidaan pienentää jakamalla kuormia uudelleen muuntopiirien välillä tai suurentamalla jakelumuuntajan mitoitustehoa. Molemmat kriittisimmistä muuntajista ovat pylväsmuuntamoilla ja ne sijaitsevat haja-asutusalueella, jossa kuormien uudelleen jakaminen on mahdotonta ilman uusien johtojen rakentamista muuntopiirien välille. Muuntajakoneet kannattaa siis korvata suuremman mitoitustehon omaavilla muuntajilla. Alueen jakelumuuntajista viidellä kuormitusaste jää alle 50 prosenttiin, joten niitä ei tarvitsisi saneerata kuormituksen näkökulmasta.



Kuva 6.6: Nykyverkon jakelumuuntajien kuormitusasteet.

Tutkitaan vielä nykyverkon jännitteenalenemia. Kuvassa 6.7 esitetään nykyisen verkon jännitteenalenemat. Kuvasta nähdään liityntäjohtojen tai -kaapeleiden tapauksessa liityntäpisteen jännitteenaleneman suuruusluokka ja jakokaapin syöttökaapelin tapauksessa kaapelin loppupisteen jännitteenaleneman suuruusluokka. Kuvasta havaitaan, että suurin sallittu normaalitilanteen jännitteenalenema (7 %) ei ylity suunnittelualueella ja valtaosalla verkosta jännitteenalenema jää alle viiteen prosenttiin. Suunnittelualueelta löytyy myös johtoja, joiden loppupisteen jännitteenalenema on viidestä seitsemään prosenttiin eli jännite on noin 214 – 218 voltin välillä. Yhtälön 3.2 mukaan teho

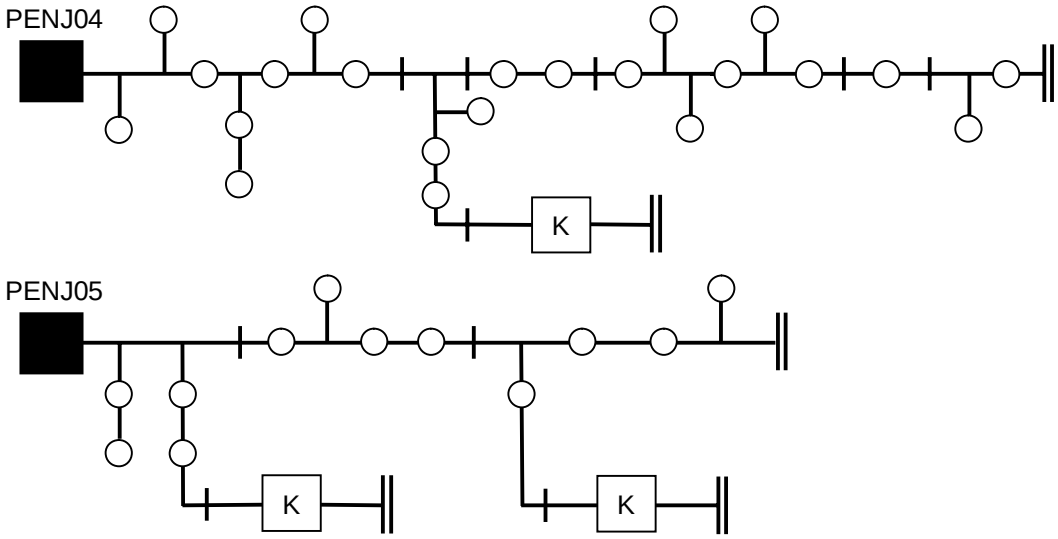
on suoraan verrannollinen jännitteenalenemaan. Tehon kasvaessa prosentin vuodessa, teho on kahdenkymmenen vuoden päästä $P * 1{,}01^{20}$. Nykyverkon suurimman jännitteenaleneman omaavilla johdoilla jännitteenalenema tulisi siis olemaan 20 vuoden päästä 6,1 – 8,5 prosenttia, joten osalla johdoista määritetty jännitteenalenema ylittyisi. Pelkkien jännitteenalenemien takia ei kuitenkaan kannata tehdä suuria investointeja, koska jännitteenalenemat pysyvät tulevaisuudessakin SFS-EN 50160- standardin vaatimissa rajoissa. Jännitteenalenema ei siis kuulu nykyverkon ongelmakohtiin, koska tämän hetken tehoilla johdot eivät ylitä määritettyä jännitteenalenemaa ja tehonkasvu on niin pientä, että 20 vuoden päästäkin tilanne on jännitteenalenemien kannalta tyydyttävä.



Kuva 6.7: Nykyverkon pienjänniteverkon jännitteenalenemat.

5.1.3 Keskeytyskustannukset

Määritetään suunnittelualueen molemmille johtolähdöille vikataajuudet ja keskeytyskustannukset. Laskennan yksinkertaistamiseksi oletetaan, että lyhyiden päättyvien haarajohtojen tehonkulutus sijaitsee runkojohdolla. Suunnittelualue kattaa vain pienen osan johtolähtöjen pituuksista. Suunnittelualueen ulkopuolelle jäävät pitkät haarajohdot käsitellään yhtenä omana kuormanaan haaran ensimmäisen erottimen jälkeen, koska suunnittelualueen ulkopuolisten haarajohtojen tarkempi tutkiminen ei ole tarpeen nykyverkon ja suunnitellun verkon keskeytyskustannusten vertailemiseksi. Pitkillä haarajohdoilla on varasyöttöyhteydet sekä erottimet haaran alussa. PENJ04- johtolähdöllä on 25 muuntamoa ja PENJ05- johtolähdöllä 36. Yksinkertaistetut johtolähdöt esitetään kuvassa 6.8.



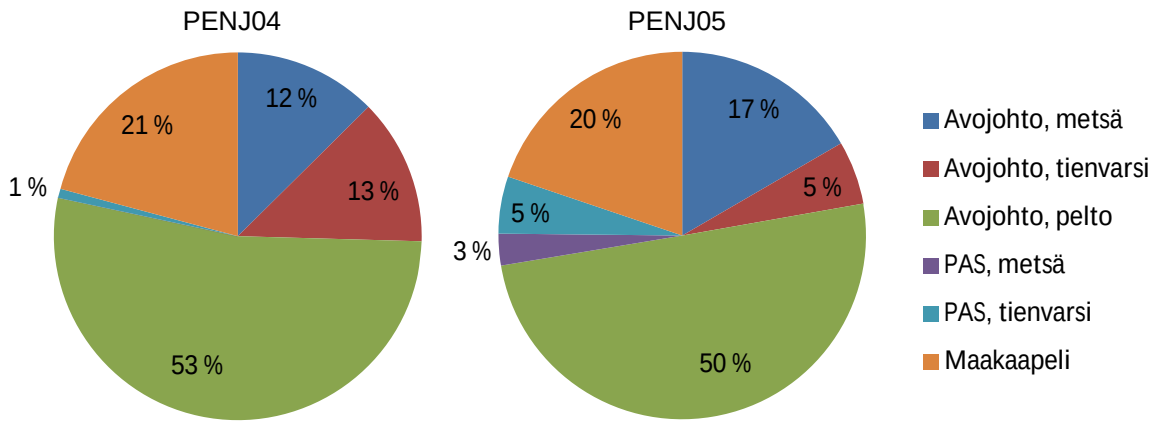
Kuva 6.8: Nykyverkon yksinkertaistetut johtolähdöt.

Taulukossa 6.3 esitetään nykyverkon johtolähtöjen johtotyyppien pituudet ja johtojen sijainnit. Taulukon arvoista nähdään, että PENJ04- johtolähdön kokonaispituus on 14,7 kilometriä ja PENJ05- johtolähdön 37,4 kilometriä. Suuri pituusero johtuu siitä, että PENJ04 on suurelta osin taajamaverkkoa ja PENJ05 haja-asutusverkkoa.

Taulukko 6.3: Nykyverkon johtolähtöjen johtotyypit ja johtojen sijainnit.

	PENJ04 [km]	**PENJ05** [km]
Avojohto		
metsä	1.9	5.5
tienvarsi	1.9	0.9
pelto	7.8	20,0
Päällystetty avojohto		
metsä	-	1.1
tienvarsi	0.1	2.0
pelto	-	-
Maakaapeli	3.1	7.9
∑	14.7	37,4

Johtolähtökohtaiset johtotyyppiosuudet ja johtojen sijainnit esitetään kuvassa 6.9. Kuvasta havaitaan, että johtolähdöt ovat johtotyypeiltään hyvin samanlaisia. Molemmilla johtolähdöillä suurin osa johdoista on pellolla sijaitsevia avojohtoja ja maakaapelien osuus johtolähdöillä on lähes sama. Taajamavaltaisessa verkossa metsässä sijaitsevan avojohdon määrän osuus on vähäisempi ja vastaavasti tienvarressa sijaitsevat avojohdon osuus suurempi kuin haja-asutusverkossa. Päällystettyä avojohtoa on enemmän PENJ05-johtolähdöllä.



Kuva 6.9: Nykyverkon johtolähtöjen johtotyyppien ja johtojen sijaintien osuudet.

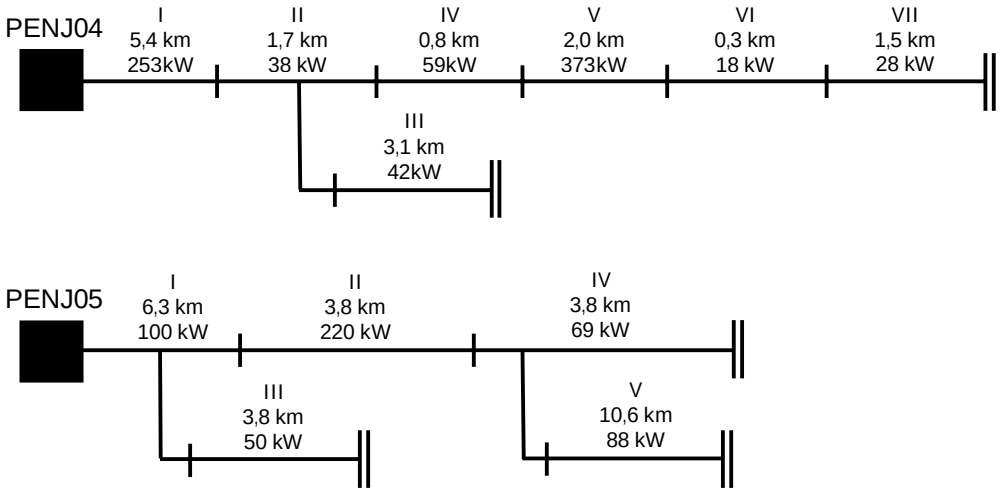
Lasketaan johtolähdöille vikataajuudet käyttäen yhtälöä 4.18 sekä taulukoiden 4.4 (keskeytystaajuudet sataa kilometriä kohden) ja 6.3 (johtotyypit ja sijainnit) arvoja. Laskennasta saatavat vikataajuudet nykyverkon johtolähdöille esitetään taulukossa 6.4. Taulukon tuloksista havaitaan, että johtolähtöjen pysyvien vikojen ja työkeskeytysten vika-

taajuudet kilometriä kohden ovat lähes samansuuruisia. Tämä johtuu siitä, että johtolähtöjen johtotyyppien ja johtojen sijaintien osuudet ovat lähellä toisiaan. Molemmilla johtolähdöillä työkeskeytysten vikataajuudet ovat vain hieman pysyvien vikojen vikataajuuksia pienemmät. Taulukon 6.4 mukaan suurimmat vikataajuuserot pysyvien vikojen ja työkeskeytysten välillä esiintyvät metsässä sijaitsevilla avojohdoilla, kun taas muilla verkossa esiintyvillä johdoilla vikataajuudet eroavat korkeintaan yhdellä vialla sataa kilometriä kohden. Tarkasteltavilla johtolähdöillä avojohtoa on sijoitettu metsään vain 12 – 17 prosenttia, jolloin vikataajuuksien erot eivät vaikuta laskennan lopputulokseen merkittävästi ja pysyvien vikojen ja työkeskeytysten vikataajuudet kilometriä kohden ovat lähellä toisiaan. Pysyvien vikojen vikataajuuksia voidaan pienentää nykyisestä esimerkiksi siirtämällä metsässä sijaitsevat avojohdot tienvarteen tai pellolle tai korvaamalla ne maakaapelilla. Jälleenkytkentöjen vikataajuudet pienenevät eniten kaapeloimalla avojohtoverkkoa, koska kaapeleilla ei esiinny jälleenkytkentöjä.

Taulukko 6.4: Nykyverkon johtolähtöjen vikataajuudet.

			PENJ04	PENJ05
Pysyvät viat				
	f_i	[kpl/a]	0.297	0.777
	$f_{i,km}$	[kpl/km,a]	0.020	0.021
Työkeskeytykset				
	f_i	[kpl/a]	0.263	0.748
	$f_{i,km}$	[kpl/km,a]	0.018	0.020
PJK				
	$f_{i,PJK}$	[kpl/a]	4.028	9,433
AJK				
	$f_{i,AJK}$	[kpl/a]	1.611	3,773

Jaetaan johtolähdöt vyöhykkeisiin keskeytyskustannusten määrittämiseksi. PENJ04-lähtö jaetaan seitsemään vyöhykkeeseen ja PENJ05 viiteen vyöhykkeeseen. Vyöhykkeiden keskitehot saadaan jakamalla kunkin vyöhykkeen sähkönkäyttäjien vuotuinen energiankulutus vuoden tunneilla (8760 h). Kuvassa 6.10 esitetään nykyverkon johtolähtöjen vyöhykkeet sekä niiden pituudet ja keskitehot. Johtolähdön PENJ04 kokonaiskeskiteho on 811 kW ja johtolähdön PENJ05 527 kW, joten taajamaverkossa kulutusta on huomattavasti tiheämmin kuin haja-asutusalueella.



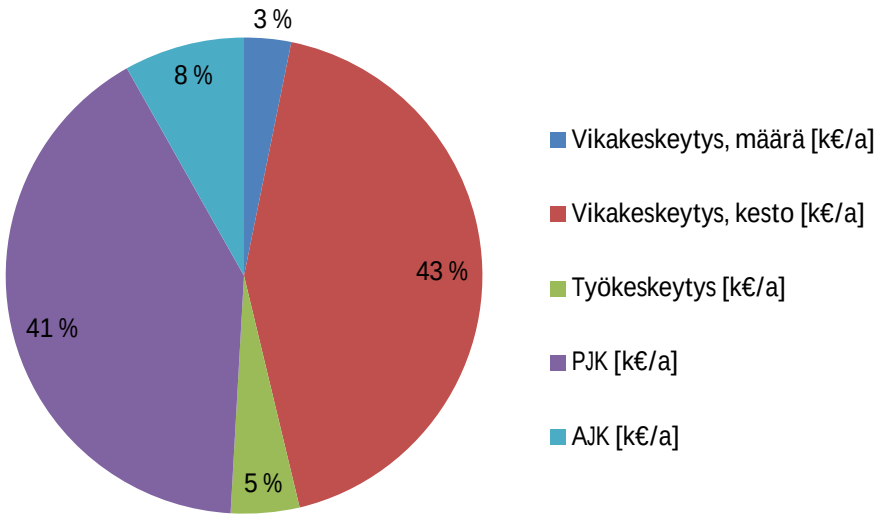
Kuva 6.10: Nykyverkon johtolähtöjen vyöhykejaot.

Käsinohjattavan erottimen kytkentään menee aikaa keskimäärin yksi tunti ja vikojen korjausajat vaihtelevat johtotyypistä ja sijainnista riippuen tunnista neljään tuntiin (Partanen 2006). Kaikki tarkasteltavan verkon erottimet ovat käsinohjattuja. Monet johtolähtöjen vyöhykkeistä sisältävät sekä avojohtoa ja kaapelia, joten laskennan yksinkertaistamiseksi oletetaan vikojen korjausajan olevan kaikkialla verkossa 2,5 tuntia johtotyypistä riippumatta. Työkeskeytys aiheuttaa keskeytyksen ainoastaan työstettävälle vyöhykkeelle ja työkeskeytyksen kestona käytetään yhtä tuntia. Lasketaan vikakeskeytyksistä aiheutuvat kustannukset erikseen vikojen määrälle ja kestolle. Keskeytyskustannukset lasketaan käyttäen yhtälöä 4.16. Taulukossa 6.5 esitetään nykyverkon johtolähdöille lasketut keskeytyskustannukset. Taulukosta nähdään, että johtolähdön PENJ04 keskeytyskustannukset ovat yhteensä noin 10 tuhatta euroa vuodessa ja johtolähdön PENJ05 lähes 17 tuhatta euroa vuodessa. Yhteensä tarkasteltavien johtolähtöjen vuotuiset keskeytyskustannukset ovat noin 27 tuhatta euroa.

Taulukko 6.5: Nykyverkon keskeytyskustannukset.

	PENJ04	PENJ05	∑
Vikakeskeytys, määrä [k€/a]	0.3	0.5	0.8
Vikakeskeytys, kesto [k€/a]	4.2	7.5	11.7
Työkeskeytys [k€/a]	0.4	0.9	1.3
PJK [k€/a]	4.3	6.6	10.9
AJK [k€/a]	0.9	1.3	2.2
∑	10.1	16.8	**26.9**

Kuvassa 6.11 esitetään nykyverkon keskeytyskustannuksia aiheuttavien tekijöiden osuudet. Kuvasta nähdään, että keskeytyskustannuksia aiheutuu eniten vikakeskeytysten kestosta (43 %) sekä pikajälleenkytkennöistä (41 %). Vähiten keskeytyskustannuksia aiheuttavat vikakeskeytysten määrät (3 %) ja työkeskeytykset (5 %). Keskeytyskustannusten pienentämiseksi vikakeskeytysten kestoa täytyy pienentää ja pikajälleenkytkentöjen määrää vähentää. Pikajälleenkytkentöjen määrää saadaan vähennettyä korvaamalla avojohtoja päällystetyllä avojohdolla tai maakaapelilla. Vikakeskeytysten kestoa voidaan pienentää esimerkiksi kasvattamalla erotinten lukumäärää verkossa, jolloin vyöhykkeiden pituudet lyhenevät ja vikakeskeytysten korjausaika saadaan rajattua pienemmälle alueelle. Korvaamalla käsinohjattavat erottimet kaukoohjattavilla erottimilla kytkentäaika pienenisi huomattavasti. Työkeskeytysten vikataajuuteen ei voida vaikuttaa merkittävästi, mutta vikakeskeytysten vikataajuutta voidaan pienentää siirtämällä metsissä ja tienvarsilla sijaitsevia avojohtoja pellolle tai korvaamalla ne maakaapelilla.



Kuva 6.11: Nykyverkon keskeytyskustannuksia aiheuttavien tekijöiden osuudet.

5.2 Nykyverkon ongelmakohdat

Vahdon keskustan nykyverkon suurin saneerauspaine aiheutuu iäkkäistä KJ-ilmajohdoista sekä muuntajista. Keskijänniteverkon ilmajohdoista suurin osa on rakennettu 80-luvulla ja noin kolmasosa ilmajohdoista on tullut tai tulee pitoaikansa päähän alle kymmenen vuoden sisällä. Nykyverkon jakelumuuntajat ovat pääosin vanhoja, sillä yli puolet muuntajista ylittää pitoaikansa viimeistään seitsemän vuoden päästä. Kahden muuntajan saneeraustarpeeseen vaikuttaa osaltaan myös korkeat kuormitusasteet. PJ-ilmajohtojen tilanne

vastaa keskijännitejohtojen tilannetta, sillä niistäkin noin kolmasosa täyttää pitoaikansa alle kymmenessä vuodessa. PJ-verkko kaipaisi ikänsä perusteella saneerausta lähitulevaisuudessa, mutta tämä projekti keskittyy nimenomaan KJ-verkon toimitusvarmuuden parantamiseen, joten PJ-verkkoon keskittyvä saneeraus toteutetaan vasta tulevaisuudessa. läkkäiden verkkokomponenttien takia nykyverkon nykykäyttöarvo on enää vähän yli kolmasosan verkon jälleenhankinta-arvosta. Nykykäyttöarvo vaikuttaa regulaatiomallin mukaisesti sähkönjakeluyhtiölle sallittuun kohtuulliseen tuottoon, joten verkon nykykäyttöarvo olisi hyvä saada suuremmaksi.

Nykyverkon jännitteenalenemat eivät ole ongelmalliset, mutta ilman saneerauksia osa jännitteenalenemista ylittää tulevaisuudessa määritetyn normaalitilan maksimitason (7 %). Jännitteenalenemat pysyvät 20 vuoden päästäkin SFS-EN 50160-standardin määrittämissä rajoissa, mutta myös itse määritetyn tason olisi hyvä toteutua. Toimitusvarmuuden, vikataajuuksien ja keskeytyskustannusten kannalta verkon ongelmakohtia ovat varsinkin metsissä sijaitsevat avojohdot. Metsässä sijaitsevilla avojohdoilla on tilastollisesti huonoin toimitusvarmuus, minkä vuoksi ne omaavat suurimmat vikataajuudet pysyvissä vioissa sekä pika- ja aikajälleenkytkennöissä. Vikataajuudet vaikuttavat merkittävästi keskeytyskustannuksiin, joten suurien vikataajuuksien myötä myös kustannukset ovat suuret. Tarkasteltavilla johtolähdöillä on metsässä sijaitsevia avojohtoja yhteensä yli seitsemän kilometriä eli 14 prosenttia johtolähtöjen yhteenlasketusta pituudesta. Nykyverkon keskeytyskustannukset ovat lähes 27 tuhatta euroa ja säästöpotentiaalia löytyy eniten vikakeskeytysten kestosta ja pikajälleenkytkennöistä aiheutuvista kustannuksista.

6 MAASTOSUUNNITTELU

Käydään läpi case Vahdon keskustan maastosuunnittelun tärkeimmät vaiheet eli maastokatselmus, kaapelien ja muuntamopaikkojen sijoittaminen sekä sijoituslupien hankinta.

6.1 Maastokatselmus

Ennen maastokatselmusta hankittiin suunnittelualueen tonttien maanomistajien yhteystiedot Maanmittauslaitoksen (MML) kiinteistötietopalvelusta. Maastokatselmuksessa tutustuttiin suunnittelualueen maastoon ja suuntaa-antavien kaapelireittien ja muuntamopaikkojen soveltuvuuteen. Suuntaa-antavat kaapelireitit ja muuntamopaikat on laadittu ilman maastoon tutustumista, joten niissä ei ole huomioitu maastossa ilmeneviä asennushaittoja. Suuntaa-antavat kaapelireitit on sijoitettu pääosin teiden varsille lyhintä mahdollista reittiä käyttäen. Maastosuunnittelun myötä reitit kuitenkin muuttuvat asennushaittojen ja maanomistajien toiveiden myötä. Onkin tärkeää tuntea suunnittelualueen maasto, jotta kaapelireitin asennushaitat sekä maanomistajille aiheutuvat haitat saadaan minimoitua. Vahdossa maastokatselmuksessa ilmeneviä asennushaittoja ovat runsaasti esiintyvät kalliot, taajaman asfaltoidut tiet ja haja-asutusalueella keväisin tulviva joki. Kallioreittejä vältetään, koska kaapelin asennus kallioiseen maahan vaatii louhintaa tai betonointia. Asfalttiteiden alituksilta ei voida välttyä täysin taajama-alueella, mutta alitukset pyritään minimoimaan. Tulviva joki estää muuntamon perustamisen tulva-alueelle, minkä vuoksi kahden muuntamopaikan sijaintia joudutaan siirtämään kauemmaksi joesta. Lisäksi varsinkin keskustassa esiintyy rakennuksia, jotka yltävät tien reunaan asti, jolloin rakennuksen ja tien väliin ei mahdu kaivamaan kaapeliojaa. Tällaisissa tilanteissa kaapeli on kaivettava tiehen tai sille on etsittävä vaihtoehtoinen reitti.

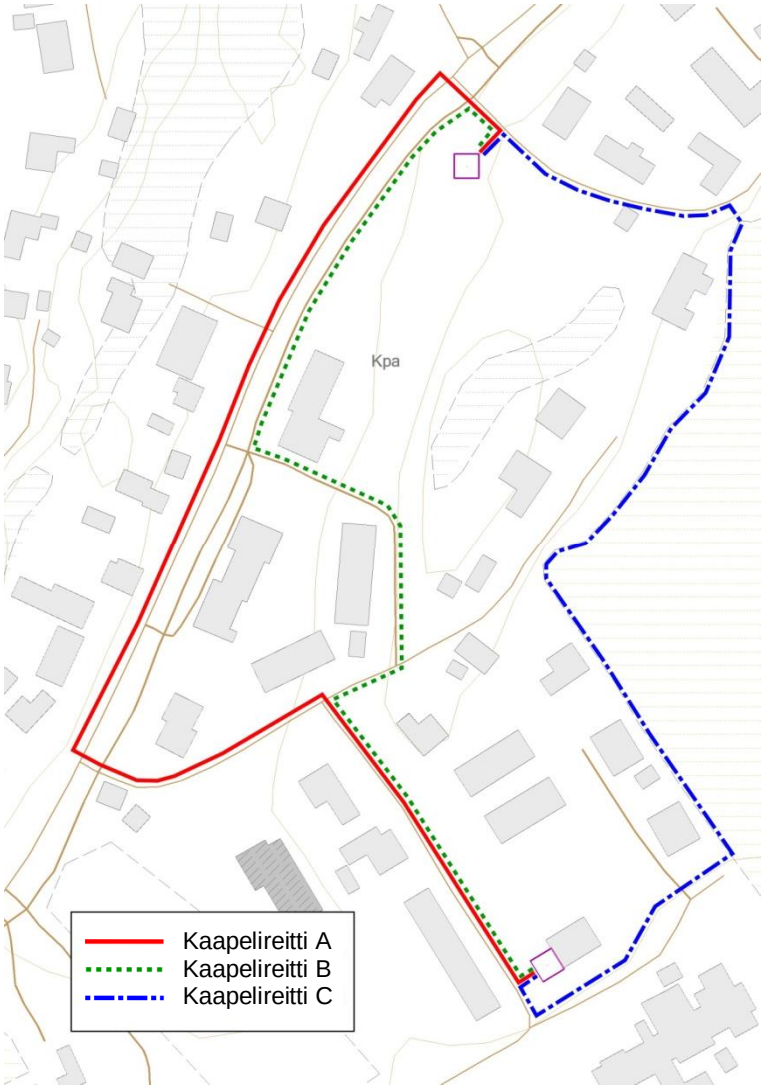
Uudet puistomuuntamot pyritään sijoittamaan mahdollisuuksien mukaan purettavan pylväsmuuntamon ja sähkönkulutuksen lähelle. Taajama-alueella on kuitenkin huomioitava, että tontit harva maanomistaja haluaa puistomuuntamoa takapihalleen, joten muuntamot kannattaa alustavasti suunnitella sijoitettavaksi esimerkiksi asumattomille tonteille tai kunnan kiinteistöille. Maanomistustiedot haettiin jo ennen maastokatselmusta, jolloin tiedettiin jo maastoon tutustuessa mitkä kiinteistöt ovat yksityisessä omistuksessa ja mitkä ovat kunnan kiinteistöjä. Maastokatselmuksessa selviää, että Vahdon taajamassa muuntamot voidaan maaston puolesta sijoittaa suurille yksityisessä maanomistuksessa oleville tonteille ja kunnan tonteille. Vahdon haja-asutusalueella on helpompi löytää puistomuuntamoille soveltuvia sijoituspaikkoja, koska alueella on paljon peltoja. Tällöin muuntamot saadaan

sijoitettua kätevästi esimerkiksi pellon kulmiin ja lisäksi myös vaihtoehtoisia sijoituspaikkoja löytyy läheltä.

6.2 Kaapelireittien ja muuntamoiden sijoittaminen

Käydään tarkemmin läpi kaapelireittien ja muuntamopaikkojen suunnittelun kulkua Vahdossa. Maastokatselmuksen jälkeen otetaan yhteys Ruskon kuntaan ja selvitetään kunnan sopimuskäytännöt kaapeleiden ja puistomuuntamoiden sijoittamiseksi kunnan omistamille kiinteistöille. Samalla kunnalta pyydetään tiedot olemassa olevasta kunnallistekniikasta. Vesijohtojen asennussyvyys on yleensä reilusti kaapeleiden asennussyvyyttä suurempi, mutta kaapeleita ei tästä huolimatta sijoiteta samansuuntaisesti suoraan vesijohtojen päälle, koska silloin kaapelit olisivat tiellä vesijohtojen huoltotöissä. Samasta syystä myöskään puistomuuntamoa ei voida sijoittaa vesijohdon tai olemassa olevan kaapelin päälle. Kunnallistekniikan lisäksi tiedustellaan muut olemassa olevat kaapelit sekä ELY-keskuksen tulevat tiehankkeet. Varsinkin ELY-teiden varsilla uudet kaapelit pyritään sijoittamaan samalle puolelle tietä vanhojen kaapeleiden kanssa ja tien alitukset minimoidaan. Olemassa olevien johtojen ja kaapeleiden lisäksi selvitettiin Vahdon historialliset alueet sekä luonnonsuojelualueet. Suunnitelma-alueen alustavalle kaapelireitille osuu yksi historiallinen alue, joka saadaan kierrettyä vaihtoehtoisella reitillä. (ELY 2014, Koskela 2014)

Käydään läpi muuntamoiden välisen KJ-kaapelin reittivaihtoehtoja ja reittivalintaan vaikuttavia tekijöitä esimerkin avulla. Kuvassa 7.1 esitetään kahden uuden puistomuuntamon välisen kaapelireitin vaihtoehdot. Kuvan reittivaihtoehto A mukailee suuntaa-antavaa eli esisuunniteltua kaapelireittiä ja reittivaihtoehdot B ja C ovat maastokatsauksen myötä syntyneitä vaihtoehtoisia reittejä. Kaapelireitti A rajataan heti pois vaihtoehdoista, koska se on reilusti muita vaihtoehtoja pidempi. Lisäksi kaapelireitti A kulkisi lähellä kallioista aluetta sekä menisi monien asfaltoitujen teiden ja ELY-tien ali. Reittivaihtoehtojen B ja C välillä ei ole merkittävää pituuseroa, joten reitti valitaan maaston mukaan. Reitti B kulkee vain yhden asfaltoidun tien ali, mutta sen lisäksi se kulkisi asfaltoidun pihan läpi. Kaapelireitti B kulkee kunnan, viiden maanomistajan sekä ELY-tien alueilla ja kaivutyö vaatisi koko reitin pituudelta liikennejärjestelyjä. Reitti C ei vaadi yhtäkään asfaltoidun tien alitusta, koska se kulkee suurelta osin pellon reunassa, minkä vuoksi liikennejärjestelyjen tarvekin on vähäinen. Kaapelireitti C sijaitsee kunnan sekä kahden maanomistajan tonteilla.



Kuva 7.1: Muuntamoiden välisen KJ-kaapelin reittivaihtoehdot.

Ensisijaiseksi kaapelireitiksi valitaan reitti C, koska reitillä on parhaat kaivuolosuhteet, vähiten maanomistajia ja reitti vaatii vain vähän työnaikaisia liikennejärjestelyjä. Hyvissä kaivuolosuhteissa kaivu on nopeampaa ja kustannukset pysyvät pienempinä. Pellon reunaan kaivettaessa on myös epätodennäköisempää, että kaapeliojaa kaivaessa tulisi vastaan kalliota. ELY-teiden puuttuminen ja maanomistajien vähyys taasen helpottavat lupa- ja sopimuskäsittelyä. Kaapelireitti C soveltuu kyseessä olevaan tapaukseen hyvin myös siksi, että kuvan 7.1 pohjoisemmalta muuntamolta täytyy suunnitella kaapelireitti myös idässä päin sijaitsevalle muuntamolle, joten osaa vaihtoehdon C reitistä voidaan hyödyntää kahdelle kaapelille, jolloin kokonaiskaivumatka lyhenee. Jos maanomistajilta ei saataisi lupaa reitille A, reitti B olisi seuraava vaihtoehto. Maanomistajilta saadaan kuitenkin lupa muuntamoiden ja kaapelien sijoittamiselle, joten kaapelireitti C vahvistetaan suunnitelmaan. Kokonaisuutena Vahdon kaapelireitit saadaan sijoitettua teiden vieriin ja

peltojen reunoihin siten, että sopimattomat alueet kierretään ja asennushaitat minimoituvat.

Puistomuuntamoiden sijoittaminen osoittautuu kaapelireittien sijoittamista haastavammaksi, koska joissakin tapauksissa maasto estää muuntamokopin sijoittamisen kyseiseen paikkaan. Vahdon haja-asutus alueen keväisin tulviva joki rajoittaa kahden suunnitellun muuntamon sijoittamista suuntaa-antaville paikoilleen. Tulva-alueen suuruudesta saa parhaiten tiedon maanomistajilta ja muuntamopaikat viedään niin kauas, että tulvavesi ei yllä muuntamolle asti. Ensimmäisen puistomuuntamon tapauksessa riittää, että muuntamo siirretään suuntaa-antavalta paikaltaan toiselle puolelle tietä, mutta toisen muuntamon sijoituspaikkaa joudutaan siirtämään sata metriä joen laajan tulva-alueen vuoksi. Muuntamoiden lopullinen sijainti päätetään yhteistyössä maanomistajien kanssa ja moni maanomistaja allekirjoittaakin sopimuksen vasta, kun muuntamon sijainti on käyty sopimassa paikan päällä.

6.3 Sijoituslupien hankinta

Tutustutaan Vahdon keskustan jakeluverkon saneerausta varten tarvittaviin lupiin ja sopimuksiin sekä niihin liittyviin selvityksiin.

6.3.1 ELY- ja AVI- luvat

Vahdon keskustan suunnitelma-alueella on kaksi ELY- tietä, joiden tiealueille on suunniteltu kaapelien sijoittamista. Lisäksi yksi puistomuuntamo halutaan sijoittaa maantien suoja-alueelle. Aluksi tehdään esikatselmus ELY- keskuksen edustajan kanssa ja selviää, että suunnitelluissa kaapelireiteissä ei ole huomauttamista. ELY- lupahakemukseen kirjataan hakijan yhteystietojen lisäksi suunniteltujen kaapelien sijainnit, asennettavien kaapelien tiedot, tien alitusten lukumäärä, tiealueelle sijoitettavien tien pituussuuntaisten maakaapelien yhteispituus sekä hakemuksen lisätiedot. Lisätiedoissa selitetään projektin tarkoitus, kaapelien asennustapa, paikka, suojaus ja rumpujen kierto tiealueella sekä maininnat alueelle tehdyistä esiselvityksistä. Vahdon projektin lupahakemukseen tarvittavia liitteitä ovat yleiskartat, suunnitelma kaapelin sijoittamisesta tiealueelle, liikenteenohjaussuunnitelmat, kaapelin sijaintien merkitseminen teiden poikkileikkauspiirustuksiin, valokuvia esimerkiksi tien alituskohdista ja erikoiskohteista sekä maaperäselvitykset. (ELY 2015a)

Esiselvityksissä käy ilmi, että ELY- teiden osuuksilla ei ole pohjavedensuojauksia, kivikkoisia alueita, suuria kiviä, kallioleikkauksia eikä louherakenteita. Koeporauksia ei tehdä,

koska maastossa ei havaittu näkyviä kallioita maantien tiealueella kulkevien kaapelireittien välittömässä läheisyydessä ja tiealueilla kaapelit asennetaan olemassa olevien kaapelien viereen tai pellon reunaan. Uudet kaapelit asennetaan maanteiden ulkoluiskiin, joten tien sisäluiskan tietoja ei tarvita hakemukseen. Suunnittelualueella on menossa yksi tiensiirto-hanke, joten tienrakentajien kanssa sovitaan, että he asentavat tien alle valmiiksi putken uutta keskijännitekaapelia varten. Asiasta ei tarvitse tehdä lisäselvityksiä ELY- lupahake-mukseen, vaan lisätietoihin laitetaan maininta, että kaapelointi rakennetaan tienrakennuksen yhteydessä. Lisätietoihin kirjataan myös, että olemassa olevat kaapelit ja kunnallistekniikan sijainti on selvitetty ja huomioitu uusien kaapelien sijoituksessa. Vahdon projektin ELY- lupahakemus liitteineen lähetetään ELY- keskukselle helmikuun alussa ja se palautuu hyväksyttynä noin kuudessa viikossa. (ELY 2014)

ELY- luvan saavuttua haetaan poikkeamislupa puistomuuntamolle, jonka rakennuspaikka sijaitsee alle 20 metrin päässä maantien keskeltä. Hakemuksessa käydään läpi hakijan yhteystiedot ja uuden puistomuuntamon rakennuspaikka. Rakennuspaikan ja tien välissä todetaan olevan suojapuita, joten puistomuuntamo ei heikennä risteysalueen näkemää tai turvallisuutta. Lisäksi selvitetään, että rakennuspaikka sijaitsee taajaman ulkopuolella ja maantien nopeusrajoitus on 60 km/h. Hakemukseen liitetään lähestymiskartta, suunnitel-makartta sekä sopimus, jossa maanomistaja hyväksyy puistomuuntamon rakentamisen kartassa osoitettuun paikkaan. Hakemus lähetetään Varsinais-Suomen ELY- keskukselle, josta tulee vastauksena rakentamisen poikkeamispäätös. Poikkeamispäätöksessä ELY-keskus myöntää luvan rakentaa kyseessä olevan puistomuuntamon maantien suoja-alueelle.

Pyydetään Varsinais-Suomen ELY- keskukselta lausunto suunniteltujen Vahdonjoen ali-tusten AVI- luvan tarpeellisuudesta. Lausuntopyynnössä kerrotaan projektin tarkoitus sekä kaapelin asennustapa ja liitteeksi laitetaan kartta, josta selviää joen alituspaikat. ELY-keskukselta saadun lausunnon mukaan karttaliitteen mukaiset suuntaporatut joenalitukset eivät vaadi AVI- luvan hankkimista pienen valuma-alueen vuoksi. Lausunnossa kerrotaan myös, että alituskohdat tulee merkitä asianmukaisilla varoitustauluilla.

6.3.2 Käyttöoikeussopimukset maanomistajilta

Vahdossa maanomistajan ovat erittäin yhteistyökykyisiä ja kaikille muuntamoille ja kaape-lireiteille löytyy sijoituspaikka suunnitelluilta paikoilta tai niiden läheisyydestä. Ruskon kunnan kanssa on sovittu, että saamme hyödyntää kunnan tiealueita kaapeleiden sijoit-tamiseen ja kaikista puistomuuntamoista tehdään toimenpidelupahakemukset

rakennusvalvonnalle. Kahden kunnan kiinteistöille suunnitellun muuntamon paikkaa joudutaan siirtämään, koska ensimmäinen olisi ollut tulevaisuudessa rakentamisen tiellä ja toisen sijoittamiseen ei saada naapurin suostumusta. Naapurin suostumus tarvitaan aina, kun rakennetaan kaava-alueella alle 4 metrin päähän tai haja-asutusalueella alle 5 metrin päähän naapurin tonttirajasta (Rusko 2015). Muuntamoille löytyy kuitenkin kaikille osapuolille sopivat sijoituspaikat alkuperäisten paikkojen läheisyydestä, joten suunnitelmiin ei tarvitse tehdä suuria muutoksia.

Kun maanomistajien kanssa on keskusteltu ja heiltä on saatu suulliset luvat kaapelien, jakokaappien ja muuntamoiden sijoittamiselle, heille laaditaan tilanteen mukaan johtoaluesopimus tai suostumus. Sopimusten lähettämisen jälkeen suunnitelma-alueesta laaditaan työkartat, purkukartat, kaaviot sekä määräluettelo. Suunnitelman ja tarvittavien dokumenttien laadinnan jälkeen suunnitelma menee kokonaisuutena Carunan hyväksyttäväksi. Carunan hyväksynnän sekä kaikkien sopimusten, suostumusten ja kunnan toimenpidelupien palauduttua sovitaan kaivutöiden aloitusajankohta ja kaapelireitit sekä muuntamoiden ja jakokaappien paikat käydään merkitsemässä maastoon.

6.4 Sähkötekninen mitoitus

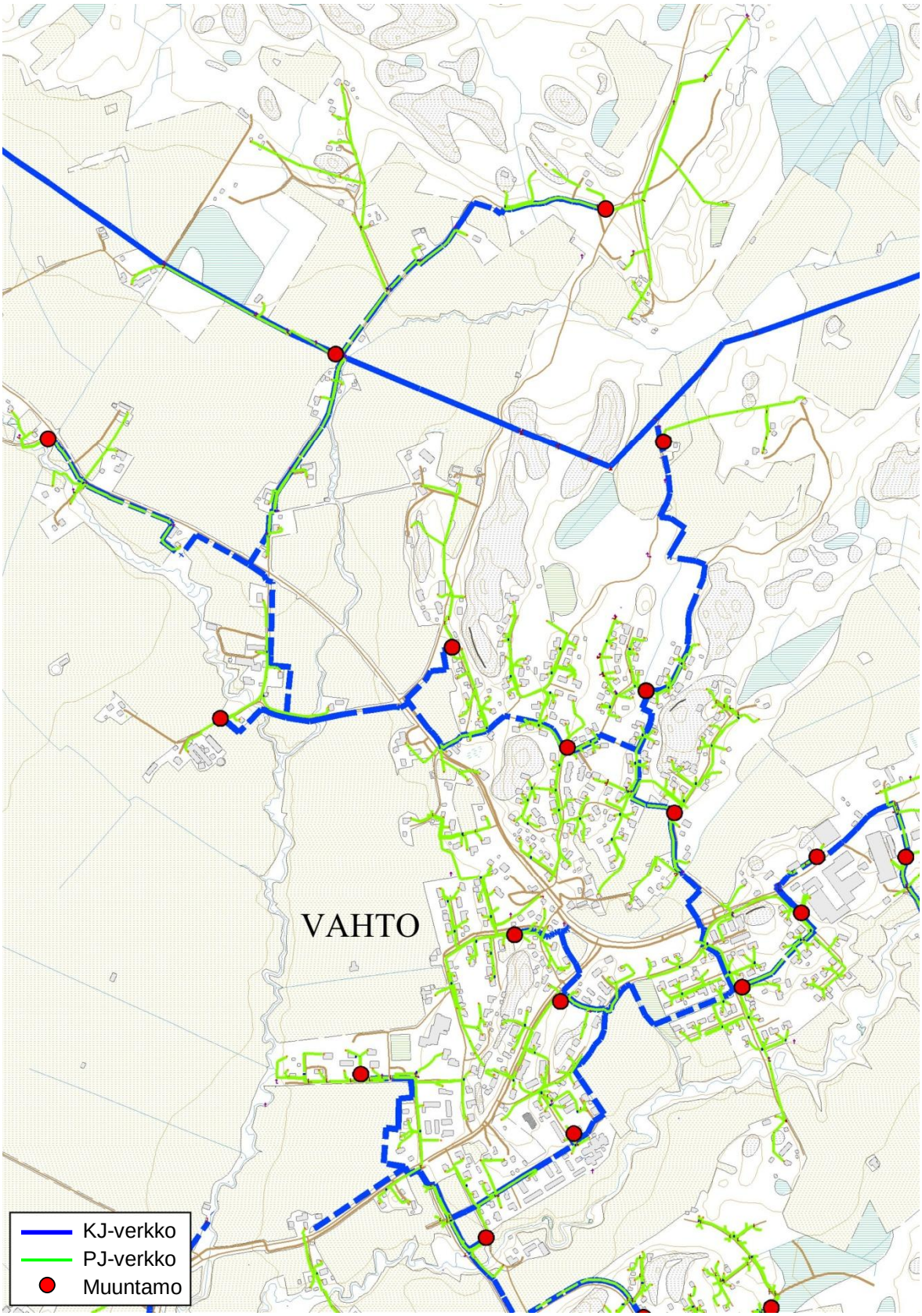
Carunan alustavaan suunnitelmaan sisältyy valmiina muuntajien ja KJ-kaapelien sähkötekninen mitoitus. Kaikkien projektien alustava suunnitelma ei sisällä KJ-kaapelien mitoitusta, jolloin Eltelin suunnittelija mitoittaa kaapelit Carunan laatiman mitoitustaulukon mukaan. Kaapelikoon valintaan vaikuttavat syöttöpisteen eli sähköaseman taustaverkon resistanssi ja reaktanssi sekä kaapelin etäisyys päämuuntajasta. Uudet 20 kV kaapelit toteutetaan Wiski Plain- kaapeleilla ja käytettävät kaapelikoot ovat AHXAMK-WP 3*50, 3*95, 3*150 ja 3*240. Suunnittelualueen johtolähdöt toimivat varasyöttöyhteyksinä useille naapurialueiden sähköasemien johtolähdöille. Uudet kaapelipoikkipinnat onkin mitoitettava niin, että tarkasteltavat johtolähdöt voivat tarvittaessa syöttää myös naapurialueiden johtolähtöjä. Varasyöttöyhteyksien vuoksi kaapelipoikkipintojen on oltava vähintään 95 mm^2. Suunnittelualueen olemassa olevat kaapelit ovat Wiski-kaapeleita, joten vanhoja kaapeleita jatkettaessa käytetään samaa kaapelityyppiä seuraavalle muuntamolle asti. Alustavan suunnitelman mitoitusten soveltuvuus selviää suorittamalla suunnitellulle verkolle tehonjako- ja oikusulkulaskennat. Jos esimerkiksi uuden muuntajan kuormitusaste on suuri, muuntajan mitoitustehoa voidaan suurentaa. Suunnittelualueella alustavat KJ-verkon sähkötekniset mitoitukset osoittautuivat laskennassa sopiviksi.

Alustavassa suunnitelmassa ei ole huomioitu pienjänniteverkkoa, joten Eltelin suunnittelija hoitaa PJ-verkon sähköteknisen suunnittelun. Uusilta muuntamoilta täytyy kaivaa syöttökaapeli vähintään yhdelle muuntopiirin jakokaapille. Taajamaverkossa voidaan hyödyntää vanhoja PJ-kaapeleita siten, ettei jakokaappien syöttökaapeleita tarvitse kaivaa uudelta muuntamolta jakokaapeille asti, vaan uusi kaapeli jatketaan jakokaapin olemassa olevaan syöttökaapeliin. Tällöin kaivukustannukset pienenevät ja jakokaapin kytkennät voidaan säilyttää ennallaan. Vahdon keskustan verkossa PJ-ilmajohtoverkkoa saneerataan KJ-verkon saneerauksen yhteydessä vajaan kahden kilometrin matkalta. Saneerattavaksi valitut johdot ovat suunnitellun KJ-maakaapelin reitillä, joten on kustannustehokasta kaapeloida PJ-verkko samaan ojaan. Suunnittelussa käytettäviä PJ-maakaapeleita ovat AX25, AX50, AX95, AX150 ja AX240. PJ-kaapelit mitoitetaan siten, että jakokaappien syöttökaapeleiksi ja jakokaappien välisiksi kaapeleiksi valitaan kooltaan vähintään AX150 ja liittymäkaapeliin liityttäessä uuden kaapelin tulee olla vähintään liittymäkaapelin poikkipinnan kokoinen. Lopulliset kaapelikoot valitaan tehonjako- ja oikosulkulaskennan tulosten perusteella eli muun muassa jännitteenalenemien ja oikosulkuvirtojen mukaan.

Laskennan myötä saadaan tietoon myös PJ-verkon sähköturvalisuuspuutteet, kuten sulakkeen epäselektiivisyys, liian pieni liittymän oikosulkuvirta tai johdon oikosulkusuojan ylittävä sulake. Liittymän oikosulkuvirran ollessa liian pieni, sitä voidaan suurentaa esimerkiksi kasvattamalla kaapelin tai johdon poikkipintaa tai kasvattamalla muuntajan mitoitustehoa. Jos sulake ylittää johdon oikosulkusuojan arvon, sulaketta täytyy pienentää. Jos sulakkeen pienentäminen ei onnistu epäselektiivisyyden takia, liittymäjohdolle (AMKA) voidaan asentaa selektiivisyyden toteuttava pylväsvarokekytkin. Vahdossa uusien muuntajien ja muuntamopaikkojen myötä osalla PJ-verkkoa syöttösuunta muuttuu jakokaappien välillä, joten myös jakokaappien sulakekoot täytyy tarvittaessa muuttaa selektiivisiksi.

7 SUUNNITELTU VERKKO

Tutkitaan, miten Vahdon keskustan KJ-verkon saneeraus vaikuttaa verkon tunnuslukuihin ja löydettiinkö nykyverkon ongelmakohtiin ratkaisut. Kuvassa 8.1 esitetään Vahdon keskustan saneerattavan verkon kaapelireitit ja muuntamoiden sijainnit. Suunnitellussa verkossa on 16 puistomuuntamoa, reilut 11 kilometriä KJ-maakaapelia, noin kilometri KJ-ilmajohtoverkkoa, lähes 29 kilometriä PJ-maakaapelia ja vajaat 7 kilometriä PJ-ilmajohtoverkkoa. Suunnittelualueelle jäävää KJ-ilmajohtoa ei huomioida esimerkiksi tarkasteltavien johtolähtöjen vikataajuuksien laskennassa, koska ilmajohto jää erillisen johtolähdön käyttöön ja se toimii ainoastaan tarkasteltavien johtolähtöjen varasyöttönä. Kuvia 6.1 ja 8.1 vertaamalla nähdään, että suurin osa muuntamopaikoista pysyy ennallaan, mutta muutamaa muuntamoa on siirretty lähemmäksi kulutusta. KJ-ilmajohdot ovat kulkeneet suoraviivaisesti ja varsinkin taajamassa asutuksen ulkopuolella pelloilla, mutta suunniteltu maakaapelireitti kulkee teitä ja peltojen reunoja myötäillen myös asutusalueiden lävitse.



Kuva 8.1: Carunan Vahdon keskustan suunniteltu verkko.

7.1.1 Verkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvo

Lasketaan suunnitellun verkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvo käyttäen yhtälöitä 4.22 ja 4.23. PJ-ilmajohtoverkon johtojen keski-ikien oletetaan pysyvän nykyverkon arvojen tasolla. KJ-ilmajohtoverkkoa jää purkamatta ainoastaan reilu kilometri, joten johtojen keski-iät saadaan määritettyä helposti pylväiden asennusvuosista. Suunnitellun verkon komponenteille lasketut keski-iät sekä jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvot on esitetty taulukossa 8.1. Liitteessä 2 esitetään tarkemmat laskentatulokset suunnitellulle verkolle. Taulukosta 8.1 nähdään, että saneerauksen jälkeen koko verkon keski-ikä on 13 vuotta, jälleenhankinta-arvo lähes 2,6 miljoonaa euroa ja nykykäyttöarvo 1,6 miljoonaa euroa. Näin ollen verkon komponenttien arvosta on jäljellä yli puolet. Verkon ikääntyneimpiä komponentteja ovat ilmajohdot ja nuorimpia muuntamot, muuntajat sekä KJ-maakaapelit. Vertaamalla nykyverkon ja saneeratun verkon arvoja havaitaan, että koko verkon keski-ikä on laskenut seitsemällä vuodella, jälleenhankinta-arvo on kasvanut noin 1,5-kertaiseksi ja nykykäyttöarvo on kasvanut lähes 2,5-kertaiseksi. Investoinnin myötä verkon nykykäyttöarvo kasvaa reilusti, jonka myötä investointi vaikuttaa positiivisesti myös regulaatiomallin mukaisesti verkkoyhtiön sallittuun tuottoon sekä toimitusvarmuuskannustimeen.

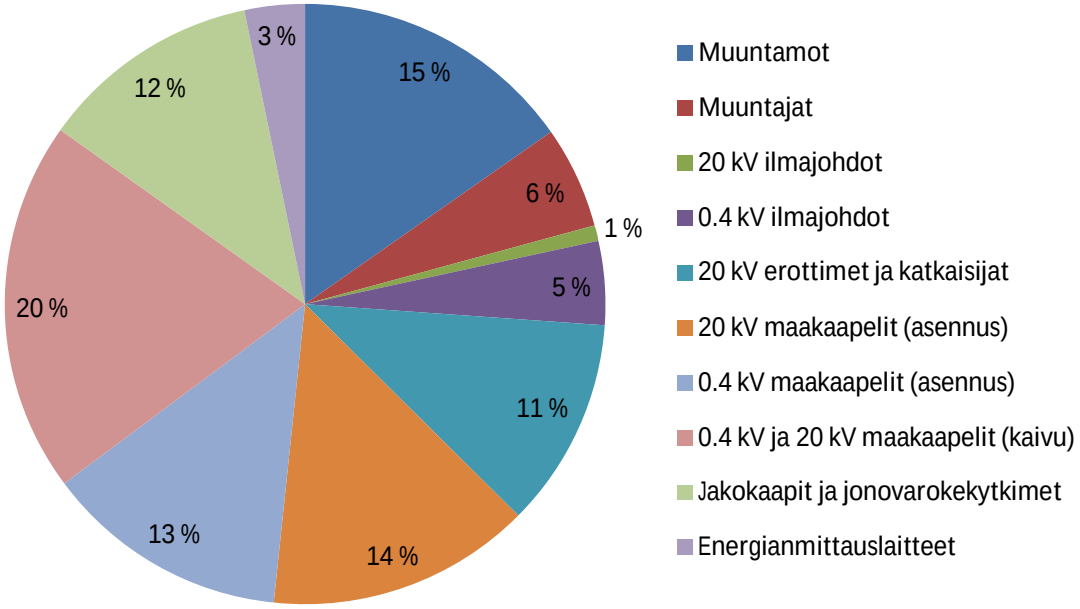
Taulukko 8.1: Vahdon keskustan suunnitellun verkon komponenttien keski-iät sekä jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvot.

	keski-ikä [a]	JHA [k€]	NKA [k€]
Muuntamot	1	395	385
Muuntajat	1	142	135
20 kV ilmajohdot	28	22	8
0.4 kV ilmajohdot	30	116	38
20 kV erottimet ja katkaisijat	3	293	283
20 kV maakaapelit (asennus)	1	368	358
0.4 kV maakaapelit (asennus)	22	340	193
0.4 kV ja 20 kV maakaapelit (kaivu)	-	517	-
Jakokaapit ja jonovarokekytkimet	21	308	144
Energianmittauslaitteet	5	84	67
	ka 12	Σ 2586	Σ 1612

Taulukoiden 6.2 ja 8.1 arvoja vertailemalla voidaan laskea, että komponenttikohtaisista jälleenhankinta-arvoissa muuntamoiden JHA on kasvanut yli kaksinkertaiseksi, erotinten ja katkaisijoiden 3,5-kertaiseksi ja KJ-maakaapeleiden 16-kertaiseksi. Komponenttikohtaisissa nykykäyttöarvoissa eniten ovat kasvaneet muuntamoiden, erottimien ja katkaisijoiden sekä KJ-maakaapeleiden nykykäyttöarvo. Muuntamoiden NKA on kasvanut

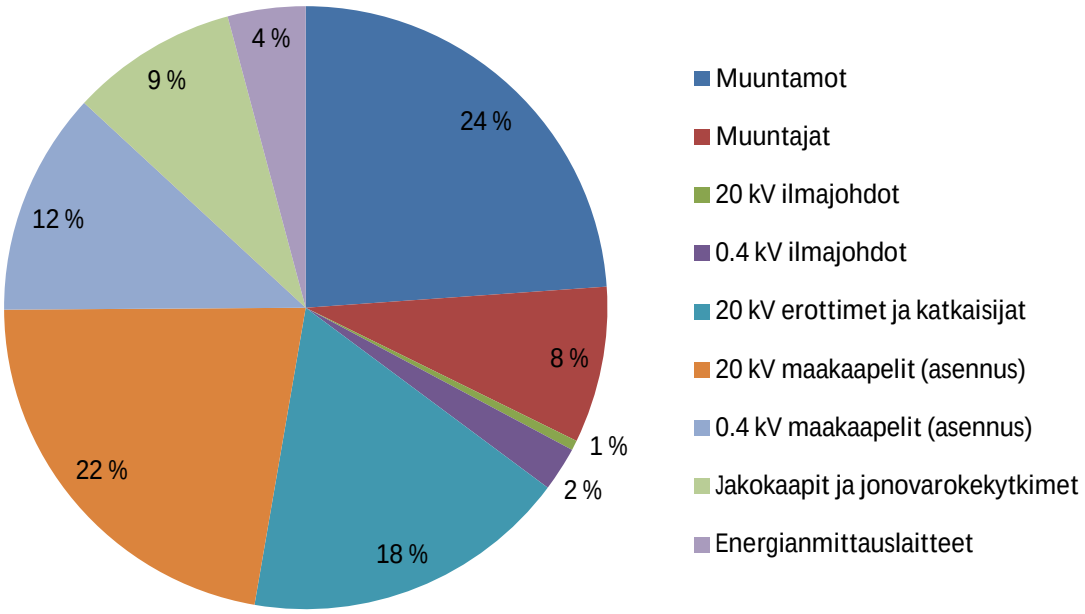
lähes nelinkertaiseksi, erotinten ja katkaisijoiden yli nelinkertaiseksi ja KJ-maakaapeleiden 21-kertaiseksi.

Tutkitaan saneeratun verkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvojen muodostumista ja miten ne ovat kehittyneet nykyverkon arvoista. Kuvassa 8.2 esitetään suunnitellun verkon jälleenhankinta-arvon muodostavien verkkokomponenttien osuudet. Kuvasta nähdään, että verkon jälleenhankinta-arvosta 20 prosenttia koostuu maakaapeleiden kaivusta, 15 prosenttia muuntamoista, 14 prosenttia KJ-maakaapeleista ja 13 prosenttia PJ-maakaapeleista. Maakaapeleiden kaivu pysyy verkon arvokkaimpana kustannustekijänä ja verkon jälleenhankinta-arvosta lähes puolet (47 %) muodostuu kaapeliverkon hankinta- ja rakennuskustannuksista. Ilmajohtojen osuus nykyverkon JHA:sta on 19 prosenttia, mutta saneerauksen ja ilmajohtojen purkamisen myötä osuus laskee kuuteen prosenttiin. Erotinten ja katkaisijoiden osuus JHA:sta kasvaa viidestä prosentista yhteentoista.



Kuva 8.2: Suunnitellun verkon jälleenhankinta-arvon osatekijät.

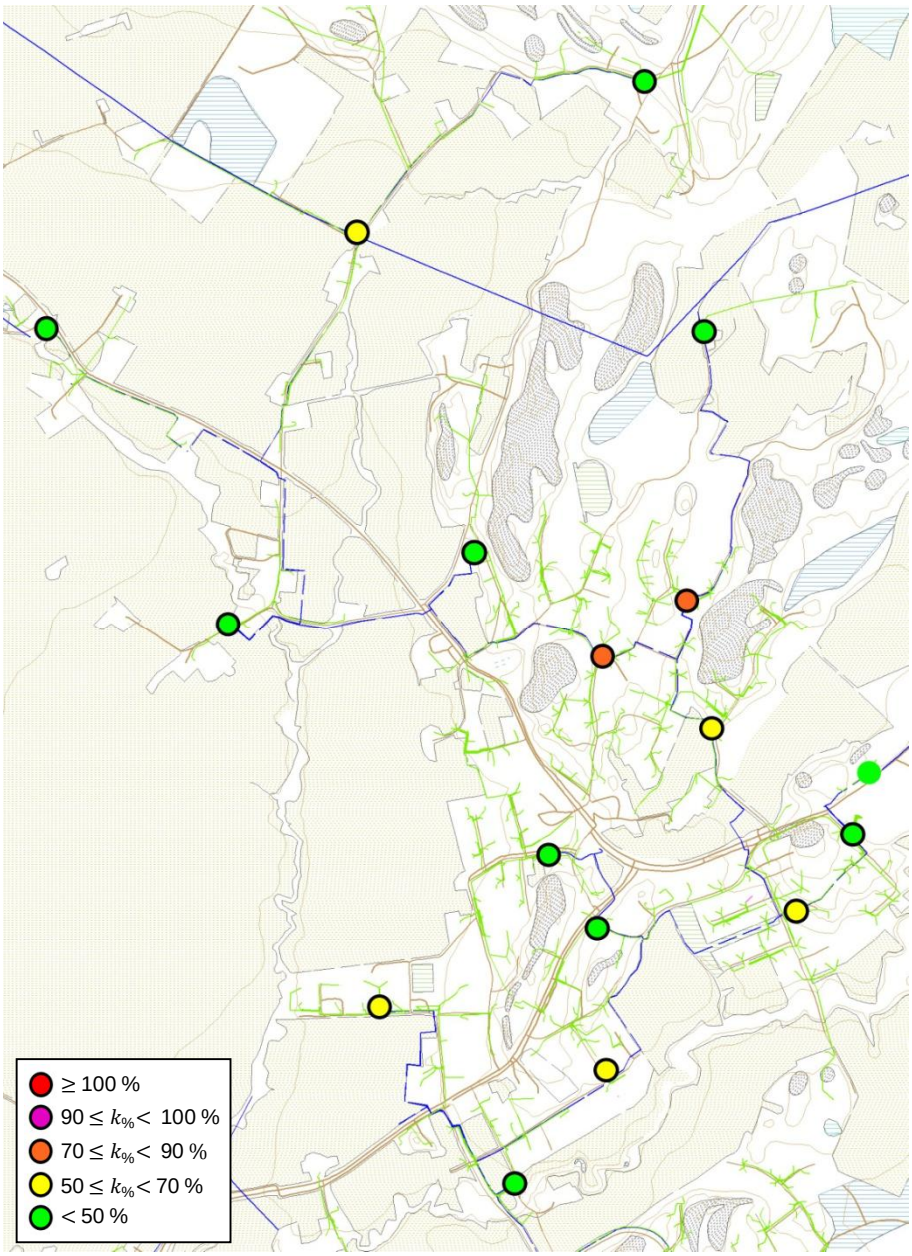
Kuvassa 8.3 esitetään suunnitellun verkon nykykäyttöarvon muodostavien komponenttien osuudet. Kuvasta havaitaan, että saneeratun verkon nykykäyttöarvosta suurin osa koostuu muuntamoista, KJ-maakaapeleista sekä erottimista ja katkaisijoista. Näiden komponenttien suuret nykykäyttöarvon selittävät uudet puistomuuntamot, maakaapelit sekä erottimet. Sekä maakaapelit että muuntamot muuntajineen muodostavatkin noin kolmasosan verkon nykykäyttöarvosta. Suurin muutos nykyverkon osatekijöihin verrattuna on 20 kV maakaapeleilla, joiden nykyarvon osuus kasvaa kahdesta prosentista 22 prosenttiin.



Kuva 8.3: Suunnitellun verkon nykykäyttöarvon osatekijät.

7.1.2 Kuormitukset ja jännitteenalenemat

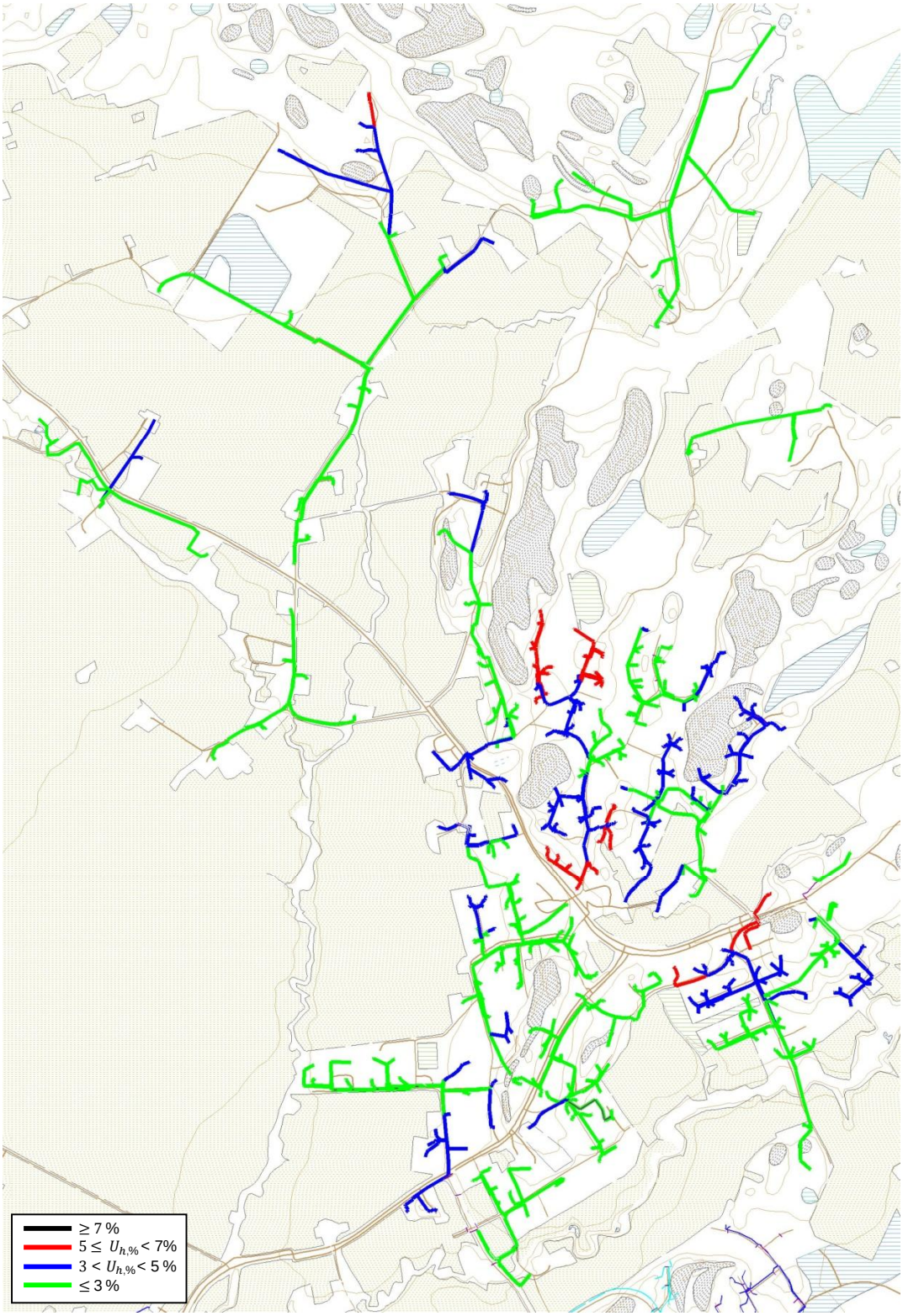
Tutkitaan, miten muuntajien ja johtojen kuormitusasteet sekä jännitteenalenemat muuttuvat verkon saneerauksen myötä. Tehonjakolaskennan mukaan kaikkien johtojen kuormitusasteet jäävät alle 64 prosenttiin ja suurimman osan alle 50 prosenttiin, joten johtojen kuormitusasteet ovat edelleen hyvällä tasolla. Kuvassa 8.4 esitetään suunnitellun verkon muuntajien kuormitusasteet. Vertaamalla kuvia 6.6 ja 8.4 havaitaan, että kuormitusasteen kannalta kriittisimmät jakelumuuntajat on korvattu suuremmilla muuntajakoneilla ja kuormitusasteet on saatu laskemaan halutulle tasolle. Lisäksi suunnitellussa verkossa yli puolilla muuntajista kuormitusaste jää alle 50 prosenttiin, joten parannusta on tapahtunut nykyverkon tasosta.



Kuva 8.4: Suunnitellun verkon jakelumuuntajien kuormitusasteet.

Saneeratun verkon jännitteenalenemat esitetään kuvassa 8.5. Vertaamalla nykyverkon ja suunnitellun verkon jännitteenalenemia havaitaan, että useissa verkon osissa jännitteenalenemat ovat pienentyneet. Muutamalla johdolla jännitteenalenemat ovat kasvaneet nykyverkon tasosta, mikä johtuu muuntamopaikan siirtymisestä kauemmaksi. Saneerauksen myötä yhä useamman johdon jännitteenalenema jää alle kolmeen prosenttiin. Tehonjakolaskennan tulosten mukaan kaikkien johtojen jännitteenalenema jäävät alle kuuteen prosenttiin. Lisäksi saneeratun verkon suurin jännitteenalenema on 5,8 prosenttia, joten yhden prosentin vuosittaisella tehonkasvulla kaikki jännitteenalenemat pysyvät

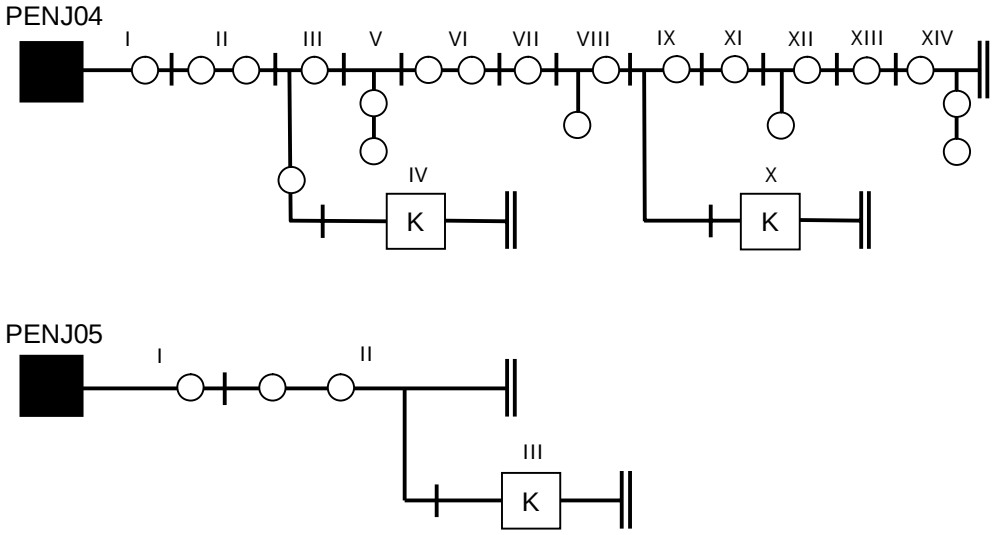
määritetyn suurimman normaalitilanteen jännitteenaleneman rajoissa seuraavat 18 vuotta. Jännitteenalenemat on saatu kokonaisuudessaan hyvälle tasolle.



Kuva 8.5: Suunnitellun verkon jännitteenalenemat.

7.1.3 Keskeytyskustannukset

Määritetään suunnitellun verkon johtolähtöjen vikataajuudet. Laskennassa huomioidaan kaikki johtolähdöille tämän ja ensi vuoden aikana tehtävät toimenpiteet, jotta saadaan selville saneerausten kokonaisvaikutus tarkasteltaville johtolähdöille. Huomioidaan siis Vahdon keskusta osa 1-projekti, jossa PENJ04-johtolähtö kaapeloidaan sähköasemalta tarkasteltavan suunnitelma-alueen rajalle asti ja PENJ05- johtolähtö sähköasemalta kaikille haarajohdoille asti. Tarkasteltavien johtolähtöjen väliset jakorajat muuttuvat saneerauksen myötä, joten johtolähtökohtaiset keskeytyskustannukset eivät ole vertailukelpoisia nykyverkon ja suunnitellun verkon välillä. Tämän vuoksi huomio tulee kiinnittää johtolähtöjen yhteenlaskettuihin keskeytyskustannuksiin. Saneeratussa verkossa PENJ04- johtolähdön perässä on 41 muuntamoa ja PENJ05- johtolähdöllä 13. Yksinkertaistetut johtolähdöt vyöhykejakoineen esitetään kuvassa 8.6. Kuvia 6.10 ja 8.6 vertaamalla havaitaan, että johtolähtöjen rakenteet muuttuvat huomattavasti saneerauksen myötä. Lisäksi PENJ04-johtolähdöllä erotinten lukumäärä kasvaa huomattavasti, joten myös vyöhykkeiden määrä lisääntyy. PENJ04 kattaa uusilla jakorajoillakin Vahdon keskustan, mutta siihen on lisätty kaapeloitavaa haja-asutusverkkoa nykyisestä PENJ05-johtolähdöstä.



Kuva 8.6: Suunnitellun verkon yksinkertaistetut johtolähdöt vyöhykkeineen.

Taulukossa 8.2 esitetään tarkasteltavien johtolähtöjen vyöhykkeiden keskitehot ja pituudet saneerauksen jälkeen. Taulukon arvoista nähdään, että saneerauksen ja jakorajojen muuttamisen jälkeen PENJ04-johtolähdön pituus on lähes 34 kilometriä ja PENJ05-johtolähdön noin 20 kilometriä. Pituudet eroavat paljon nykyverkon pituuksista jakoraja-

muutosten takia. Nykyverkon tarkasteltavien johtolähtöjen keskiteho on yhteensä noin 1,3 MW ja saneeratun verkon noin 1,2 MW, joten keskeytyskustannukset pienenevät hieman myös tehon pienenemisen vuoksi.

Taulukko 8.2: Suunnitellun verkon johtolähtöjen vyöhykkeiden keskitehot ja pituudet.

PENJ04	Vyöhyke	Keskiteho [kW]	Pituus [km]
	I	21.3	1.2
	II	16.3	2.4
	III	29.2	2.8
	IV	169.3	13.4
	V	67.7	1.8
	VI	155.3	1.0
	VII	18.6	0.6
	VIII	172.3	0.9
	IX	63.6	0.8
	X	123.3	5.6
	XI	41.8	0.4
	XII	109.2	1.2
	XIII	17.9	0.7
	XIV	31.6	0.7
	∑	1037.3	33.7

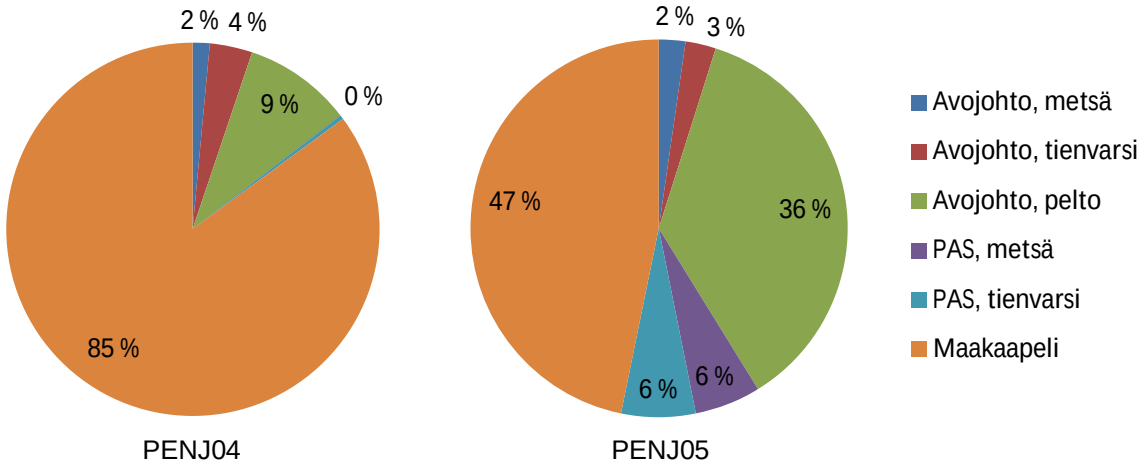
PENJ05	Vyöhyke	Keskiteho [kW]	Pituus [km]
	I	10.8	5.6
	II	21.8	2.1
	III	120.2	12.1
	∑	152.8	19.9

Tutkitaan millainen johtotyyppirakenne saneeratulla KJ-verkolla tulee olemaan. Suunnitellun verkon johtolähtöjen johtotyypit ja johtojen sijainnit esitetään taulukossa 8.7. Taulukoiden 6.3 ja 8.7 arvoja vertailemalla nähdään, että maakaapelien määrä kasvaa ja avojohtojen määrät pienenevät huomattavasti. Johtolähtöjen yhteenlaskettu pituus on nykyverkossa noin 52 kilometriä ja saneerauksen jälkeen noin 54 kilometriä. Ilmajohtoverkkoa kaapeloitaessa johtopituudet kasvavat, koska ilmajohtolinjojen reitit ovat suoraviivaisia, mutta maakaapelireitit kulkevat esimerkiksi tietä myötäillen.

Taulukko 8.7: Suunnitellun verkon johtolähtöjen johtotyypit ja johtojen sijainnit.

	PENJ04 [km]	**PENJ05** [km]
Avojohto		
metsä	0.5	0.5
tienvarsi	1.2	0.5
pelto	3.2	7.2
Päällystetty avojohto		
metsä	-	1.1
tienvarsi	0.1	1.3
pelto	-	-
Maakaapeli	28.6	9.3
∑	33.7	19,9

Kuvassa 8.7 esitetään johtolähtökohtaiset johtotyyppiosuudet sekä johtojen sijainnit. Nykyverkossa molemmilla johtolähdöillä johtotyyppien osuudet olivat lähellä toisiaan, mutta kuvasta 8.7 nähdään, että suunnitellussa verkossa uusien johtolähtöjen johtotyyppiosuudet eroavat huomattavasti toisistaan. PENJ04-johtolähdön KJ-verkosta on kaapeloitu saneerauksen jälkeen 85 prosenttia, mutta PENJ05-johtolähdöstä vain 47 prosenttia. PENJ05-johtolähdön kaapelointiaste jää alle 50 prosenttiin, koska Vahdon keskustan KJ-verkon saneeraussuunnitelmat eivät kata johtolähtöä kokonaan. PENJ04-johtolähdölle ei jää jakorajamuutosten vuoksi enää PAS-johtoa ja suurin osa verkkoon jäävistä avojohdoista sijaitsee pellolla tai tienvarressa. PENJ05-johtolähdölle jää 12 prosenttia PAS-johtoa ja avojohdoista suurin osa sijaitsee pellolla. Molempien johtolähtöjen kannalta tilanne on kokonaisuudessaan suhteellisen hyvä, koska maakaapelointiastetta on saatu kasvatettua ja verkkoon jäävät ilmajohdot sijaitsevat lähes kokonaan pellolla ja tienvarressa.



Kuva 8.7: Suunnitellun verkon johtolähtöjen johtotyyppien ja johtojen sijaintien osuudet.

Lasketaan johtolähdöille vikataajuudet samalla tavalla kuin nykyverkolle eli käyttäen yhtälöä 4.18. Suunnitellulle verkolle lasketut vikataajuudet esitetään taulukossa 8.9. Taulukon arvoista nähdään, että tarkasteltavien johtolähtöjen pysyvien vikojen vikataajuudet kilometriä kohden ovat lähes samansuuruiset, mutta työkeskeytysten vikataajuudet eroavat huomattavasti. Tämä johtuu siitä, että pellolla sijaitsevalla avojohdolla on sama pysyvien vikojen keskeytystaajuus kuin maakaapelilla, mutta kaikilla avojohdoilla työkeskeytysten keskeytystaajuus on suurempi kuin maakaapelilla. Vaikka johtolähtökohtaisia vikataajuuksia ei voida verrata suoraan nykyverkon vikataajuuksiin jakorajamuutosten myötä, taulukkojen 6.4 ja 8.9 arvoista havaitaan, että keskeytysten kilometrikohtaiset vikataajuudet ovat pienentyneet lähes puolella PENJ05-johtolähdön työkeskeytysten vikataajuutta lukuun ottamatta. Maakaapeliverkossa ei esiinny pika- ja aikajälleenkytkentöjä, minkä vuoksi suunnitellun verkon jälleenkytkentöjen vuotuiset määrät ovat pienentyneet huomattavasti nykyverkon arvoista. Kokonaisuudessaan vikataajuudet saadaan hyvälle tasolle verkon saneerauksen myötä, joten alueen sähkönjakelun toimitusvarmuus paranee.

Taulukko 8.9: Suunnitellun verkon johtolähtöjen vikataajuudet.

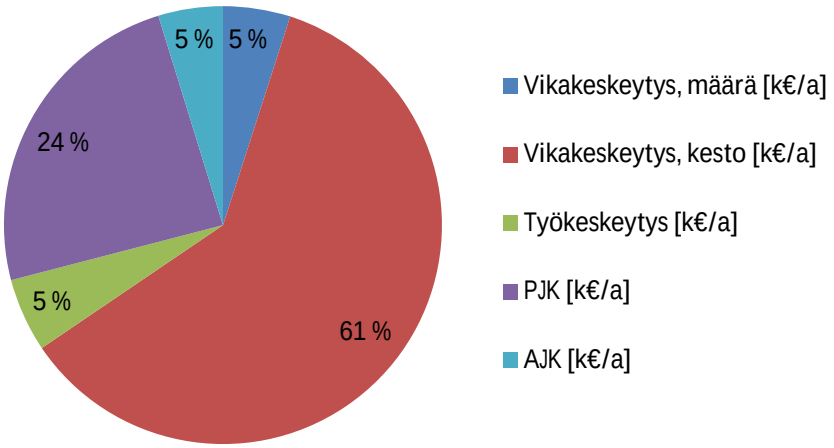
			PENJ04	PENJ05
Pysyvät viat				
	f_i	[kpl/a]	0.405	0.283
	$f_{i,km}$	[kpl/km,a]	0.012	0.014
Työkeskeytykset				
	f_i	[kpl/a]	0.401	0.398
	$f_{i,km}$	[kpl/km,a]	0.011	0.020
PJK				
	$f_{i,PJK}$	[kpl/a]	1.701	2.841
AJK				
	$f_{i,AJK}$	[kpl/a]	0.681	1.137

Kaikki saneeratun verkon erottimet ovat käsinohjattuja, joten erotinten kytkentäaika pysyy nykyverkon tasolla (1 h). Oletetaan verkon vikojen korjausajan pysyvän edelleen 2,5 tunnissa ja työkeskeytyksen yhdessä tunnissa. Lasketaan keskeytyskustannukset käyttäen yhtälöä 4.16. Suunnitellun verkon keskeytyskustannukset esitetään taulukossa 8.10. Taulukon arvoista nähdään, että PENJ04-johtolähdön keskeytyskustannukset ovat noin 10 tuhatta euroa vuodessa ja PENJ05-johtolähdön 2 tuhatta euroa vuodessa eli yhteenlasketut kustannukset ovat 12 tuhatta euroa vuodessa. Eniten kustannuksia aiheutuu vikojen kestosta ja vähiten vikojen määrästä, aikajälleenkytkennöistä sekä työkeskeytyksistä.

Taulukko 8.10: Suunnitellun verkon keskeytyskustannukset.

	PENJ04	PENJ05	∑
Vikakeskeytys, määrä [k€/a]	0.5	0.1	0.6
Vikakeskeytys, kesto [k€/a]	6.3	1.0	7.3
Työkeskeytys [k€/a]	0.4	0.3	0.7
PJK [k€/a]	2.3	0.6	2.9
AJK [k€/a]	0.5	0.1	0.6
∑	10.0	2.0	**12.0**

Saneeratun verkon keskeytyskustannuksia aiheuttavien tekijöiden osuudet esitetään kuvassa 8.8. Kuvan mukaan lähes kaksi kolmasosaa keskeytyksistä aiheutuu vikakeskeytysten kestosta ja noin neljäsosa pikajälleenkytkennöistä. Pienimmät kustannukset aiheutuvat vikakeskeytysten määrästä, työkeskeytyksistä ja aikajälleenkytkennöistä. Suurimmat muutokset nykyverkon osuuksiin nähden löytyy vikakeskeytysten keston ja pikajälleenkytkentöjen osuuksista. Vikakeskeytysten keston osuus on kasvanut 43 prosentista 61 prosenttiin ja pikajälleenkytkentöjen osuus on pienentynyt 41 prosentista 24 prosenttiin.



Kuva 8.8: Suunnitellun verkon keskeytyskustannuksia aiheuttavien tekijöiden osuudet.

Tutkitaan miten keskeytyskustannukset kehittyvät kokonaisuudessaan saneerauksen myötä. Tuloksissa kannattaa huomioida, että saneeratun verkon keskiteho on noin 150 kW eli 11 prosenttia nykyverkon keskitehoa pienempi, mikä osaltaan pienentää keskeytyskustannuksia. Jos nykyverkon vyöhykkeiden keskitehoa pienennetään 11 prosentilla, keskeytyskustannukset olisivat nykyverkossa yhteensä 24 tuhatta euroa eli tehonpienennys vähentäisi keskeytyskustannuksia vajaat kolme tuhatta euroa. Taulukossa 8.11 esitetään sekä nykyverkon että suunnitellun verkon yhteenlasketut keskeytyskustannukset sekä niiden prosentuaaliset muutokset. Taulukon arvoista nähdään, että tarkasteltavan KJ-verkon keskeytyskustannukset pienenevät kaapeloinnin, erotinten lisäämisen ja jakorajamuutosten ansiosta kokonaisuudessaan 55 prosenttia nykyverkon kustannuksista ja kaikista kustannusosatekijöistä on saatu supistettua vähintään neljäsosa. Määrällisesti eniten säästöjä syntyy pikajälleenkytkentöjen kustannuksissa sekä vikakeskeytysten kestosta aiheutuneista kustannuksista. Prosentuaalisesti eniten kustannuksia on saatu pienennettyä pika- ja aikajälleenkytkennöistä aiheutuvista kustannuksista sekä työkeskeytyskustannuksista. Saneerauksen myötä jakeluverkonhaltija säästää vuotuisissa keskeytyskustannuksista lähes 15 tuhatta euroa.

Taulukko 8.11: Keskeytyskustannusten kehitys.

	Nykyverkko [k€]	Suunniteltu verkko [k€]	Säästö [k€/a]	Prosentuaalinen muutos [%]
Vikakeskeytys, määrä [k€/a]	0.8	0.6	0.2	25
Vikakeskeytys, kesto [k€/a]	11.7	7.3	4.4	38
Työkeskeytys [k€/a]	1.3	0.7	0.6	50
PJK [k€/a]	10.9	2.9	8.0	73
AJK [k€/a]	2.2	0.6	1.6	74
$\sum$	26.9	12.0	14.9	55

Jos keskeytyskustannuksia halutaan pienentää suunnitellun verkon tasosta, huomio kannattaa kiinnittää suurimpiin kustannustekijöihin eli vikakeskeytysten kestoon sekä pikajälleenkytkentöihin. Vikakeskeytysten korjausaika pysyy samana, joten vikakeskeytysten kestoa voitaisiin lyhentää korvaamalla käsinohjattavat erottimet kauko-ohjatuilla erottimilla. Kauko-ohjattavien erottimien kytkentäaika on noin kymmenes osa käsinohjatun kytkentäajasta eli 0,1 tuntia (Partanen 2006). Lasketaan yhtälöllä 4.16 paljonko keskeytyskustannukset olisivat, jos suunnitellun verkon vyöhykkeiden väliset käsinohjatut erottimet (15 kpl) korvattaisiin kauko-ohjattavilla erottimilla. Laskennan mukaan keskeytyskustannukset olisivat noin 7,5 tuhatta euroa vuodessa, joten erotinvaihdoilla saatava lisäsäästö olisi noin 4,5 tuhatta euroa vuodessa. Energiaviraston hyväksymä pisin pitoaika erottimille on 30 vuotta. Jaettaessa investointikustannus koko komponenttien pitoajalle erottimien kokonaiskustannus saa olla yhtälön 4.1 mukaan maksimissaan 69 tuhatta euroa, jotta komponenttien hankintahinta saataisiin kuoletettua niiden tuomilla säästöillä. Yhden kauko-ohjattavan erottimen hankintahinta saa siis olla korkeintaan 4,6 tuhatta euroa, jotta erotinten korvaaminen olisi taloudellisesti kannattava. Todellisuudessa kaikkia vyöhykkeiden välisiä erottimia tuskin uusittaisiin, mutta laskuesimerkki antaa suuntaa erotinten tuomasta säästöstä keskeytyskustannuksiin sekä investoinnin kannattavuuteen.

Jälleenkytkennöistä päästään eroon maakaapeloimalla tarkasteltavat johtolähdöt kokonaan. Ilmajohtoverkon kaapelointi ei olisi kuitenkaan tässä tapauksessa taloudellisesti kannattavaa, sillä kaapeloitavaa KJ-verkkoa on jäljellä vielä yli 15 kilometriä ja jälleenkytkentöjen keskeytyskustannussäästöt olisivat kaapeloinnin myötä ainoastaan 3,5 tuhatta euroa vuodessa. Lisäksi ilmajohtoverkon kaapelointi ei parantaisi pysyvien vikojen vikataajuutta merkittävästi, koska suurin osa avojohdoista sijaitsee pellolla, jolloin niillä on sama keskeytystaajuus kuin maakaapelilla. Suunnitellun verkon keskeytyskustannukset ovat tyydyttävällä tasolla, eikä niitä ole taloudellisesti kannattavaa pienentää edellä mainituilla investoinneilla.

8 SUUNNITTELUPROSESSIN KEHITTÄMINEN

Vahdon keskustan suunnitteluprosessin aikana ilmeni kohteita, joita kehittämällä prosessi voitaisiin toteuttaa nykyistä nopeammin ja kustannustehokkaammin laadusta tinkimättä. Suunnitteluprojektin alkaessa maanomistajatiedot haetaan Maanmittauslaitoksen (MML) kiinteistötietopalvelusta. Maksullista kiinteistötietopalvelua voitaisiin kuitenkin käyttää jo suunnittelun alkuvaiheessa monipuolisemmin. Maanomistajatietojen lisäksi palvelu sisältää muun muassa ilmakuvat ja maastokartat. Näitä karttoja hyödyntämällä suunnittelualueesta saataisiin heti hyvä kokonaiskuva, sillä ilmakuvista nähdään helposti esimerkiksi alueen metsät ja aukiot ja maastokartoista kalliot. Esisuunnitelluissa kaapelireiteissä ei ole huomioitu maastoa, joten vertaamalla esisuunniteltuja kaapelireittejä MML:n kartta-aineistoon tiedetään mille reitin osille kannattaa etsiä vaihtoehtoinen reitti esimerkiksi kallioisen maaston tai keskustan ahtauden vuoksi. Näin toimimalla voidaan hahmotella vaihtoehtoisia reittejä jo ennen maastokatselmusta ja alue tulee samalla tutuksi. Kun alueesta on hyvä kokonaiskuva ja alue on valmiiksi tuttu, maastokatselmuksessa aika voidaan käyttää tehokkaammin eri reittivaihtoehtojen punnitsemiseen.

Kuten työssä on esitetty, varsinkin ELY- ja AVI- lupien esiselvitykset ovat laajoja ja aikaavieviä. Lisäksi lupien käsittelyajat ovat pitkiä. Vierekkäisille ja samana vuonna toteutettaville suunnitelma-alueille, joiden luvat koskevat samoja teitä tai jokia, kannattaakin jatkossa hakea yhteiset luvat. Yhteisten lupien hakeminen edellyttää kohtuullisen kokoisia suunnitelma-alueita, koska yhdellä hakemuksella ei voida hakea lupaa kovin laajalle alueelle. Tällöin laaditaan yksi lupa kahden sijaan, jolloin hakemus saadaan laadittua huomattavasti nopeammin, koska luvan esiselvityksiin on käytössä kahden suunnittelijan työpanos. Kun lupa saadaan lähetettyä aiemmin, se myös yleensä palautuu lupakäsittelystä ennemmin, kuin kaksi myöhemmin erikseen lähetettyä hakemusta. Lupakäsittelyissä on varsinkin kesäisin ruuhkaa, mikä pidentää käsittelyaikoja. Lupakäsittelijöidenkin kannalta on siis parempi, että lähetetään yksi hakemus kahden sijaan. Vaikka lupahakemukset halutaan saada nopeasti eteenpäin, esiselvitykset tulee silti tehdä laadukkaasti ja ohjeiden mukaisesti, koska puutteellisista hakemuksista tehdään lisäselvityspyyntö, mikä hidastaa luvan saamista. Yhteisten lupien laatimisessa kannattaa huomioida myös se, että yhteistyössä toimivien suunnittelijoiden ei tarvitse työskennellä samalla toimipisteellä, vaan esiselvitystöiden jakamisesta voidaan sopia myös puhelimitse ja lopuksi tiedot kootaan yhteen. Eltelin Pirkkalan toimipisteen sisällä suunnittelijat tietävät, missä päin työkavereiden työmaat sijaitsevat. Jotta yhteisten lupien hakeminen

mahdollistuisi myös toimistorajojen yli, Eltelin tulisi informoida suunnittelijoita heidän projektiensa lähialueisiin kohdistuvista suunnitelmista.
Suunnitteluprosessia voitaisiin tehostaa myös laajemmalla suunnittelijoiden yhteistyöllä. Esimerkiksi suurissa projekteissa sopimusten teko vie paljon aikaa ja se alkaa puuduttaa ennemmin tai myöhemmin, jolloin myös virheiden määrä lisääntyy. Käytännössä sopimusten teko parityönä voidaan toteuttaa esimerkiksi siten, että projektin suunnittelija laatii sopimusten liitekartat, missä näkyy kaikki kyseisen maanomistajan tontille tai tonteille tulevat kaapelit, jakokaapit ja muuntamot. Karttaan merkataan myös kaapelireittien pituudet tonteilla ja kartat tallennetaan maanomistajan nimellä nimettyyn kansioon. Liitekarttojen ja maanomistajatietojen perusteella toinen suunnittelija laatii sopimukset sopimustenhallintajärjestelmään. Parityöskentelyn ansiosta sopimukset saadaan lähetettyä maanomistajille nopeammin, joten ne saadaan myös keskimääräisesti aiemmin takaisin. Sopimusten tekoon kokeiltiin parityöskentelyä käytännössä ja sen todettiin olevan tehokas ja nopea tapa saada sopimukset valmiiksi isommallakin alueella. Kahdestaan tehdessä virheiden määrä saadaan minimoitua, sillä toinen suunnittelijoista huomaa helposti, jos esimerkiksi liitekartasta puuttuu jokin oleellinen tieto. Tämä yhteistyömalli sopii käytettäväksi varsinkin samalla toimipisteellä työskenteleville, koska kokeilun aikana toinen suunnittelija tarvitsi välillä tarkentavia tietoja projektin vastuusuunnittelijalta ja havaituista virheistä on helpoin ilmoittaa työskenneltäessä samassa tilassa. Parityöskentelyä on hiljalleen laajennettu kattamaan koko suunnitteluprosessi eli yhdelle suunnitteluprojektille on nimetty kaksi vastuusuunnittelijaa. Tällöin lähes kaikki suunnitteluprosessin vaiheet voidaan toteuttaa nopeammassa aikataulussa ja työskentelypari toimii suoraan esimerkiksi kesälomatuuraajana.

Eltelillä ja Carunalla on lukuisia ohjeita koskien sähköverkkojen suunnittelua. Suunnitteluprojektin myötä kävi ilmi, että sekä Eltel että Caruna tekevät suunnitteluohjeisiin muutoksia melko usein ja ohjemuutoksen pannaan heti täytäntöön. Tämä tarkoittaa sitä, että kaikki kesken olevat suunnitelmat, jotka eivät ole vielä menneet sähköiseen hyväksyntään tilaajalle, täytyy toteuttaa uusien ohjeiden mukaisesti. Valitettavan usein käy siten, että ohjemuutosten takia suunnittelija joutuu tekemään saman työn kahteen kertaan, jolloin ensin tehty työ ja siihen käytetty aika menee hukkaan. Suunnitteluaikataulut ovat suhteellisen tiukkoja, joten tällainen ajankäyttö ei ole järkevää eikä kustannustehokasta varsinkaan Eltelin kannalta. Olisinkin parempi, että uudet ohjeet pantaisiin täytäntöön vasta seuraavasta suunnitteluprojektista alkaen, jos ohjetta koskeva suunnitteluvaihe on jo tehty. On toki olemassa myös ohjeita, joiden käyttöön ottaminen heti on

perusteltua ja tällöin voidaan jatkossakin toimia nykyisen käytännön mukaan. Jokaisesta ohjemuutoksesta tulisi käydä keskustelu urakoitsijan ja tilaajan välillä ja pohtia, onko ohjeen täytäntöön pano heti välttämätöntä vai voitaisiinko ohjeeseen siirtyä portaittain uusien projektien myötä.

Vaikka suunnitteluohjeita on paljon, ne eivät huomioi riittävästi aloittelevien suunnittelijoiden tarpeita. Suunnitteluprosessi on kokonaisuudessaan monivaiheinen ja muistettavia asioita on paljon, joten aloitteleville suunnittelijoille olisi hyvä laatia tarkastuslista kaikista suunnitteluprosessiin kuuluvista asioista. Tarkastuslistan avulla aloittelevan (ja miksei kokeneemmankin) suunnittelijan on helppo pysyä kärryillä siitä, mitä hän on jo tehnyt ja mitä kannattaa tehdä seuraavaksi. Tarkastuslistan laatiminen on työn alla, joten sitä päästään hyödyntämään jatkossa. Aloitteleville suunnittelijoille kannattaisi tehdä lisäohjeistusta myös esimerkiksi sopimusrekisterin sopimuspohjien täyttöön. Sopimusten teosta löytyy tilaajan tekemä ohje, mutta se ei ole tarpeeksi yksityiskohtainen, jolloin jokaiselle suunnittelijalle muodostuu omanlainen tapa tehdä sopimuksia. Tarvittaisiin siis konkreettisempi ohje, jossa näytettäisiin esimerkki johtoaluesopimuksen ja korvauslaskelman täytöstä vaiheittain ja osoitettaisiin mitkä tiedot täytetään ja mistä tarvittavat tiedot saadaan haettua. Näin Eltel varmistaisi, että kaikki suunnittelijat laativat sopimukset samalla tavalla ja sopimukset olisivat yhtäläisiä suunnittelijasta riippumatta.

Verkon sähköisen suunnittelun kannalta on tärkeää voida tulkita PJ-verkon teho- ja oikosulkulaskennan tuloksia. Uusille suunnittelijoille kannattaakin laatia ohje, jossa käydään läpi miten laskenta toteutetaan, mihin tuloksissa tulee kiinnittää huomiota ja miten laskennan antamista huomautuskoodeista päästään eroon. Yllä mainitut asiat ovat varmasti työn kautta opittuja ja itsestään selviä kokeneemmille suunnittelijoille, mutta aloitteleva suunnittelija tarvitsee niihin lisäohjeistusta. Tein suunnittelun aikana itselleni ohjeet muun muassa sopimusten ja korvauslaskelmien laatimisesta sopimusrekisterissä sekä PJ-verkon laskennasta. Laatimistani ohjeista olisi hyötyä aloitteleville suunnittelijoille, koska niissä käydään asiat läpi hyvin yksityiskohtaisesti kuvakaappausten ja ohjetekstien avulla sekä kerrotaan myös mistä tarvittavat tiedot löytyvät. Sopimusten tekoon käytettävää ohjetta päästiin jo testaamaan diplomityön teon aikana uudelle suunnittelijalle ja ohje osoittautui selkeäksi ja tarpeeksi kattavaksi henkilölle, joka ei ole käyttänyt sopimusrekisteriä aiemmin. Ohjeet tallennetaan Eltelin sisäiselle palvelimelle, jossa ne ovat kaikkien työntekijöiden käytettävissä.

9 JOHTOPÄÄTÖKSET

Työn tavoitteena oli tehdä Carunan Vahdon keskustan sähkönjakeluverkolle saneeraussuunnitelma, joka poistaa nykyverkon ongelmakohdat ja parantaa verkon käyttövarmuutta. Toinen keskeinen tavoite oli kehittää Eltelin suunnitteluprosessia casetapauksen avulla. Nykyverkon ongelmakohdiksi osoittautuivat verkon alhainen nykykäyttöarvo, vanhat ilmajohdot ja muuntajat sekä suuret keskeytyskustannukset. Nykyverkon jälleenhankinta-arvon laskettiin olevan noin 1,7 miljoonaa euroa ja verkon nykykäyttöarvon vain vähän yli kolmasosan jälleenhankinta-arvosta eli noin 0,66 miljoonaa euroa. Nykyverkolle lasketut jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvot eivät vastaa täysin todellista tilannetta, sillä varsinkin vanhimpien verkkokomponenttien osalta asennusvuosia ei löydy verkkotietojärjestelmän tiedoista. Komponentin sekä syöttävän lähiverkon ikätietojen puuttuessa komponentin iäksi arvioitiin energiaviraston ohjeistuksen mukaan 70 prosenttia verkkokomponentin pitoajasta. Saadut arvot ovat kuitenkin järkevää suuruusluokkaa ja niistä käy hyvin ilmi, että verkon nykykäyttöarvoa on jäljellä enää vähän, mikä vaikuttaa verkkoyhtiön sallittuun tuottoon.

Verkkokomponenttien ikätietojen perusteella Vahdon keskustan verkon keski-ikä on 19 vuotta, keskijänniteilmajohdot ovat keski-iältään 34-vuotiaita ja suurin osa niistä on asennettu 80-luvulla. Tulosten mukaan keskijänniteilmajohtoverkosta noin kolmasosa täytyy saneerata lähitulevaisuudessa käyttöikänsä perusteella, mikä vastaa hyvin todellista tilannetta. Myös verkon jakelumuuntajat ovat iäkkäitä ja niistäkin yli puolet tulevat käyttöikänsä päähän viimeistään seitsemän vuoden sisällä, joten saneeraus on ajankohtainen. Verkkokomponenttien ikätietojen analysointi osoittaa, että myös pienjänniteilmajohtoverkko on vanhaa ja sekin vaatisi saneeraustoimenpiteitä käyttöikänsä perusteella. Tämän saneerausprojektin tarkoitus on kuitenkin parantaa nimenomaan keskijänniteverkon käyttövarmuutta ja pienjänniteilmajohtoverkkoa kaapeloidaan lähinnä vain keskijännitekaapelireittien osuuksilta, joten pienjänniteverkkoa saneerattaneen enemmän tulevaisuudessa.

Nykyverkon keskeytyskustannusten määritettiin olevan tarkasteltavilla johtolähdöillä (PENJ04 ja PENJ05) yhteensä noin 27 tuhatta euroa vuodessa ja keskeytyskustannusten suurimmiksi säästökohteiksi osoittautuivat vikakeskeytysten kestot ja pikajälleenkytkennät. Lasketuissa keskeytyskustannuksissa esiintyy pientä virhemarginaalia, joka aiheutuu vikataajuuksien sekä kytkentä- ja korjausaikojen määrittelystä. Ensinnäkin käsinohjattujen

erottimien kytkentäajaksi määritettiin alan kirjallisuuden avulla yksi tunti. Vikojen korjausajat vaihtelevat tunnin ja neljän tunnin välillä johtotyypistä ja sijainnista riippuen, mutta tarkasteltavilla johtolähdöillä on paljon eri johtotyyppejä ja sijainteja, joten laskennan yksinkertaistamiseksi korjausajan oletettiin olevan 2,5 tuntia johtotyypistä riippumatta. Lisäksi johtolähdöistä tehtiin laskennan helpottamiseksi yksinkertaistetut mallit, joissa lyhyiden päättyvien haarajohtojen tehonkulutuksen oletettiin olevan runkojohdolla ja suunnittelualueen ulkopuolelle jäävät pitkät haarajohdot käsiteltiin omana kuormanaan haarajohdon ensimmäisen erottimen jälkeen. Virhettä aiheuttaa myös se, että verkkotietojärjestelmään ei ole määritetty esimerkiksi ilmajohtojen sijaintitietoja (pelto, metsä, tienvarsi), joten johtojen sijaintitiedot määritettiin karttojen ja ilmakuvien avulla. Sijaintitietojen määrittäminen osoitti, että tutkittavilla johtolähdöillä metsässä sijaitsevia ilmajohtoja on 12 – 17 prosenttia johtolähtöjen pituuksista. Pysyvien vikojen vikataajuuksiksi saatiin 0,020 kpl/km,a ja 0,021 kpl/km,a, mitkä ovat järkevää suuruusluokkaa yksinkertaistuksista ja määrityksistä huolimatta.

Saneerauksen myötä Vahdon keskustan keskijänniteilmajohtoverkko korvataan maakaapelilla ja pylväsmuuntamot puistomuuntamoilla. Suunnitellun verkon osalta johtolähtöjä tarkasteltaessa huomioitiin kaikki vuosien 2015 – 2016 aikana suunnitellut ja tehtävät toimenpiteet, jotta saatiin selville saneerausten kokonaisvaikutus. Tämän työn caseprojektissa PENJ04-johtolähtö kaapeloidaan sähköasemalta suunnitelma-alueen takarajalle asti ja toisen projektin yhteydessä PENJ05-johtolähtö kaapeloidaan sähköasemalta kaikille pitkille haarajohdoille asti. Saneerauksen myötä johtolähtöjen väliset jakorajat muuttuivat, joten tulokset eivät olleet täysin vertailukelpoisia nykyverkon ja suunnitellun verkon välillä. Laskentatuloksista huomataan kuitenkin selkeästi saneerausten positiivinen vaikutus verkon ikään, jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvoon, vikataajuuksiin sekä keskeytyskustannuksiin.

Vahdon keskustaan suunnitellun verkon jälleenhankinta-arvoksi saadaan saneerauksen jälkeen 2,6 miljoonaa euroa ja nykykäyttöarvoksi 1,6 miljoonaa euroa. Suunnitellun verkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvot vastaavat hyvin todellisuutta, koska johtolähdöille jää vain pieni osa vanhoja verkkokomponentteja, joiden asennusvuodesta ei ole tarkkaa tietoa. Saneeraus nostaa nykykäyttöarvon yli puoleen jälleenhankinta-arvosta ja nykykäyttöarvon kasvu vaikuttaa positiivisesti myös verkkoyhtiön sallittuun tuottoon. Lisäksi verkkoyhtiö saa alaskirjattua regulaatiomallin toimitusvarmuuskannustimen ansiosta ennenaikaisen korvausinvestoinnin myötä noin 200 tuhatta euroa. Laskelmien mukaan

verkon keski-ikä saneerauksen jälkeen on 12 vuotta eli keski-ikä laskee nykyverkon arvosta seitsemällä. Tuloksen osoittavat myös, että vanhimmat verkkokomponentit saadaan uusittua saneerauksen myötä lähes kokonaan.

Jännitteenalenemat eivät osoittautuneet olevan nykyverkon ongelmakohta, koska jännitteenalenemien laskettiin pysyvän SFS-EN 50160-standardin vaatimissa rajoissa ainakin seuraavat 20 vuotta, kun tarkasteltavan verkon tehon oletettiin kasvavan prosentin vuodessa. Osa jännitteenalenemista ylittäisi kuitenkin määritellyn suurimman sallitun jännitteenaleneman (7 %) tulevaisuudessa ilman saneerausta. Jännitteenaleneman tarkastelut osoittivat, että saneerauksen jälkeen jännitteenalenemat pienenevät suuressa osassa verkkoa ja tulevaisuudessa kaikki jännitteenalenemat pysyvät alle seitsemässä prosentissa. Havaintojen mukaan hyvin pienessä osassa verkkoa jännitteenalenemat kasvavat saneerauksen myötä, mikä johtuu muuntamopaikan siirtymisestä kauemmaksi kulutuspisteestä.

Suunnitellussa verkossa pysyvien vikojen sekä jälleenkytkentöjen vikataajuudet ovat huomattavasti nykyverkon taajuuksia pienemmät. Tulokset ovat totuuden mukaisia, koska maakaapeliverkossa esiintyy pysyviä vikoja vähemmän ja jälleenkytkentöjä ei esiinny. Saneerauksen jälkeen keskeytyskustannukset ovat noin 12 tuhatta euroa vuodessa eli kustannukset pienenevät yli puolella nykyisestä. Suunnitellussa verkossa on johtolähtörajojen muuttumisen myötä 11 prosenttia vähemmän tehoa kuin nykyverkossa, mikä vaikuttaa myös keskeytyskustannuksiin. Kun oletetaan, että nykyverkon johtolähtöjen vyöhykkeiden tehot pienenevät 11 prosenttia, nykyverkon keskeytyskustannukset olisivat noin 24 tuhatta euroa. Tämän laskelman mukaan verkon saneeraus pienentää keskeytyskustannukset puoleen nykyisestä ja loppu osa on tehon pienenemisen ansiota. Eniten säästöä tulee prosentuaalisesti pika- ja aikajälleenkytkennöistä aiheutuvista kustannuksista ja määrällisesti vikojen kestosta ja pikajälleenkytkennöistä aiheutuvista kustannuksista.

Case-projektin myötä suunnitteluprosessissa ilmeni useita kehityskohteita. Suunnittelun alkuvaiheessa kartta-aineistoa ja ilmakuvia kannattaisi hyödyntää nykyistä monipuolisemmin ennen maastokäyntiä, koska niiden avulla suunnittelija saa hyvän kokonaiskuvan suunniteltavasta alueesta ja reittivaihtoehdoista. Lupahakemusten (varsinkin ELY ja AVI) alkuselvitysten laatiminen osoittautui laajaksi ja aikaa vieväksi. Nykyisin jokaiselle projektille laaditaan omat lupahakemukset, koska kahden lähekkäin sijaitsevat projektin suunnittelu aloitetaan lähes aina eri aikoihin. Vierekkäisille ja samana vuonna toteutettavil-

le suunnitelma-alueille, joiden luvat koskevat samoja teitä tai jokia, kannattaa hakea jatkossa yhteiset luvat. Tämä kasvattaa alueen ensimmäisen projektin työmäärää hieman, mutta pienentää seuraavien lähekkäisten projektien työmäärää huomattavasti, koska vierekkäisten projektien luvat on hoidettu yhdellä hakemuksella. Myös parityöskentely nopeuttaa esiselvitysten laatimista huomattavasti. Suunnittelijoiden kannattaakin lisätä yhteistyötä niin lupien, sopimusten laatimisten tai vaikka koko suunnitteluprosessin osalta. Parityöskentely pienentää virheiden määrää ja nopeuttaa prosessia, jolloin suunnittelu voidaan toteuttaa laadukkaasti myös lyhyemmässä aikataulussa.

Case-projektin aikana tuli useita ohjemuutoksia, joista suurin osa tuli tilaajalta ja uudet ohjeet pantiin täytäntöön heti. Ohjemuutosten takia suunnittelijat joutuvat tekemään osan töistä kahteen kertaan ja vanhan ohjeen mukaan tehty työ sekä siihen käytetty aika menevät hukkaan. Tällainen ajankäyttö ei ole järkevää varsinkaan tiukkojen aikataulujen takia. Tilaajankin tulisi siis määrittää jokaisen ohjemuutoksen tärkeys ja pohtia, onko välitön täytäntöön pano tarpeellista vai voisiko suunnittelijat ottaa ohjeen käyttöön seuraavan suunnitteluprojektin yhteydessä. Vaikka suunnitteluun liittyviä ohjeita on jo ennestään paljon, ne eivät huomioi tarpeeksi aloittelevan suunnittelijan tarpeita. Case-projektin ohella laadittiinkin uusia ohjeita muun muassa sopimusten ja korvauslaskelmien laadintaan.

Kokonaisuudessaan tulokset ja havainnot vastaavat työlle esitettyjä tavoitteita, sillä nykyverkon ongelmakohdat tutkittiin ja ne poistuvat saneerauksen myötä ja keskijänniteverkon toimitusvarmuus paranee. Lisäksi suunnitteluprosessista löydettiin kehittämiskohteita ja esitettiin kehitysideoita. Suunnitteluprosessin kehittämiskohteet ja esitetyt kehitysideat ovatkin Eltelin kannalta työn hyödyllisimpiä tuloksia. Yhden suunnitteluprojektin aikana ei voida löytää kaikkia suunnitteluprosessin kehityskohteita, joten olisi hyvä tehdä jatkotutkimus, jonka pohjana käytetään useamman projektin kokemuksia. Lisäksi sähkönjakeluverkon saneerausprosessiin sisältyy kokonaisuudessaan useita pienempiä prosesseja suunnittelun lisäksi, esimerkiksi verkon rakentaminen ja loppudokumentointi. Tulevaisuudessa Eltelin olisikin hyvä tutkia koko saneerausprosessin kulkua ja pyrkiä kehittämään kokonaisprosessia. Eltelillä onkin tilauksessa diplomityö, joka tulee kuvaamaan maakaapelointiprosessia ja huomioimaan prosessin eri vaiheet Eltelin näkökulmasta. Työn tavoitteena on mallintaa kokonaisprosessia sekä kehittää sitä.

10 YHTEENVETO

Työn tavoitteena oli laatia Carunan Vahdon keskustan sähkönjakeluverkolle saneeraussuunnitelma, joka poistaa nykyverkon ongelmakohdat ja parantaa verkon käyttövarmuutta. Päätavoitteena oli kehittää Eltelin suunnitteluprosessia Vahdon case-projektin avulla. Laskennan yksinkertaistamiseksi johtolähdöistä tehtiin yksinkertaistetut mallit ja laskentaparametrien määrä minimoitiin esimerkiksi olettamalla, että vian korjausaika on kaikkialla verkossa johtotyypistä tai sijainnista riippumatta sama. Verkon nykytilan analysoinnin mukaan nykyverkon ongelmakohtia olivat verkon alhainen nykykäyttöarvo, vanha ilmajohtoverkko, iäkkäät muuntajat sekä suuret keskeytyskustannukset.

Saneerauksen päätavoite oli parantaa keskijänniteverkon käyttövarmuutta. Saneerauksen myötä käyttövarmuus paranee, sillä verkon vikataajuudet pienenevät nykyverkon arvoista huomattavasti ja keskeytyskustannukset pienenevät 27 tuhannesta eurosta 12 tuhanteen euroon. Verkon jälleenhankinta-arvo nousee saneerauksen ansiosta 1,7 miljoonasta 2,6 miljoonaan euroon ja nykykäyttöarvo kasvaa 0,66 miljoonasta 1,6 miljoonaan euroon. Lisäksi verkkoyhtiö saa alaskirjattua regulaatiomallin toimitusvarmuuskannustimen ansiosta ennenaikaisen korvausinvestoinnin myötä noin 200 tuhatta euroa. Suunnitellussa verkossa jännitteenalenemat pysyvät kaikkialla alle määritetyn suurimman sallitun jännitteenaleneman (7 %) vähintään seuraavat kaksikymmentä vuotta. Saneerauksessa verkon vanhimmat komponentit saadaan uusittua lähes kokonaan ja verkon keski-ikä laskee nykyverkon yhdeksästätoista vuodesta kahteentoista vuoteen.

Case-projektin myötä suunnitteluprosessissa ilmeni useita kehityskohteita. Karttaaineistoja ja ilmakuvia kannattaisi hyödyntää monipuolisemmin suunnittelussa ja ohjemuutosten täytäntöönpanoajankohta tulisi määrittää ohjeen tärkeyden mukaan. Vierekkäisille suunnitteluprojekteille kannattaa hakea yhteiset luvat (ELY, AVI) erillisten lupahakemusten sijaan. Suunnittelijoiden yhteistyötä kannattaa laajentaa niin lupahakemusten, sopimusten laadinnan kuin koko prosessin kattavaksi, koska yhteistyö vähentää virheiden määrää ja nopeuttaa prosessia. Yhteistyöllä suunnittelu voidaan toteuttaa nopeammin laadusta tinkimättä. Työlle määritetyt tavoitteet täyttyivät, sillä saneerauksen myötä keskijänniteverkon käyttövarmuus paranee ja suunnitteluprosessista löydettiin kehittämiskohteita ja niiden korjaamiseksi ehdotettiin kehitysideoita. Tulevaisuudessa Eltelin kannattaa tutkia pelkän suunnitteluprosessin sijaan koko saneerausprosessia, jotta koko prosessi voidaan toteuttaa laadukkaasti ja kustannustehokkaasti.

LÄHTEET

(AVI 2013) Aluehallintovirasto. 2013. Luvan hakeminen vesistöön sijoitettaville johdoille ja kaapeleille. Ohje.

(Caruna 2014a) Caruna Oy. 2014. Caruna jatkaa mittavia investointeja sähkönsiirto-verkkoon. Uutinen. [Viitattu 2.12.2014]. Saatavilla: http://www.caruna.fi/Content/Read/106

(Caruna 2014b) Caruna Oy. 2014. Yrityksen Internet-sivut. [Viitattu 2.12.2014]. Saatavilla: http://www.caruna.fi/

(Caruna 2014c) Caruna Oy. 2014. Maastosuunnittelun kuvaus. Ohje.

(Caruna 2014d) Caruna Oy. 2014. Johtolähtötason käyttövarmuus- ja saneerausinvestointien suunnitteluperiaatteet KVR – Puitesopimukset. Ohje.

(Caruna 2014e) Caruna Oy. 2014. Johtolähtöjen priorisointi- ja vyöhykemalli.

(Eltel 2014) Eltel Group Corporation. 2014. Annual Review 2013. Yrityksen vuosikertomus. [Viitattu 1.12.2014]. Saatavilla: http://www.eltelnetworks.com/globalassets/2013-eltel-annual-reviewpdf

(Eltel 2015) Eltel Networks Oy. 2015. Yrityksen Internet-sivut. [Viitattu 29.4.2015]. Saatavilla: http://www.eltelnetworks.com/fi/suomi

(ELY 2014) Pirkanmaan ELY- keskus. 2014. Sähkö- ja telejohdot ja maantiet – ohje, keskeisimpiä asioita ohjeesta. Verkkodokumentti. [Viitattu 5.1.2015]. Saatavilla: http://www.ely-keskus.fi/documents/10191/45096/S%C3%A4hk%C3%B6-_ja_telejohdot_ja_maantiet_ohjekooste

(ELY 2015a) ELY- keskus. 2015. Sähköjohdon/sähkömaakaapelin/telekaapelin/ kaukolämpöjohdon tai maakaasuputken asentaminen tiealueelle. Hakemus ja ohje. Verkkodokumentti. [Viitattu 7.5.2015]. Saatavilla: http://www.ely-keskus.fi/web/ely/lomakkeet-liikenne

(ELY 2015b) Pirkanmaan ELY- keskus. 2015. Yleisimpiä puutteita ELY-hakemuksissa.

(EMV 2013) Energiamarkkinavirasto. 2013. Valvontamenetelmät sähkön jakeluverkkotoiminnan ja suurjännitteisen jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden arvioimiseksi 1.1.2012 alkavalla ja 31.12.2015 päättyvällä kolmannella valvontajaksolla.

(EV 2015a) Energiavirasto. 2015. Sähkönjakeluverkon komponenttien yksikköhinnat 2015. Verkkodokumentti. [Viitattu 19.5.2015]. Saatavilla: https://www.energiavirasto.fi/sahkonjakeluverkon-komponenttien-yksikkohinnat-2015

(EV 2015b) Energiavirasto. 2015. 1. suuntaviivat valvontamenetelmiksi neljännellä 1.1.2016 – 31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020 – 31.12.2023 valvontajaksolla.

(Finlex 2013) Finlex. 2013. Sähkömarkkinalaki 588/2013. Verkkodokumentti. [Viitattu 4.5.2015]. Saatavilla: http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013

(Fortum 2013) Fortum Sähkönsiirto Oy. 2013. Johtoaluesopimuskäytäntö. Suositusohje.

(Haaranen 2011) Haaranen Marko. 2011. Rovakaira Oy:n keskijänniteverkon kehittämissuunnitelma toimitusvarmuuskriteeristön näkökulmasta. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

(Ihamäki 2015) Ihamäki Jukka. 2015. Alueverkkopäällikkö, Caruna Oy, Espoo. Haastattelu 23.4.2015.

(Ihonen 2007) Ihonen Turo. 2007. Sähkönjakeluverkon ja sähköasemien kehittämissuunnitelma. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

(LV 2014) Liikennevirasto. 2014. Sähkö- ja telejohdot ja maantiet. Ohje.

(Huotari 1998) Huotari Kari, Partanen Jarmo. 1998. Teollisuusverkkojen oikosulkujen laskeminen. Opetusmoniste. Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu. 46 s. ISBN 951-764-282-2.

(Koskela 2014) Koskela Toni. 2014. Suunnittelija, Eltel Networks Oy, Tampere. Haastattelu 15.12.2014 ja 30.12.2014

(Lakervi 2008) Lakervi Erkki, Partanen Jarmo. 2008. Sähkönjakelutekniikka. Helsinki, Otatieto. 294 s. ISBN-13: 978-951-672-359-7.

(Lassila 2013) Lassila Jukka. 2013. Sähkövoimatekniikan työkurssi- opintojakson materiaali. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Ei julkinen.

(Nykänen 2009) Nykänen Kaisa. 2009. Vaasan Sähköverkko Oy:n keskijänniteverkon nykytilan määritys sekä kehittämissuunnitelma käyttövarmuuden näkökulmasta. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

(Partanen 2006) Partanen Jarmo, Lassila Jukka, Kaipia Tero, Matikainen Mika, Järventausta Pertti, Verho Pekka. Mäkinen Antti, Kivikko Kimmo, Pylvänäinen Jouni, Nurmi Veli-Pekka. 2006. Sähkönjakeluverkkoon soveltuvat toimitusvarmuuskriteerit ja niiden raja-arvot sekä sähkönjakelun toimitusvarmuudelle asetettavien toiminnallisten tavoitteiden kustannusvaikutukset. Tutkimusraportti. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Tampereen teknillinen yliopisto. 138 s.

(Partanen 2008) Partanen Jarmo, Viljainen Satu, Lassila Jukka, Honkapuro Samuli, Tahvanainen Kaisa, Karjalainen Risto. 2008. Sähkömarkkinat - opetusmoniste. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. 86 s. ISBN 951-764-819-9.

(Partanen 2010a) Partanen Jarmo. 2010. Sähkönjakelutekniikka- opintojakson materiaali. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

(Partanen 2010b) Partanen Jarmo, Honkapuro Samuli, Lassila Jukka, Kaipia Tero, Verho Pekka, Järventausta Pertti, Strandén Janne, Mäkinen Antti. 2010. Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot. Tutkimusraportti. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Tampereen teknillinen yliopisto, Energiatutkimus SER Oy. 61 s.

(Partanen 2012) Partanen Jarmo, Lassila Jukka, Kaipia Tero, Haakana Juha. 2012. Sähkönjakelun toimitusvarmuuden parantamiseen sekä sähkökatkojen vaikutusten lieventämiseen tähtäävien toimenpiteiden vaikutusten arviointi. Tutkimusraportti. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. 61 s.

(Partanen 2014) Partanen Jarmo. 2014. Sähkömarkkinat- opintojakson luentomateriaali. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

(Prysmian 2013) Prysmian Group. 2013. AHXAMK-W 20 kV 3-johtiminen. Tuoteesite. [Viitattu 4.12.2014]. Saatavilla: http://fi.prysmiangroup.com/en/business_markets/markets/pd/downloads/datasheets/AHXAMK-W_20kv_3joht.pdf

(Rusko 2015) Ruskon kunta. 2015, Kunnan Internet-sivut. [Viitattu 8.5.2015]. Saatavilla: www.rusko.fi

(Siik 2014) Siik Petteri. 2014. Suunnittelun muistilista. Ohje. Suunnittelija, Eltel Networks Oy. Ei julkinen.

(Suomi 2014) Henrik Suomi. 2014. Sähkömarkkinalain päivitys ja toimitusvarmuustavoitteet.

(SVT 2015) Suomen virallinen tilasto. Kuluttajahintaindeksi. Verkkodokumentti. Helsinki: Tilastokeskus. [viitattu: 9.2.2015]. Saatavilla: http://www.stat.fi/til/khi/index.html

(Tekla 2014a) Tekla Oy. 2014. Trimble NIS. Tuote-esittely. [Viitattu 4.12.2014] Saatavilla: http://www.tekla.com/fi/tuotteet/trimble-nis

(Tekla 2014b) Tekla Oy. 2014. Trimble NIS Käyttäjän käsikirja. Ohje.

(TEM 2013) Työ- ja elinkeinoministeriö. 2013. Sähkö- ja kaasumarkkinoita koskevat lait voimaan 1.9.2013. Tiedote. [viitattu: 30.4.2015]. Saatavilla: http://www.tem.fi/ajankohtaista/tiedotteet/tiedotearkisto/vuosi_2013

Liite 1. Verkkokomponenttien yksikköhinnat vuodelle 2015 ja nykyverkolle lasketut jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvot. (1/2)

Muuntamot	Yksikkö	Yksikköhinta €	Lukumäärä kpl	Jälleenhankinta-arvo k€	Keski-ikä a	Pitoaika a	Nykykäyttöarvo k€
1-pylväsmuuntamo	kpl	5070	3	15.2	22	40	6.8
2-pylväsmuuntamo	kpl	6750	11	74.3	21	40	35.3
Puistomuuntamo, ulkoa hoidettava	kpl	24680	3	74.0	5	40	64.8
Muuntajat	Yksikkö	Yksikköhinta €	Lukumäärä kpl	Jälleenhankinta-arvo k€	Keski-ikä a	Pitoaika a	Nykykäyttöarvo k€
30 kVA	kpl	3370	2	6.7	37	40	0.5
50 kVA	kpl	3450	1	3.5	46	40	0.0
100-160 kVA	kpl	4950	3	14.9	33	40	2.6
200 kVA	kpl	6490	4	26.0	33	40	4.5
300-315 kVA	kpl	7980	5	39.9	21	40	19.0
800 kVA	kpl	14510	2	29.0	1	40	28.3
1000 kVA	kpl	16490	1	16.5	13	40	11.1
20 kV ilmajohdot	Yksikkö	Yksikköhinta €	Määrä km	Jälleenhankinta-arvo k€	Keski-ikä a	Pitoaika a	Nykykäyttöarvo k€
Sparrow tai pienempi	km	20880	2.4	49.4	35	45	11.0
Raven	km	24760	3.9	96.1	34	45	23.5
Päällystetty avojohto 35 - 70	km	30200	0.3	9.8	29	45	3.5
Muut	km	20880	0.9	17.8	31	45	5.5
0,4 kV ilmajohdot	Yksikkö	Yksikköhinta €	Määrä km	Jälleenhankinta-arvo k€	Keski-ikä a	Pitoaika a	Nykykäyttöarvo k€
AMKA 16 - 25	km	15570	2.2	34.2	37	45	6.1
AMKA 35 - 50	km	16800	4.1	69.5	26	45	29.3
AMKA 70	km	19600	2.3	45.9	30	45	15.3
AMKA 120	km	22870	0.2	4.9	36	45	1.0
20 kV erottimet ja katkaisijat	Yksikkö	Yksikköhinta €	Lukumäärä kpl	Jälleenhankinta-arvo k€	Keski-ikä a	Pitoaika a	Nykykäyttöarvo k€
Johtoerotin, kevyt	kpl	3560	12	42.7	9	30	29.9
Johtoerotin, katkaisukammioin	kpl	5200	8	41.6	4	30	36.1
20 kV maakaapelit (asennus)	Yksikkö	Yksikköhinta €	Määrä km	Jälleenhankinta-arvo k€	Keski-ikä a	Pitoaika a	Nykykäyttöarvo k€
95 - 120 maakaapeli	km	32480	0.7	23.1	12	45	16.9
0,4 kV maakaapelit (asennus)	Yksikkö	Yksikköhinta €	Määrä km	Jälleenhankinta-arvo k€	Keski-ikä a	Pitoaika a	Nykykäyttöarvo k€
Enintään 25 maakaapeli	km	7890	13.6	107.7	28	45	40.7
35 - 50 maakaapeli	km	9030	2.7	24.2	20	45	13.4
70 maakaapeli	km	11780	1.2	14.3	31	45	4.4
95 - 120 maakaapeli	km	12970	3.1	39.9	20	45	22.2
150 - 185 maakaapeli	km	19960	4.0	79.5	23	45	38.8
240 - 300 maakaapeli	km	24540	0.4	10.7	6	45	9.2

Liite 1. (2/2)

0,4 ja 20 kV maakaapelit (kaivu)	Yksikkö	Yksikköhinta €	Määrä km	Jälleenhankinta-arvo k€	Keski-ikä a	Pitoaika a	Nykykäyttöarvo k€
Helppo	km	10190	1.9	29.2	-	-	-
Normaali	km	23240	13.3	531.6	-	-	-
Jakokaapit ja jonovarokekytkimet	Yksikkö	Yksikköhinta €	Lukumäärä kpl	Jälleenhankinta-arvo k€	Keski-ikä a	Pitoaika a	Nykykäyttöarvo k€
Haaroituskaappi	kpl	660	2	1.3	12	40	0.9
Kaapelijakokaappi, enintään 400 A	kpl	1390	67	93.1	25	40	34.9
Kaapelijakokaappi, vähintään 630 A	kpl	1780	5	8.9	10	40	6.7
Jonovarokekytkin, enintään 160 A	kpl	300	355	106.5	25	40	39.9
Jonovarokekytkin, 250 – 400 A	kpl	440	138	60.7	22	40	27.3
Jonovarokekytkin, 630 A	kpl	660	36	23.8	28	40	7.1
Energiamittauslaitteet	Yksikkö	Yksikköhinta €	Lukumäärä kpl	Jälleenhankinta-arvo k€	Keski-ikä a	Pitoaika a	Nykykäyttöarvo k€
Etäluettavat mittarit (63 A ja alle)	kpl	210	343	72.0	5	25	57.6
Etäluettavat mittarit (yli 63 A)	kpl	760	16	12.2	5	25	9.7
			Σ JHA	**1717.2**		**Σ NKA**	**664.1**

Liite 2. Verkkokomponenttien yksikköhinnat vuodelle 2015 ja suunnitellulle verkolle lasketut jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvot. (1/2)

Muuntamot	Yksikkö	Yksikköhinta €	Lukumäärä kpl	Jälleenhankinta-arvo k€	Keski-ikä a	Pitoaika a	Nykykäyttöarvo k€
Puistomuuntamo, ulkoa hoidettava	kpl	24680	16	394.9	1	40	385.0
Muuntajat	Yksikkö	Yksikköhinta €	Lukumäärä kpl	Jälleenhankinta-arvo k€	Keski-ikä a	Pitoaika a	Nykykäyttöarvo k€
100-160 kVA	kpl	4950	5	24.8	0	40	24.8
200 kVA	kpl	6490	3	19.5	0	40	19.5
300-315 kVA	kpl	7980	4	31.9	1	40	31.1
500 kVA	kpl	10220	2	20.4	0	40	20.4
800 kVA	kpl	14510	2	29.0	1	40	28.3
1000 kVA	kpl	16490	1	16.5	13	40	11.1
20 kV ilmajohdot	Yksikkö	Yksikköhinta €	Määrä km	Jälleenhankinta-arvo k€	Keski-ikä a	Pitoaika a	Nykykäyttöarvo k€
Raven	km	24760	0.2	4.4	16	45	2.8
Muut	km	20880	0.9	17.8	31	45	5.5
0,4 kV ilmajohdot	Yksikkö	Yksikköhinta €	Määrä km	Jälleenhankinta-arvo k€	Keski-ikä a	Pitoaika a	Nykykäyttöarvo k€
AMKA 16 - 25	km	15570	2.1	32.4	37	45	5.8
AMKA 35 - 50	km	16800	3.3	55.1	26	45	23.3
AMKA 70	km	19600	1.2	24.2	30	45	8.1
AMKA 120	km	22870	0.2	4.9	36	45	1.0
20 kV erottimet ja katkaisijat	Yksikkö	Yksikköhinta euroa	Lukumäärä kpl	Jälleenhankinta-arvo k€	Keski-ikä a	Pitoaika a	Nykykäyttöarvo k€
Johtoerotin, kevyt	kpl	3560	34	121.0	1	30	117.0
Johtoerotin, katkaisukammioin	kpl	5200	33	171.6	1	30	165.9
20 kV maakaapelit (asennus)	Yksikkö	Yksikköhinta €	Määrä km	Jälleenhankinta-arvo k€	Keski-ikä a	Pitoaika a	Nykykäyttöarvo k€
95 - 120 maakaapeli	km	32480	3.6	116.4	4	45	106.0
150 - 185 maakaapeli	km	32480	7.7	251.5	0	45	251.5
0,4 kV maakaapelit (asennus)	Yksikkö	Yksikköhinta €	Määrä km	Jälleenhankinta-arvo k€	Keski-ikä a	Pitoaika a	Nykykäyttöarvo k€
Enintään 25 maakaapeli	km	7890	14.6	115.3	26	45	48.3
35 - 50 maakaapeli	km	9030	2.9	25.8	19	45	15.0
70 maakaapeli	km	11780	1.2	14.3	31	45	4.4
95 - 120 maakaapeli	km	12970	3.5	46.0	17	45	28.3
150 - 185 maakaapeli	km	19960	5.3	105.5	17	45	64.9
240 - 300 maakaapeli	km	24540	1.4	33.5	2	45	32.0
0,4 ja 20 kV maakaapelit (kaivu)	Yksikkö	Yksikköhinta €	Määrä km	Jälleenhankinta-arvo k€	Keski-ikä a	Pitoaika a	Nykykäyttöarvo k€
Helppo	km	10190	8.1	82.9	-	-	-
Normaali	km	23240	18.7	434.3	-	-	-

Liite 2. (2/2)

Jakokaapit ja jonovarokekytkimet	Yksikkö	Yksikköhinta €	Lukumäärä kpl	Jälleenhankinta-arvo k€	Keski-ikä a	Pitoaika a	Nykykäyttöarvo k€
Haaroituskaappi	kpl	660	2	1.3	12	40	0.9
Kaapelijakokaappi, enintään 400 A	kpl	1390	75	104.3	22	40	46.9
Kaapelijakokaappi, vähintään 630 A	kpl	1780	5	8.9	10	40	6.7
Jonovarokekytkin, enintään 160 A	kpl	300	375	112.5	21	40	53.5
Jonovarokekytkin, 250 – 400 A	kpl	440	135	59.4	20	40	29.7
Jonovarokekytkin, 630 A	kpl	660	33	21.8	28	40	6.5
Energiamittauslaitteet	Yksikkö	Yksikköhinta €	Lukumäärä kpl	Jälleenhankinta-arvo k€	Keski-ikä a	Pitoaika a	Nykykäyttöarvo k€
Etäluettavat mittarit (63 A ja alle)	kpl	210	343	72.0	5	25	57.6
Etäluettavat mittarit (yli 63 A)	kpl	760	16	12.2	5	25	9.7
			Σ JHA	**2586.0**		**Σ NKA**	**1611.6**