



Uusien teknologioiden hyödyntäminen sähköjakeluverkossa

Keijo Meriläinen

Sähkötekniikan koulutusohjelman opinnäytetyö
Sähkövoimatekniikka
Insinööri (AMK)

KEMI 2013

ALKUSANAT

Tämä insinööri työ on tehty Haukiputaan Sähköosuuskunnan antamasta aiheesta uusien teknologioiden hyödyntäminen sähköjakeluverkossa. Työn ohjaajana on toiminut verkkoliiketoiminnan päällikkö Juha Sipola. Arvokasta tietoa verkoston suunnittelusta olen saanut myös jakeluverkkoinsinööreiltä Sakari Ikoselta ja Markku Joensuulta, jotka ovat omista työkiireistään huolimatta jaksaneet antaa rakentavaa palautetta ja hyviä vinkkejä työn sisällöstä. Heille suuri kiitos, samoin kun koko Haukiputaan Sähköosuuskunnan henkilökunnalle mielenkiinnosta tätä insinööri työtä kohtaan.

Suuri kiitos kuuluu myös ohjaavalle opettajalle Antero Martimolle, joka oli alusta asti mukana ideoimassa työn aihetta sekä antamassa hyviä ohjeita ja neuvoja työn suorittamiseen matkan varrella.

Kotiväen ja ystävien tukea ei myöskään sovi unohtaa, joten suuri kiitos kaikille heille mielenkiinnosta ja tuesta työtäni kohtaan. Vaimolleni Katjalle ja lapsilleni Aleksille, Iidasofialle ja Fiianooralle kuuluu erityiskiitos jaksamisesta ja kannustamisesta insinööri opintojeni ja tämän lopputyöni eri vaiheissa.

TIIVISTELMÄ

KEMI-TORNION AMMATTIKORKEAKOULU, Tekniikka

Koulutusohjelma:	Sähkövoimatekniikka
Opinnäytetyön tekijä:	Keijo Meriläinen
Opinnäytetyön nimi:	Uusien teknologioiden hyödyntäminen sähköjakeluverkossa
Sivuja (joista liitesivuja):	218 (32)
Päiväys:	2013-3-24
Opinnäytetyön ohjaajat:	Ins. Antero Martimo, Ins. Juha Sipola
<p>Tämän opinnäytetyön tarkoitus oli tutkia Haukiputaan Sähköosuuskunnan sähköjakeluverkkoon soveltuvia uusia sähköjakelun teknologioita, sekä selvittää niiden tuomia ominaisuuksia ja verrata perinteiseen sähköjakeluun. Työn tarkoituksena oli myös tutkia pitoaikana kunkin vaihtoehdon aiheuttamia investointi ja häviökustannuksia, sekä selvittää kokonaistaloudellisin vaihtoehto Hämeenjärven sähköjakelun korjaamiseksi.</p> <p>Työssä käytiin läpi suunnittelun eri vaiheet 110 kV alueverkosta aina viimeiselle kuluttajalle saakka. Työssä perehdyttiin Haukiputaan sähköosuuskunnan verkon suunnitteluohjelma DMS 600:an ja etäluettavaan energiamittaukseen, sekä kulutuksen ennustamiseen. Työssä arvioitiin kulutuksen kasvua 20 vuoden aikajänteellä ja laskettiin korjauskustannukset neljällä eri sähköiset reunaehdot täyttävällä menetelmällä. Lopuksi suositeltiin yhtä teknistaloudelliset reunaehdot täyttävää vaihtoehtoa toteutettavaksi Hämeenjärven sähköjakeluun.</p> <p>Työ oli varsin laaja ja sen teknisen toteutukseen liittyy useita osa-alueita. Teoriaosioon on haettu mahdollisimman paljon aiheeseen liittyvää teoriaa. Työn tekemisen aikana uutta tietoa tuli koko ajan lisää, uusimmat päivitykset on pyritty ottamaan tähän työhön mukaan.</p> <p>Työn tekemisen aikana alueen vaikutus laskennan tuloksiin korostui eri tavalla. Hämeenjärvelle soveltuvien kokonaistaloudellisin vaihtoehto suurehkon kulutuksen takia on muuntopiirin jako kahteen erilliseen muuntopiiriin.</p>	
Asiasanat: sähköjakeluverkon suunnittelu, keskijänniteverkko, pienjänniteverkko, muuntaja, jänniteboosteri, jännitealenema.	

ABSTRACT

KEMI-TORNIO UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES, Education

Degree programme:	Electrical Power Engineering
Author:	Keijo Meriläinen
Thesis title:	Utilization of new technologies in electricity distribution Electrical Power network
Pages (of which appendixes):	218 (32)
Date:	2013-3-24
Thesis instructor(s):	Engineer, Antero Martimo, Engineer, Juha Sipola
<p>The aim of this project was to study the new technologies and their application to the Haukiputaan Sähköosuuskunta electricity distribution network. The purpose of the project was to find out the features of new applications and compare them to the traditional power distribution. The purpose of this project was also to investigate the loss costs and investment costs, and solve the total economic alternative and fix the Hämeenjärvi electricity distribution network into order.</p> <p>In the first part, technical and economic parameters are defined and analyzed. The design steps were examined in the whole distribution network. Haukiputaan sähköosuuskunta network design program DMS 600, remote reading of electric energy metering and consumption forecasting were studied. Finally, the best option that meets the technical and financial conditions is proposed to implemented. The power loss can be corrected on the Hämeenjärvi power distribution.</p> <p>The project was quite comprehensive and its technical implementation included many technical fields. The relevant theory was applied as much as possible in the theory section. During the project, new information continued flowing in. The latest updates were added to this document.</p> <p>Hämenjärvi area is wide and there the most appropriate method is to split the electricity distribution network into two separate transformation circuits.</p>	
<p>Keywords: electricity distribution network design, medium-voltage network, low-voltage network, transformer, voltage booster, voltage drop</p>	

SISÄLLYS

TIIVISTELMÄ	3
ABSTRACT	4
SISÄLLYS	5
KÄYTETYT MERKIT JA LYHENTEET	8
1 JOHDANTO	10
1.1 Työn tavoite	10
1.2 Haukiputaan sähköosuuskunta	11
1.2.1 Historiaa.....	14
1.2.2 Verkkoalue	15
1.2.3 Hämeenjärvi	16
2. SÄHKÖTEKNISET PARAMETRIT JA SUUNNITTELUN REUNAEHDOT	18
2.1 Sähkönjakelun turvallisuus ja selektiivisyys.....	19
2.2 Verkon komponenttien sähköiset arvot.....	22
2.3 Laskentajännitteet	23
2.4 Häviöt.....	23
2.5 Tehokerroin	25
2.6 Verkon kuormitusten mallintaminen	26
2.6.1 Kuormitusmallit ja mitoitus	27
2.6.2 Velanderin kaava	29
2.6.3 Tyyppikuluttajakäyrät.....	30
2.6.4 Kuormitustiedot	33
2.6.5 Ennustaminen	34
2.7 Teknitaloudelliset laskentamenetelmät.....	37
2.7.1 Annuiteetin laskeminen	41
2.7.2 Keskeytyksistä aiheutunut haitta	42
2.7.3 Pitoajat	44
2.7.4 Häviöiden huipunkäyttöaika.....	45
2.7.5 Häviöiden hinta.....	47
2.7.6 Laskentakorko	49
2.7.7 Verkonrakentamisen kustannukset.....	50
2.8 Jännitteen laatu ja toimitusvarmuus	52
2.8.1 Jännitekuopat.....	54

2.8.2 Älykkäät etäluettavat mittarit	55
2.8.3 Pienjänniteverkon automaatio	58
2.8.4 Etäluettavien energiamittareiden ominaisuuksia	61
2.8.5 Nollavika pienjänniteverkossa.....	63
3. SÄHKÖVERKON SUUNNITTELUN PERUSTEET	67
3.1 Keski­jänniteverkko	68
3.2 Suojaukset keski­jänniteverkossa.....	70
3.2.1 Epäsymmetriset oikosulut	74
3.2.2 Maasta erotetun verkon yksivaiheinen maasulku	75
3.2.3 Symmetriset komponentit	77
3.2.4 Sammutetun verkon yksivaiheinen maasulku	80
3.2.5 Keski­jänniteverkon oikosulkusuojaus ja kuormitettavuus.....	81
3.2.6 Johtimien terminen ja dynaaminen oikosulkukestoisuus.....	83
3.3 Jakelumuuntaja.....	84
3.3.1 Jakelumuuntajan jännitteensäätömenetelmien kehittäminen	86
3.3.2 Jakelumuuntajan mitoittaminen.....	87
3.4 Pienjänniteverkon suunnitteluperusteet	88
3.4.1 Suojausmenetelmät pienjänniteverkossa	89
3.4.2 Verkon maadoitukset pienjänniteverkossa.....	90
3.4.3 Ylikuormitussuojaus pienjänniteverkossa.....	91
3.4.4 Oikosulku suojaus pienjänniteverkossa.....	93
3.4.5 Uuden sähköliittymän liittyminen vanhaan jakeluverkkoon.....	94
3.4.6 Liittymisjohdon suojaus pienjänniteverkossa.....	95
3.5 Tasasähköjärjestelmä	98
3.5.1 Unipolaari- ja Bibolaarijärjestelmä	100
3.5.2 Tasasähköjärjestelmän suojaus ja sähköturvallisuus.....	103
3.6 1000 V jakelujärjestelmä.....	105
3.6.1 Tekninen toimintaperiaate.....	106
3.6.2 20/1/0,4 kV verkon suojaus- ja käyttöperiaate	109
3.6.3 20/1/0,4 kV järjestelmän komponentit	114
3.6.4 Muuntajat	116
3.6.5 Vikatilateiden tarkastelu	117
3.7 Jänniteboosteri.....	127
3.7.1 Toimintaperiaate	129
3.7.2 Tasapainokäämi	134

3.7.3 Valmistajan laboratoriomittauksia	135
4. TYÖN TOTEUTUS	144
4.1 Hämeenjärven alueen nykytilanne ja suunnitelmat.....	144
4.1.1 Keskiännitesyöttö.....	145
4.1.2 Nykyinen muuntaja 200 kVA.....	149
4.1.3 Pienjänniteverkko	150
4.1.4 Markku Annalan haastattelu.....	152
4.1.5 Laatumittaukset.....	152
4.1.6 Hämeenjärven muutokset ja asemakaavat	154
4.2 Sähkönjakelun korjaaminen perinteisin menetelmin	156
4.2.1 Tehon tarpeen uudelleen arviointi.....	156
4.2.2 Muuntajan suurentaminen ja linjojen vahvistaminen.....	159
4.2.3 Jakelumuuntajan valinta	161
4.2.4 PJ verkon vahvistaminen	162
4.2.5 Muuntopiirin jakaminen kahteen erilliseen muuntopiiriin.....	165
4.3 20 / 1 / 0,4 kV verkon soveltuvuus Hämeenjärven itähaaraan.....	170
4.3.1 Muuntajien sijoitus.....	170
4.3.2 Jännitehäviön määrittäminen.....	172
4.3.2 Johdon suojaus.....	173
4.4 Jänniteboosteri jakeluverkossa.....	178
5. JOHTOPÄÄTÖKSET JA POHDINTA.....	181
6. LÄHTEET.....	184
7. LIITTEET	185

KÄYTETYT MERKIT JA LYHENTEET

PJ	pienjännite
KJ	keskijännite
PJK	pikajälleenkytkentä
AJK	aikajälleenkytkentä
KAH	keskeytyksistä aiheutuva haitta
AMR	Automatic Meter Reading
KSOY	Kymenlaakson Sähköverkkoyhtiö
DLC	Distribution Line Carrier
PLC	Power line communication
HVDC	tasajännitetekniikka (High Voltage Direct Current)
SSS	Suur-Savon Sähkö Oy
ATJ	asiakastieto järjestelmä
VKA	vuosikulutusarvio
EMV	energiamarkkinavirasto
EDM	mittaustiedonhallintajärjestelmä
VTJ	verkkotietojärjestelmä
DMS 600	ABB:n Verkkotietojärjestelmä
L&G	Landis + Gyr
p	korkoprosentti
P _{max}	tyhjäkäyntihäviöt suhteessa mitoitettuun tehoon
P _{KE}	tyhjäkäyntihäviöt suhteessa huippukäyttöaikaan
P ₀	tyhjäkäyntihäviö
K _{Poh}	tyhjäkäyntihäviöiden hinta
K _{Pkh}	kuormitushäviöiden hinta saadaan laskettua kaavalla
H	hinta
L	vaihe
LHiTh	kynnysjännitteen yläraja
LLoTh	kynnysjännitteen alaraja
TPM1	Haapasuon päämuuntaja
j20kv	20 kV johto-osuus
M201	20/1/04 muuntaja
j1kV	1 kV johto-osuus
M104	1/04 kV muuntaja
j400V	400 V johto-osuus

Roomalaiset

α	apukerroin
β	apukerroin
ε	annuiteetti
ψ	diskonttauskerroimen apukerroin
κ	diskonttauskerroimen apukerroin
φ	vaihesiirtokulma
ω	$= 2 \pi f$
τ	jäähtymisaikavakio

Alatunnisteet

v	vaihe
v0	vaihejohtimen nolla
k	oikosulku, kuormitus, muuntaja
f	vika

1s	1 sekunnin
SV	syöttävä verkko
SVT	syöttävä verkko taustalla
KISKO	kiskosto
SALL,kt	sallittu
PJ	pääjännite
M	muuntajan oikosulku
M0	muuntajan nolla
0	alkuhetki, tyhjäkäynti, nolla
h	häviö, huipunkäyttö, havahtuminen
h%	Prosentuaalinen häviö
q	lois
p	päto
max	maksimi, huippu
min	minimi
s, dyn	sysäys
N	nimellis
e	maasulku
c	kapasitanssi
E	vikaresistanssin kautta kulkeva maasulku
EM	maasulku vikavastuksettomassa maasulussa

1 JOHDANTO

Tässä työssä perehdytään maaseutus sähköverkkoyhtiön laadukkaan sähkötoimittamisen haasteisiin nopeasti muuttuvien alueiden sähköjakelussa. Työssä tutustutaan muutamaisiin uusiin teknologioihin ja menetelmiin, joiden avulla energianjakelua voidaan kohdentaa ja sähköjakelua kehittää. Työn alussa määritellään suunnittelutehtäviin vaikuttavat sähkötekniiset ja taloudelliset laskentaparametrit. Kohde alueeksi on valittu Haukiputaan Sähköosuuskunnan laita-alueella sijaitsevan Hämeenjärven nopeasti muuttuva ja haasteellinen huvila-alue. Varsinaisissa suunnitteluun liittyvissä osioissa käsitellään keski- ja pienjänniteverkkojen suunnittelun lisäksi kulutuksen arviointia, jakelumuuntajan mitoittaminen, sekä määritellään rajat erilaisille verkoston rakenteille. Erityisesti taloudellisuusajattelua painotetaan suunnittelutehtävissä ottamalla huomioon komponenttien koko pitoaikana syntyvät kustannukset.

Työssä lasketaan tekniset ja taloudelliset reunaehdot täyttävät toteutusvaihtoehdot useammalla menetelmällä ja verrataan niitä keskenään. Lopuksi analysoidaan tuloksia ja suositellaan parasta vaihtoehtoa toteutettavaksi.

1.1 Työn tavoite

Tässä työssä perehdytään sähköjakelun suunnitteluun, tehon tarpeen määrittämiseen sekä, sähkötekniisiin reunaehtoihin, joiden puitteissa on toimittava. Työn tavoitteena on löytää optimaalinen ratkaisu, niin teknisesti kuin taloudellisestikin, riittävän laadukkaan sähkön toimittamiseksi valitulle alueelle. Teoriaosiossa esitellään suunnittelun reunaehdot, uusimpien tekniikoiden ja teknologioiden näkymiä. Teoriaosiossa esitellään myös AMR- mittauksen (Automatic Meter Reading) mukanaan tuomaa tarkempaa kulutus-seurantaa. Teoriaosiossa tutkitaan uusien AMR mittareiden mahdollisuutta toimia tulevaisuudessa osana pienjänniteverkon automaatiota. Toteutusosiossa lasketaan ja verrataan valitun alueen kehitys suunnitelmaa perinteisellä 20/04 kV jakelutekniikalla, 20/1/04 kV jakelutekniikalla, sekä jänniteboosteria käyttäen. Lopuksi verrataan kunkin tekniikan tuomia hyötyjä ja analysoidaan niiden soveltuvuutta kohteeseen.

1.2 Haukiputaan sähköosuuskunta

Haukiputaan Sähköosuuskunta on Oulun pohjoispuolella sijaitsevan entisen Haukiputaan kunnan noin 19 000 asukkaan ja 445,35 km²:n kokoisen alueen pienehkö sähköverkkoyhtiö. Haukiputaan Sähköosuuskunnan historia alkaa vuodesta 1918, jolloin osuuskunta perustettiin. Nykyisen toimialueensa se sai vuonna 1980, jolloin Kellon Sähköosuuskunta fuusioitui Haukiputaan Sähköosuuskuntaan. Seuraavassa kuvassa 1 on näkymä Haukiputaan kirkonkylästä. (Haukiputaan Sähköosuuskunnan vuosikertomus 2011,9)

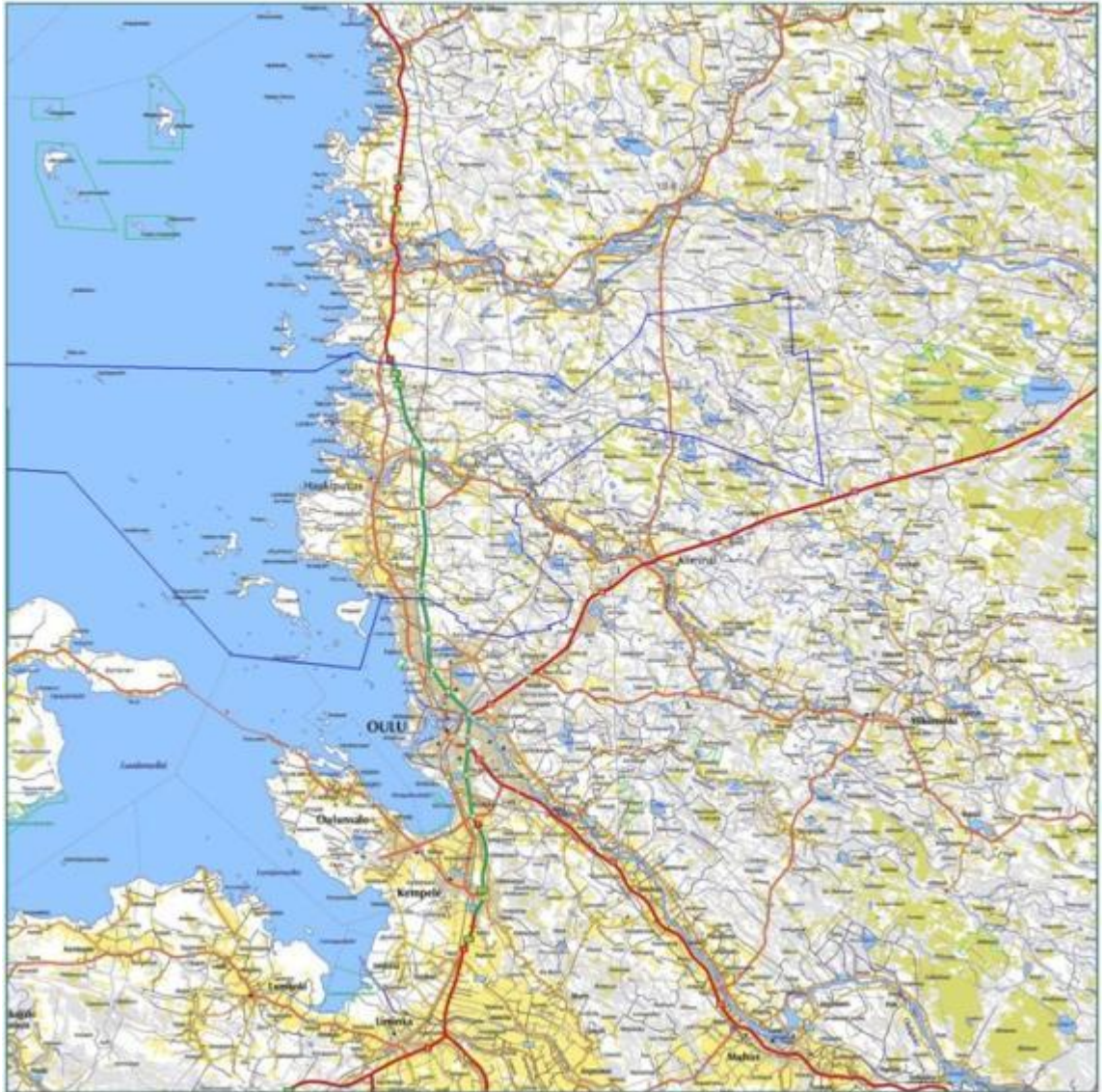


Kuva 1. Näkymä Haukiputaan kirkonkylästä. (Haukiputaan Sähköosuuskunnan vuosikertomus 2011,11)

Haukiputaan Sähköosuuskunta on niin sanottu ensimmäisen asteen osuuskunta, asiakkaista eli henkilöjäsenistä muodostuva osuuskunta. Ylintä päätäntävaltaa käyttää osuuskuntakokous. Jäseniä vuoden 2011 lopussa oli 5 560 ja osuuksia yhteensä 6 252 kpl ja sähkökäyttäjää 9 101 kpl. Haukiputaan Sähköosuuskunnan liikevaihto 2011 oli 3,76 M€ ja henkilökuntaan kuului 24 henkilöä. (Haukiputaan Sähköosuuskunnan vuosikertomus 2011,17)

Haukiputaan kunta liittyy Oulun kaupunkiin 2012–2013, yhdessä viiden muun lähialueen kunnan kanssa. Ns. Suur-Oulusta tulee väkimäärältään viidenneksi suurin kaupunki

ja se ohittaa mm. Turun väkimäärän. Haukiputaan Sähköosuuskunta säilyy edelleen omana yhtiönä, palvelen edelleen entisen Haukiputaan kirkonkylän, Kellon ja entisen Haukiputaan kunnan alueen (kuva 2) sähkökuluttajia. Haukiputaan Sähköosuuskunta panostaa toimivaan jakeluverkkoon ja varmistaa kilpailukykyiset hinnat.



Kuva 2. Haukiputaan sijainti ja entisen Haukiputaan kunnan rajat, sinisellä. (Oulun seudun karttapalvelu, 2012, hakupäivä 26.11.2012, muokattu)

Yhteistyötä Haukiputaalla on tehty sähköjakelun ja myynnin saralla oululaisten kanssa pitkään. Haukiputaan Sähköosuuskunta on ollut vuoden 2003 alusta osakkaana Oulun Sähkömyynti Oy:ssä, joka vastaa osakasyhtiöidensä sähkön myyntiliiketoiminnasta. Haukiputaan Sähköosuuskunta on mukana Oulun Sähkömyynti Oy:ssä reilun kuuden prosentin osuudella. Muita osakkaita Oulun Sähkömyynnissä ovat Kemin Energia Oy,

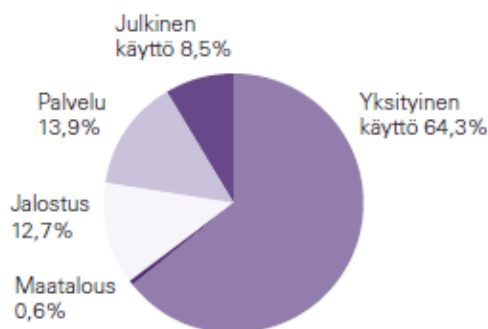
Keminmaan Energia Oy, Oulun Energia, Raahen Energia Oy, Rantakairan Sähkö Oy, Tenergia Oy ja Tornion Energia Oy.

Haukiputaan sähköosuuskunnalla on alueellaan kolme päämuuntajaa. Muuntajatehoa jakeluverkossa oli vuoden lopussa yhteensä 95,5 MVA. Tehon lisäys vuonna 2010 oli 2 100 kVA. Keskimääräinen muuntajateho muuntoasemaa kohden on 318 kVA. Sähköasemien päämuuntajien teho on yhteensä 82 MVA. Johtopituudet ja muuntajat on esitetty alla olevassa taulukossa 1.

Taulukko 1. Haukiputaan sähköosuuskunnan sähköverkon lukuja (Haukiputaan Sähköosuuskunnan vuosikertomus 2011,20)

Sähköverkon käyttö		MUUNTAJAKONEET	
Muuntajatehoa jakeluverkossa oli vuoden lopussa yhteensä 95,5 MVA. Keskimääräinen muuntajateho muuntoasemaa kohden on 318 kVA. Sähköasemien päämuuntajien teho on yhteensä 82 MVA.		Käytössä	2011
ALUEVERKKO		Muuntaja	
Johtoväli	pituus	50 kVA	24
Onkamo - Martinniemi	11,9 km	100 kVA	69
Kortesuo - Haapasuo	7,2 km	200 kVA	64
Nurmesoja - Kello	5,7 km	300 kVA	3
Alueverkkoa yhteensä	24,8 km	315 kVA	51
JAKELUVERKKO		500 kVA	58
Johtotyyppi	pituus	800 kVA	12
20 kV:n avojohtoa	163,94 km	1000 kVA	19
20 kV:n PAS-johtoa	48,94 km	Yht. kpl	300
20 kV:n ilmakaapelia	0,09 km	kVA	95 465
20 kV:n maakaapelia	35,14 km		
20 kV:n johtoa yhteensä	248,11 km		
0,4 kV:n johtoa yhteensä	669,61 km		
Jakeluverkkoa yhteensä	917,72 km		

Sähkön siirto Haukiputaan sähköosuuskunnalla on vuosittain noin 150 TWh. Sähkön käyttö Haukiputaan sähköosuuskunnan alueella jakaantuu seuraavan kuvan 3 mukaisesti.



Kuva 3. Haukiputaan sähköosuuskunnan sähkönkäyttö (Haukiputaan Sähköosuuskunnan vuosikertomus 2011,19)

1.2.1 Historiaa

1700-luvulla laiva- ja sahateollisuus keskittyi myös Haukiputaalle. Puuta tarvittiin paljon laivan rakennukseen ja sahojen ansiosta Haukipudas sai sahanpitäjän maineen noin sadaksi vuodeksi. Merkittävin saha oli Kurkelansaareen vuonna 1700 perustettu Haapalahden saha, josta Haukiputaan sähköosuuskunta sai myöhemmin alkunsa ja aluksi sähkönsä. Ensimmäinen sähkövalaistus asennettiin Suomeen Finlaysonin kutomoon 1882 ja jo 1884 Ouluun Åströmin tehtaalle, jossa oma tehtaan dynamo ja höyrykone antoivat virtaa. (Asunmaa, 1993,9–121)

Maaseudun sähköistäminen lähti liikkeelle oikeastaan vasta sitten kun sähkölaitos toiminta oli kaupungeissa vakiintunut. Oulun kaupungin sähkölaitos perustettiin 1890. Haukiputaalle perustettiin oma sähkölaitos vuonna 1918. Samaan aikaan Oulun alueelle perustettiin sähköosuuskuntia myös Liminkaan, Tyrnävälle, Muhokselle ja Ylikiiminkiin. Koska kuparijohtojen saanti oli vaikeaa ja kallista, Haukiputaan Sähköosuuskunta toimi aluksi vain pienellä alueella. (Asunmaa, 1993, 9-121)

Kyläläiset kokoontuivat mm. Martti Raunion kotiin katsomaan joukolla sähkövalon syttymistä, joka oli aluksi vain pieni punertava juova, joka sitten pikkuhiljaa syttyi ja vahvistui valoksi. Sähköä kutsuttiin aluksi uudeksi kummaksi. Haapalahden sahalle hankittiin Dynamo joka kehitti 20 hevosvoimaa. 20 hevosvoimaa riitti tuottamaan sähköä, kun alueella oli vain 400 lamppua. Sähkölinjojen rakennukseen osallistuivat kyläläiset siten että jokaista lamppua varten liittyjä toimitti osuuskunnalle yhden sähköpylvään. (Asunmaa, 1993, 9-121)

Merikosken voimalaitos otettiin käyttöön vuonna 1948 ja vuonna 1949 Haukiputaan sähköosuuskunta alkoi ostaa energiaa Oulusta. Sähkön käyttö kasvoi voimakkaasti 60- ja 70-luvuilla ja sähköverkkojen siirtokykyä vahvistettiin johtimia vaihtamalla sekä muuntopiirejä jakamalla. Luotettavuus sähköjakelussa oli tullut entistä tärkeämmäksi. (Asunmaa, 1993, 9-121)

Sahojen vähetessä Haukiputaan kunta alkoi tietoisesti hankkia myös muuta teollisuutta. mm Hyvonin Kudeneule Oy 1970-luvulla. Muita merkittäviä työnantajia alueella olivat 80- ja 90- luvulla Rauma-Repola, Nokia Telecommunications, Haukirakennus, Insele/Ocotec Oy. 1960 luvun puolivälissä Pateniemi ja Kuivasjärvi liitettiin Ouluun jolloin kunnan väkiluku tipahti 15 tuhannesta 9,5 tuhanteen. (Asunmaa, 1993, 9-121)

Jakeluverkkojen kuntoa valvotaan jatkuvasti ja niitä ylläpidetään kunnonvalvonnalla ja korjaus toimilla. Olemassa olevien jakeluverkkojen kanssa joudutaan tulemaan toimeen useita vuosikymmeniä. Uuden tekniikan kehittämisen rinnalla on kehitettävä myös nykyistä jakeluverkkoa ja sen ylläpitoa. Kuluttajat voivat sähkömarkkinalain (386/1995) mukaisesti kilpailuttaa ja hankkia sähkönsä haluamaltaan toimittajalta. Viranomaiset valvovat verkkoyhtiöiden toimintaa entistä tiukemmin jotta kuluttajien kustannukset pysyvät kohtuullisina. Suomi liittyi vuonna 1995 EU:n jäseneksi ja Suomessa alettiin soveltaa pienjännite LVD-direktiiviä 73/23/EEC. Direktiivissä on määritelty pienjännitelaitteiksi sähkölaitteet jotka toimivat 50-1000V vaihtojännitteellä tai 75-1500V tasajännitteellä.

1.2.2 Verkkoalue

Haukiputaan Sähköosuuskunnan verkkoalue ulottuu entisen Haukiputaankunnan rajoille. Verkkoalue on esitetty seuraavassa kuvassa 4. Oranssilla olevat linjat ovat 110 kV alueverkkoa, vihreät ovat 20 kV keskijänniteverkkoa. Pienjänniteverkkoa ei ole esitetty tässä kuvassa.



Kuva 4. Haukiputaan Sähköosuuskunnan 110 kV alueverkko ja 20 kV keskijänniteverkko. (DMS 600)

1.2.3 Hämeenjärvi

Hämeenjärvi sijaitsee noin 24 km Haukiputaan keskustasta Kiimingintietä itään, Alakyläntieltä kääntyvän, Hämeenjärventien varressa. Hämeenjärvi on ollut suosittu oululais-ten, kellolaisten ja haukiputaalaisten lomailu- ja mökkeilyalue jo pitkän. Seuraavassa kartta kuvassa 5 on esitetty Hämeenjärven sijainti.



Kuva 5. Hämeenjärvi (Oulun seudun karttapalvelu, 2012, hakupäivä 26.11.2012 ; DMS 600, muokattu)

Hämeenjärven alueella on yhteensä 62 huvilaa, jotka ovat olleet aikaisemmin pääsääntöisesti kesäkäytössä. Pohjoisrannalla muuntopiirissä 154 sijaitsee 38 huvilaa ja etelärannalla muuntopiirissä 163 sijaitsee 24 huvilaa. Useampia kesämökkejä on viime vuosina varusteltu ympärivuotista käyttöä varten, mikä on nostanut käyttöastetta ja kasvatanut samalla myös sähkön kulutusta. Alueen suosio on kasvanut pikkuhiljaa, läheinen sijaisuus ja Hämeenjärven kaunis luonto on lisännyt myös kaavoituspainetta.

2. SÄHKÖTEKNISET PARAMETRIT JA SUUNNITTELUN REUNAEDOT

Sähköverkon tehtävä on yhdistää toisiinsa tuotanto ja kulutus. Verkostosuunnittelussa pyritään täyttämään seuraavat tavoitteet:

- Sähkön siirron ja jakelun on oltava turvallista ja häiritsemätöntä.
- Sähkön siirron ja jakelun on oltava taloudellista.
- Sähkön siirron ja jakelun on oltava luotettavaa.
- Verkkokomponenttien on oltava pitkäikäisiä.

Erilaisten laskentaparametrien määrittäminen on erittäin tärkeää verkostosuunnittelun kannalta, laskentaparametrit määräävät mitoittavien laskelmien tulokset. Oikeiden parametrien käyttäminen on ehdottoman tärkeää totuudenmukaisten lopputulosten saavuttamiseksi. Kaikkien parametrien kohdalla ei ole mahdollista saavuttaa täydellistä totuutta. Joidenkin laskennassa käytettävien parametrien osalta on tyydyttävä yleisesti hyväksytyihin ja hyvin perusteltuun arvioon. Lisäksi jotkin parametrit muuttuvat herkästi ajan kuluessa, mm. kulutuksen muutosten takia. Laskelmissa käytettävät vakiot voidaan jakaa sähkötekniisiin ja taloudellisiin parametreihin. Sähköteknisiä parametreja ovat esimerkiksi käytettävien johdinten ja jakelumuntajien resistanssit ja reaktanssit. Sähköteknisten parametrien lisäksi on valittava teknistaloudellisia tarkasteluja varten mm. laskentakorko ja häviöiden hinnat. Taloudellisuus ja luotettavuus ovat usein vastakkain ja silloin suunnittelijan on osattava valita tekniset reunaehdot täyttävä mutta silti kustannuksiltaan edullinen vaihtoehto. (Lakervi & Partanen, 2008,63)

Sähköverkon suunnittelu vaati paljon laskentaa, useita erilaisia malleja ja sijaiskytkentöjä. Laskettavana ja mallinnettavana ovat mm.

- kuormitus ja sen vaihtelut sekä sijainti verkossa.
- johtojen tekniset ja taloudelliset arvot.
- muuntajien tekniset ja taloudelliset parametrit.
- liittymäpiste syöttävään verkkoon.

Kohteesta ja suunnittelutilanteesta riippuu parametrien määrä ja tarkkuus. Verkon suunnittelussa tekniset reunaehdot täytettäviä ratkaisuja vertaillaan niiden taloudellisuuden perusteella. Laskenta on suoritettava verkostosuunnittelussa käytettävien ja hyväksytyjen menetelmien avulla, jotka perustuvat verkon kustannuksien nykyarvon laskemiseen. Suunnittelussa on otettava huomioon tärkeimmät tekniset reunaehdot, kuten johdinten

terminen kestoisuus ja oikosulkukestoisuus, verkossa sallittavat jännitealenemat, käyttövarmuusvaatimukset, vikavirtasuojauksen toimivuus, sekä sähköturvallisuuksäännösten toteutuminen. Useasti liiallisten varmuuskertoimien käyttö johtaa laskelmien ylimitoitukseen ja turhiin kustannuksiin. Kun laskelmia tarkastellaan sekä taloudellisesti että teknillisesti, päästään optimaaliseen lopputulokseen. Suurimpana kokonaiskustannuksiin vaikuttavana teknisenä haasteena on jännitealenema. Sähkömarkkinalain mukaan on sähkön käyttäjälle toimitettava hyvälaatuista sähköä, jonka mittarina yleensä pidetään jännitetasoa. Yleinen raja jännitteen alenemalle on määritetty standardissa SFS-EN 50160. Käytännössä jännitteen alenemalle sovitaan suunnittelun yhteydessä paljon tiukemmat rajat. Tehon kasvu ja sen kasvuaika ovat teknisistä laskentaparametreista kaikkein vaikein määrittää. Alueellista tehonkasvua voidaan ennustaa kaavoituksen ja alueen yleissuunnitelmien avulla. Laskennassa on käytettyjen johdinten resistanssi- ja reaktanssiarvot on saatu Sener ry:n verkostosuosituksista SA 2:92 ja SA 5:94 taulukoista. (Lakervi & Partanen 2008, 74)

2.1 Sähkönjakelun turvallisuus ja selektiivisyys

Voimassa olevan sähköturvallisuus lain mukaan ”sähkölaitteen ja – laitteiston käytön pitämiseksi turvallisena ja sähkön käytöstä aiheutuvien sähkömagneettisten häiriöiden haitallisten vaikutusten estämiseksi, sekä sähkölaitteiden ja – laitteiston sähkövirran tai magneettikentän välityksellä aiheuttamasta vahingosta kärsineen turvaamiseksi on täytettävä tietyt sähköturvallisuusmääräykset ja ehdot.” (Sähköturvallisuuslaki 410 1996)

Lakia sovelletaan laitteisiin ja laitteistoihin, joita käytetään sähkön tuottamisessa siirrossa, jakelussa tai käytössä ja joiden sähköisistä tai sähkömagneettisista ominaisuuksista voi aiheutua vahingon vaara tai häiriötä. (Sähköturvallisuuslaki 410 1996 § 2)

Sähkölaitteet ja laitteistot on suunniteltava, rakennettava, valmistettava ja korjattava niin että:

- niistä ei aiheudu kenenkään hengelle, terveydelle tai omaisuudelle vaaraa.
- niistä ei sähköisesti tai sähkömagneettisesti aiheudu kohtuutonta häiriötä.
- niiden toiminta ei häiriinny helposti sähköisesti tai sähkömagneettisesti.

Laitteistojen ja verkon on täytettävä yllä olevat ehdot ja lisäksi täytettävä kauppa- ja teollisuusministeriön päätöksen liitteenä olevat vaatimukset. (Suomen standardisoimis-

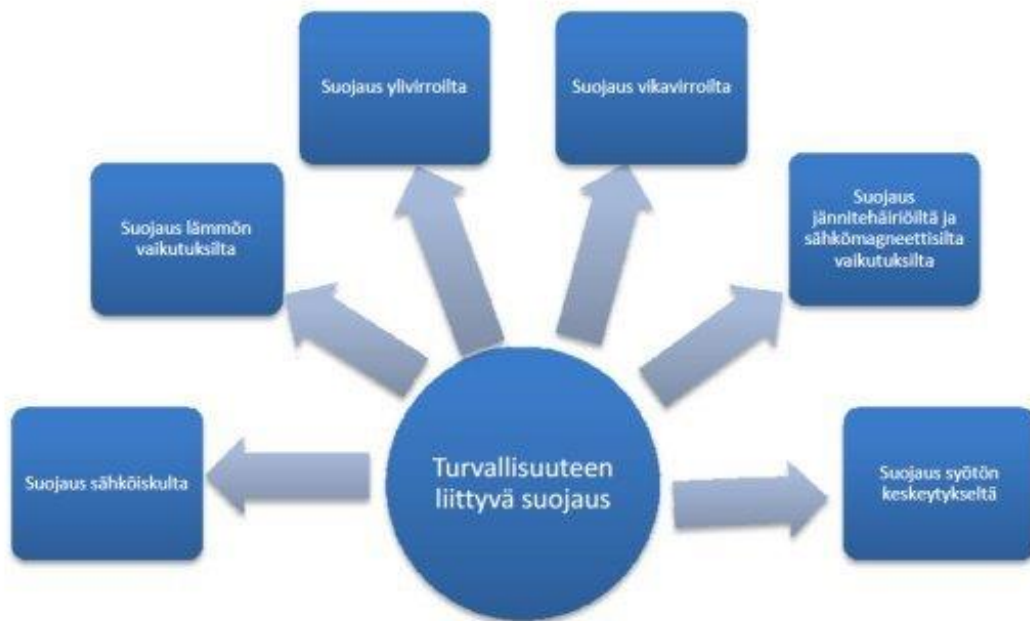
liitto, SFS 6000 2013, Kauppa- ja teollisuusministeriön päätös sähkölaitteistojen turvallisuudesta, Sähköturvallisuus laki 410 1996 § 5)

Velvoittavia standardeja sähköturvallisuudesta ovat:

- SFS 6000 Pienjännitesähkösennukset
- SFS 6001 Suurjännitesähkösennukset ja ilmajohdot
- SFS 6002 Sähköturvallisuus

SFS-EN61140 -standardi määrittelee peruseriaatteen sähköiskulta suojaamiseen.

Standardin SFS-EN 61140 mukaan vaaralliset jännitteiset osat eivät saa olla kosketeltavissa, ja kosketeltavat johtavat osat eivät saa tulla vaarallisesti jännitteisiksi normaaliolosuhteissa eivätkä yhden vian olosuhteissa. Standardit edellyttävät laitteiston mitoittamista siten, että sen komponentit kestävät käyttöpaikassa esiintyvien oikosulkuvirtojen termiset ja dynaamiset vaikutukset. Suojausvaatimuksia on esitelty seuraavassa kuvassa 6. (SFS 6000 standardikokoelma 17.12.1999/1193, 43. & (SFS 6000 2013, 89)



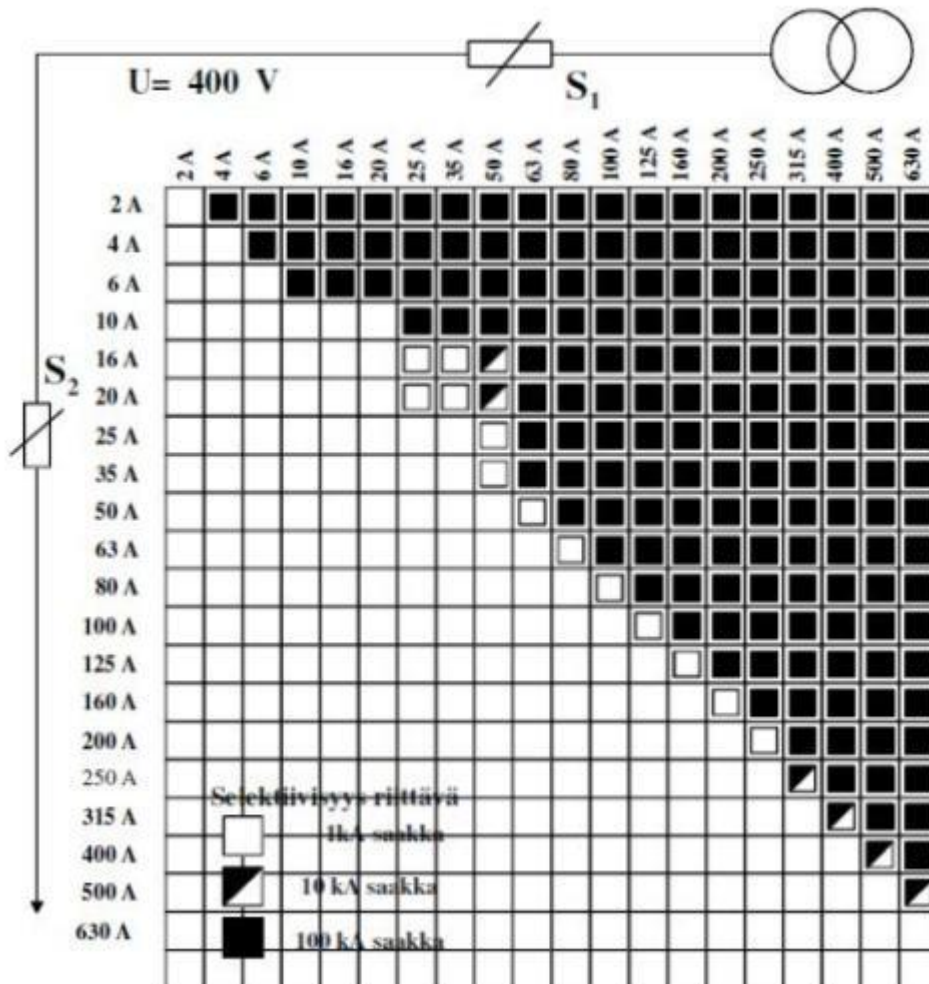
Kuva 6. Turvallisuuteen liittyvä suojaus

Peruseriaate sähköiskulta suojaamisessa on, että vaaralliset jännitteiset osat eivät saa olla kosketeltavissa ja kosketeltavat johtavat osat eivät saa tulla vaarallisesti jännitteiseksi normaaliolosuhteissa eivätkä yhden vian olosuhteissa. (SFS 6000 2013, 4-41.)

Suojaus sähköiskulta jaetaan perussuojaukseen sekä vikasuojaukseen. Perussuojaus tarkoittaa suojausta normaaliolosuhteissa ja vikasuojaus termiä käytetään yhden vian suo-

jausmenetelmistä. (SFS 6000 2013, 891) Ylivirtasuojauksessa jännitteiset johtimet on suojattava ylikuormitukselta ja oikosululta yhdellä tai useammalla syötön automaattisesti poiskytkevällä suojalaitteella. (SFS 6000 2013, 431.1) Suojalaite, joka suojaa sekä ylikuormitus- että oikosulkuvirroilta, voi olla ylikuormitussuojalla varustettu katkaisija. (SFS 6000 2013, 129)

Jakeluverkon suojauksen selektiivisyys tarkoittaa sitä, että lähinnä vikapaikkaa oleva suoja laukeaa ensimmäisenä, jolloin vika rajoittuu mahdollisimman pienelle alueelle jakeluverkossa. Selektiivisessä järjestelmässä pyritään vikatilanteen aikana säilyttämään mahdollisimman suuri osa verkosta toimintakykyisenä. Seuraavassa kuvassa 7 on sulakkeiden selektiivisyydestä esitetty selektiivisyydestaulukko eri oikosulkuvirran arvoilla



Kuva 7. Sulakkeiden selektiivisyys

2.2 Verkon komponenttien sähköiset arvot

Haukiputaan sähkösuuskunnan uusissa suunnitelmissa, kuten tässäkin työssä, käytettävien johtimien poikkipinta-alat ja sähköiset parametrit on haettu verkostosuosituksesta SA 2:08. Jännitealeneuman, maasulkuvirran sekä häviöiden laskemisessa on käytetty resistanssien ja reaktanssien arvoina 20 °C:een lämpötila-arvoja. Vikatilanteessa oikosulkuvirta lämmittää johdinta ja resistanssi kasvaa. Oikosulkulaskelmissa käytetyt arvot ovat 40 °C:een arvoja. Käytettäessä valmistajan arvoja on niissä hieman toisistaan poikkeavia, mm. materiaaleista johtuvia eroja, ne ovat hyvin lähellä verkostosuositusten vastaavia arvoja. Reaktanssiarvojen suuruuteen vaikuttaa johtimien välinen etäisyys, eli käytännössä orsirakenne.

Haukiputaan Sähkösuuskunnan sähköjakeluverkossa käytettävät yleisimmät 20/0,4 kV muuntajakoot ja niiden alajännitepuolelle redusoidut oikosulkuresistanssi- ja oikosulkureaktanssiarvot on esitetty seuraavassa taulukossa 2. Muuntaja on esitetty seuraavassa kuvassa 8.



Taulukko 2. HSO:n yleisimmät muuntajakoot

Sn [kVa]	Rm [Ω]	Xm [Ω]
50	0,07	0,11
100	0,028	0,058
200	0,011	0,03
315	0,0064	0,019
500	0,011	0,03
800	0,0018	0,0092
1000	0,0015	0,0079

Kuva 8. Muuntaja

Muuntajien laskennassa käytetyistä sähköisistä arvoista on tarkempi taulukko liitteessä 1. Muuntajakoot noudattavat Suomessa yleisesti käytössä olevia teholuokkia. Jakelumuuntajista on olemassa myös parannellut versiot, joiden häviöitä on pienennetty. Näi-

den muuntajien impedanssit ovat hieman pienemmät. Jakelumuuntajien sähköiset parametrit vaikuttavat pienjänniteverkon oikosulkuvirtoihin ja tätä kautta myös vikojen poiskytkentäehtojen toteutumiseen. Mikäli muuntajan syöttämässä PJ -verkossa oikosulkuvirta jää liian pieneksi, on yksi mahdollisuus vaihtaa muuntaja pienempi-impedanssiseksi. Tämä saattaa olla joissain tapauksissa edullisempi vaihtoehto kuin johdinten vahvistus, samalla myös häviökustannukset pienenevät. (Simonen 2006,4)

2.3 Laskentajännitteet

Sähköaseman keskijännitekiskoston jännitteen arvoa käytetään jännitteenalenema-, oikosulku- ja maasulkulaskelmissa. Tästä johtuen kiskojännitteen arvo vaikuttaa releasetteluihin ja johtimien mitoitukseen. Eri verkkoyhtiöissä voidaan käyttää eri jännitteitä keskijännitekiskoston jännitteenä. Haukiputaan Sähköosuuskunnan kiskojännitteenä, U_{kisko} käytetään arvoa 20,7 kV, mikä perustuu päämuuntajien jännitesäätäjien keskimääräiseen arvoon. Kiskojännite pyritään pitämään mahdollisimman suurena häviöiden vähentämiseksi. Verkostosuosituksissa KJ -verkon alkupään jännitteeksi suositellaan 20 - 21 kV:a (Verkostosuositus SA 5:94).

Jakelumuuntajien alajännitepuolen lähtöjännitteeksi oletetaan laskelmissa $U_{\text{PJ}} = 400\text{V}$. Todellisuudessa jännite vaihtelee riippuen muuntamon etäisyydestä sähköasemalta, sekä väliottokytkimen asennosta. Väliottokytkimellä voidaan jännitetasoa muuttaa muuntajan ollessa virraton. Laskentajännitteen suuruus vaikuttaa pienjänniteverkon jännitteenalenema- ja oikosulkulaskelmiin. Myös PJ-verkossa muuntajan jännite pyritään pitämään mahdollisimman korkeana jännitteen laadun varmistamiseksi ja häviöiden pienentämiseksi. Verkostosuositus ehdottaa muuntamon vaihejännitteen vaihtelualueeksi 220 - 244 V (SA 5:94). (Simonen 2006,5)

2.4 Häviöt

Keskijänniteverkoissa syntyy teho- ja energiahäviöitä sekä jännitehäviöitä. Nämä häviötyypit ovat läheisesti kytköksissä toisiinsa, sillä johtimien poikkipinta-alan muuttaminen vaikuttaa molempiin samansuuntaisesti. Johtimen poikkipinta-alaa kasvattamalla voidaan siis vähentää sekä häviökustannuksia että jännitteen alenemaa. Keskijännitejohdinten resistanssien läpi kulkeva kuormitusvirta aiheuttaa tehohäviöitä ohmin lain mukaisesti. Kolmivaihejohdon häviöteho voidaan laskea yhtälöllä:

$$P_h = 3 * R_j * I^2 \quad (1)$$

$$P_h = \left(\frac{P}{U * \cos \varphi}\right)^2 * l * R_j \quad (2)$$

tai verkostosuosituksen SA5:94 kaavalla

$$P_h = 1000 * \frac{r * l * P_{\max}^2}{U^2 * \cos^2 \varphi} \quad (3)$$

missä

P_h = häviöteho (W)

R_j = johdon resistanssi,

U = laskentajännite

φ = vaihekulma

P_{\max} = johdon maksimiteho (W)

l = johdon pituus

Keskijänniteverkoissa jännitteen aleneman suurimmaksi arvoksi U_h % sallitaan jopa 10 prosentin alenema normaalilaatuisena, korkean laadun raja on ± 4 %. Tässä opinnäytetyössä käytetään raja-arvona ± 5 %:a. Tämä arvo on valittu selkeyttämään verkon suunnittelua koskien uusia kohteita. Edellä mainittua arvoa ei pidä noudattaa orjallisesti poikkeuksellisissa tilanteissa, koska saavutettava hyöty jää usein pieneksi suhteessa tarvittavaan investointiin. (Sener SA 2:08). Jännitteen laadusta on kerrottu tarkemmin kappaleessa 2.8 ja kuvassa 14.

PJ -verkoissa jännitteenaleneman määräävät samat laatustandardit. Suomessa on voimassa jännitestandardi SFS-EN 50160, jonka mukaan liittymiskohdan vaihejännite on oltava välillä 207 - 244 V. Haukiputaan Sähköosuuskunnalla on lisäksi käytössä sääntö, jonka mukaan uusien liittymien vaihejännite ei saa olla alle 215 V. Käyttämällä liittymän jännitteenä $U_{PJ\min} = 215$ V ja muuntajan lähtöjännitteenä 230 V saadaan sallituksi jännitteen alenemaksi PJ -verkoissa 6,9 %. Prosentuaalinen jännitteen alenema antaa hyvän nyrkkisäännön PJ -verkkojen suunnitteluun. Jännitteen alenema aiheutuu johtimessa kulkevasta virrasta, joka puolestaan on riippuvainen kuormituksen suuruudesta. Näin ollen kuormituksen kasvu suurentaa jännitehäviötä. Jännitehäviö pääjännitetasolla saadaan lausekkeesta

$$U_h = I_p * l * R_v + I_q * l * X_v \quad (4)$$

missä

U_h = jännitehäviö

I_p = Pätövirta

R_v = johtimen resistanssi

l = johdon pituus

I_q = Loisvirta

X_v = johtimen reaktanssi

Jännitteen alenemaa aiheuttavat myös jakelumuuntajat. Jakelumuuntajien mitoituksesta kerrotaan enemmän kappaleessa 3.3.2. Johtimien jännitehäviöitä pienennetään kasvattamalla niiden poikkipinta-alaa, jolloin resistanssi- ja reaktanssiarvot pienenevät. Prosentuaalinen jännitteen alenema voidaan laskea yhtälöllä (5)

$$U_{h\%} = 100\% * \frac{U_h}{U_v} \quad (5)$$

missä

U_v = vaihejännite

2.5 Tehokerroin

Tehokerroin $\cos \varphi$ ilmoittaa kuinka induktiivista tai kapasitiivista verkoston kuormitus on. Induktiivinen kuormitus aiheutuu sähkökoneiden käämityksissä, jonka takia jakeluverkkojen kuormat ovatkin lähes aina induktiivisia. Poikkeuksen muodostavat pitkät KJ- kaapelilähdöt pienen kuormituksen aikana, jolloin varausvirta aiheuttaa kapasitiivisen kuormituksen. (SA 5:94)

Mikäli kuormitus on voimakkaasti induktiivista, voidaan tehokerrointa parantaa käyttämällä kompensointikondensaattoreita. Kondensaattoripatteriston avulla tuotettu loisteho voidaan tuottaa lähellä sen kulutusta, jolloin loisteho ei turhaan kuormita verkkoa ja sen komponentteja. Tämä vähentää merkittävästi jännittealeneman suuruutta ja häviöitä. Sähkölämmitteisten pientalojen kulutus on lähes täysin resistiivistä lämmityskuormaa joten $\cos \varphi$ on hyvin lähellä yhtä. Verkkotietojärjestelmä määrittää tehokertoimen aina kuormitusmallien avulla, keski- ja pienjänniteverkoille käytetään laskelmissa pientaloalueelle tehokertoimen arvona $\cos \varphi = 0,98$ (SA 2:08). Kuormat oletetaan induktiivisiksi, jolloin vaihekulman φ arvo on negatiivinen. (Simonen 2006,7)

2.6 Verkon kuormitusten mallintaminen

Verkkotietojärjestelmästä saadaan tiedot tämän hetkisestä verkon tilasta ja kuormituksesta. Riittävän tiheä kulutustietojen päivitys verkkotietojärjestelmään takaa ajantasaisen tiedon. Verkkotietojärjestelmässä on kuvattuna kaikki verkon nykyiset kuormitukset. Verkkotietojen avulla saadaan kohdennettua myös alueellisesti tehdyt tehoennusteet verkoston komponenteille. Verkkotietoihin kuuluvat myös asiakkaiden sähkönkulutus-tiedot, joiden kehityksestä voidaan tehdä päättelyitä esimerkiksi muutoksista sähkönkulutuksessa. Mitattuja sähköisiä suureita voidaan käyttää myös lyhyen aikavälin sähköteknisen tilan ennustamiseen. Mitatut arvot voivat olla joko suoraan käyttöpaikalta mitattuja tai mahdollisesti sähköasemalähdöltä mitattuja suureita, joilla tarkennetaan verkkotietojärjestelmän laskennan arvoja. (Lakervi & Partanen, 2008,90,133,269)

Säällä on huomattava merkitys sähkönkäyttöön. Suurin vaikutus on lämpötilalla. Muita sähkönkäyttöön vaikuttavia tekijöitä ovat valoisuus ja tuulisuus. Suomessa kuormitus on suurin talvella, kovilla pakkasilla. Jakeluverkko on mitoitettava kriittisimmän tilanteen mukaan. Pitkällä aikavälillä lämpötilanvaihteluilla ei ole verkon suunnittelun kannalta suurta merkitystä. (Lakervi & Partanen, 2008,90,133,269)

Verkoston nykytila muodostaa lähtökohdan verkon suunnittelulle. Nykytilan selvittämiseen kannattaa käyttää riittävästi resursseja, koska väärä lähtötilanne johtaa väärin lopputuloksiin ja virheinvestointeihin. Verkon nykytilan mallintamisen ehdoton työkalu on verkkotietojärjestelmä, johon on tallennettuna koko jakeluverkko ja sen kaikki sähkönkulutukset. Jos verkkotietojärjestelmään on tallennettu myös kaikki verkon kuormitukset ja niiden maantieteelliset sijainnit saadaan sen käytöstä optimaalinen hyöty. Verkkotietojärjestelmä antaa kuvan verkon tilasta ja järjestelmän laskentatuloksista selviää laskennalliset suureet verkon alueella. Verkkotietojärjestelmän laskentatuloksista saadaan selville muun muassa verkossa esiintyvät kuormitukset, jännitteet ja suojauskriteereiden täytyminen. Asiakastietojärjestelmästä ja mittaustietojärjestelmästä saadaan vastaavasti tieto asiakkaiden kulutuksista. Laskennan kannalta on olennaista, että verkkotietojärjestelmän ja asiakastietojärjestelmän lähtötiedot ovat mahdollisimman paikkansapitäviä. Verkon dokumentoinnin tarkkuus ja asiakastietojärjestelmän ylläpito kulutusryhmien ja

vuosienergioiden osalta on edellytys luotettaville laskentatuloksille. (Lakervi & Partanen, 2008,90,133,269)

Johtuen verkostolaskennan oletuksista ja lähtötietojen epätarkkuudesta, laskentatuloksia on syytä verrata verkosta mitattuihin suureisiin. Laskentatulosten oikeellisuudesta on mahdollista varmistua esimerkiksi vertaamalla laskentatuloksia käytönvalvontajärjestelmästä saataviin todellisiin mittaustietoihin verkon kuormituksista ja jännitteistä. Vertailu voidaan tehdä esimerkiksi sähköasemalähdöille. Laskentatuloksista saa kuvan verkostolle asetettujen tavoitteiden toteutumisesta nykytilanteessa ja ne voivat johtaa myös välittömiin toimenpiteisiin, jos esimerkiksi jännitteen alenema jossain verkon osassa on liian suuri. (Lakervi & Partanen, 2008,90,133,269)

2.6.1 Kuormitusmallit ja mitoitus

Sähköverkkojen suunnittelu perustuu ensisijaisesti alueen ennakoituun kuormituksen kehittymiseen. Mitä aikaisemmin kokonaiskuva verkon tulevasta kuormitustilanteesta saadaan, sitä paremmin verkko voidaan suunnitella. Sähköverkon strateginen suunnittelu keskittyy pitkää toteutusaikaa vaativiin verkon osiin, kuten sähkönsiirtoverkkoon, sähköasemiin ja keskijänniteverkkoon. Verkoston onnistunut kokonaisvaltainen suunnittelu perustuu pitkäjänteiselle strategiselle suunnittelulle. Alueellista sähkökuorman ennustamista pyritään tekemään suunnittelualueen tulevaan käyttöön pohjautuen. Tiedot vaihtelevat sähkönkäytön kehitystrendeistä pitkän aikavälin maankäytön suunnitteluun ja kaavoitukseen. Verkon komponenttien teknisen eliniän ollessa pitkä, jopa 50 vuotta, on ennusteidenkin ulotuttava pitkälle tulevaisuuteen. Lähtötietojen avulla pyritään muodostamaan kuva verkon alueen kuormituksista aina kymmenien vuosien päähän. Verkko-yhtiön tekemillä pitkän tähtäimen ennusteilla pyritään saavuttamaan mahdollisimman hyvä teknistaloudellinen tilanne verkon koko elinkaaren ajalta. Kuormaennustetta käytetään saneeraus- ja uudisrakentamisinvestointien arviointiin sekä verkon kehityssuunnitteluun. Ennusteet ovat kiinteä osa verkon yleissuunnittelua. (Simonen 2006,57)

Kuormitukset ovat vaikuttaneet eniten verkon kehittymiseen. Nykyisten kuormitusten tunteminen ja tulevaisuuden kuormitusten arviointi ovat tärkeitä verkko-omaisuuden hallinnan kannalta. Sähkökuormaa pitää tarkastella alueellisesti. Pienen alueen kuormitusennusteet voivat poiketa paljonkin koko jakelualueen kuormitusennusteista. Verkko-

yhtiölle on oltava selvillä mille alueille uudiskohteet ja saneeraaminen on kohdennettava, jotta verkko voidaan toteuttaa pitkällä aikavälillä teknistaloudellisesti optimaalisesti.

Yleissuunnittelun ensimmäisessä vaiheessa arvioidaan verkon nykytila. Toinen vaihe liittyy suunnittelualan kehitysnäkymien arviointiin, jonka pohjalta suunnitellaan tulevaisuuden verkko. Olennainen osa kehitysnäkymien arvioinnissa on kuormitusennusteen laatiminen, jossa arvioidaan tulevaisuuden tehontarvetta. Kuormitusennuste laaditaan usein käyttäen hyväksi kuntien kehityssuunnitelmia ja kaavoituspalveluja sekä laskelemia kuluttajaryhmittäisistä ominaiskulutuksista. Alueellinen sähkökuorman ennustaminen keskittyy kolmeen asiaan:

- kuinka paljon tehoa tarvitaan,
- missä sitä tarvitaan ja
- milloin sitä tarvitaan.

Alue voi olla esimerkiksi lähdön tai muuntamon syöttöalue tai kaupunginosa. Pitkän aikavälin alueellisen sähkökuorman ennustaminen perustuu pääosin sähkönkäyttö-, jakeluverkkokäyttötietoihin, sekä kaavoitus- ja maankäyttötietoihin. Tietojen keräämisellä ja analysoinnilla on merkittävä osa alueellisessa sähkökuorman ennusteessa, niin työmäärän kuin lopputuloksenkin kannalta.

Tärkein tietolähde on yleensä kunta- ja maanmittausvirasto, jolla on parhaat tiedot muun muassa rakennuskannasta, elinkeinorakenteesta, asukkaista ja alueen tulevaisuuden suunnitelmista. Kunnalta saataviin tietoihin lukeutuu sekä asema että yleiskaava, jotka ovat maankäytön tulkitsemisessa ja ennakoinnissa erinomaisia.

Senerin verkostosuosituksen SA 10:92 mukaan voidaan arvioida kulutuksia eri tyyppisille kiinteistöille. Sähkölämmitteisten keskikokoisten kiinteistöjen vuosienergia voidaan arvioida kaavalla:

$$W = 7000 * n + 110 * A, \quad (6)$$

pienempien esimerkiksi huviloiden vuosienergia voidaan arvioida kaavalla:

$$W = 3600 * n * 25 * A, \quad (7)$$

Verkoston suunnittelussa oleellisinta on saada selville tarkastellun verkko-osuuden huippu- tai keskiteho. Aikaisemmin huipputehoa ei ole ollut tiedossa kuin keskijännitelähdöiltä ja suurimmilta asiakkailta, joilla on reaaliaikainen tehomittaus. Tänä päivänä lähes kaikki kuluttajat alkavat olla tuntiluennan piirissä. Muissa tapauksissa tehot on arvioitava vuosienergian perusteella. Aiemmin mitoitustehot arvioitiin Velanderin kaavan avulla, joka antaa tarkkoja tuloksia yleensä vain suurten sähkökäyttäjäjoukkojen huipputehoille.

2.6.2 Velanderin kaava

Yksi tapa huipputehojen arvioimiseen on käyttää Velanderin kaavaa, joka perustuu vuosienergioihin ja säädettäviin Velanderin kertoimiin. Velanderin kaavalla on perinteisesti arvioitu huipputehoja. Osassa verkkotietojärjestelmissä on mahdollisuus käyttää Velanderin kaavaa tehojen laskemiseen (SA 1:87 ja 5:94). Velanderin kaava on muotoa,

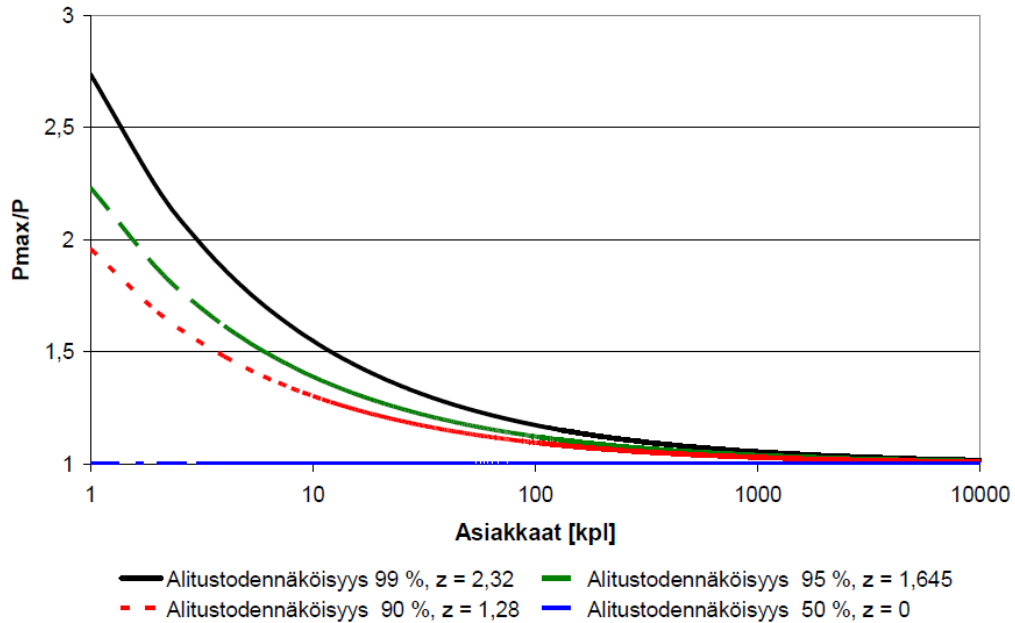
$$P_{\max} = k_1 * W + k_2 * \sqrt{W} \quad (8)$$

jossa P_{\max} on keskiarvohuipputeho kilowatteina, jonka ylitys todennäköisyys on 50 %. W on vuosienergia megawattitunteina ja k_1 , k_2 ovat käytännön kokemusten ja mittausten perusteella valittuja kertoimia. Eri kuluttajaryhmien kertoimia on esitelty seuraavassa taulukossa 3.

Taulukko 3. Velanderin kertoimet (Martimo, 2011, 5)

Velanderin kertoimia	k_1	k_2
Asuntoalue ilman sähkölämmitystä	0,33	1,52
Sähkölämmitetty pientaloalue	0,30	0,79
Jalostus	0,28	0,79
Sähkölämmitetty kerrostaloalue	0,28	0,79

Velanderin kaavassa voidaan myös käyttää varmuuskertoimia kuvaamaan kuorman tilastollisuutta. Seuraava kuva 9 esittää huipputehossa tapahtuvaa tasoittumista kun sähkökäyttäjien määrä kasvaa.



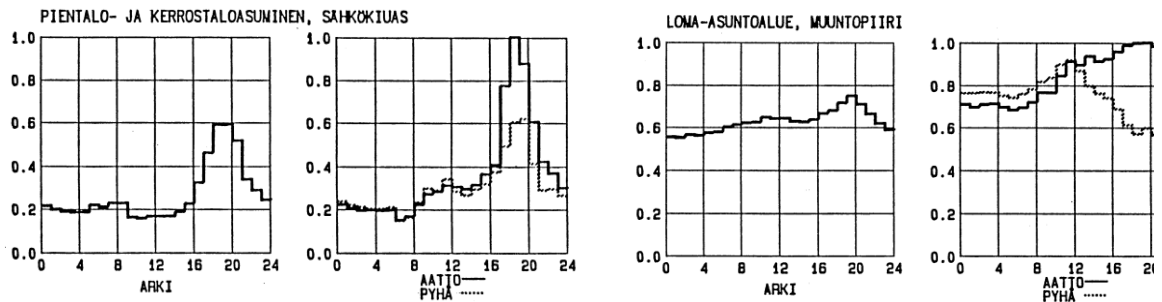
Kuva 9. Huipputehon tasoittuminen asiakasmäärän kasvaessa (Kaartio, 2010, 27).

Velanderin kaavassa ja tyyppikuluttajamallissa voidaan käyttää samoja kertoimia kuorman normaalijakaumaa noudattavasta käyttäytymisestä johtuen. Käytännössä sähkökäyttäjien kuormitukset eivät noudata tarkasti Velanderin kaavaa johdettaessa käytettyjä vahvoja oletuksia. Mittaukset ovat kuitenkin osoittaneet, että Velanderin kaava antaa likimain oikeita arvoja tehoaipeulle silloinkin, kun osakuormitukset ovat erilaisia. Velanderin kaava soveltuu erityisesti suuren sähkökäyttäjäjoukon huipputehon arviointiin. Yksittäisen sähkökäyttäjän ja tietyn hetken tehojen määrittämiseen se ei sovellu. Sener -verkostosuosituksessa 10:92 viitataan aikaisempaan käsin laskentaan tarkoitettuun verkostosuositukseen Vuonna 1987 julkaistuun verkostosuositukseen SA 1:87 ”pienjänniteverkon mitoitusohjeet ja -energiat”. Tietokoneella suoritettava verkostolaskenta on sen jälkeen yleistynyt huomattavasti ja aivan viimeaikoina on otettu käyttöön kuormituspohjaisia verkostolaskentaohjelmia.

2.6.3 Tyyppikuluttajakäyrät

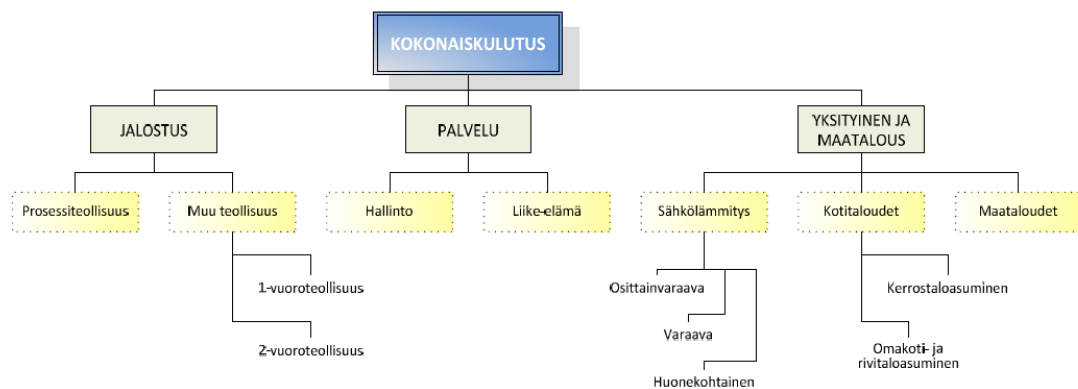
Velanderin kaavaa tarkempaan kuormitusten mallintamiseen päästään profiloimalla erityyppisten sähkökäyttäjien sähkökäyttötottumukset. Profiloinnin tavoitteena on laatia niin kutsutut tyyppikuluttajakäyrät, jotka kuvaavat sähkökäyttäjän määrällisesti ja ajallisesti vaihtuvaa sähkönkulutusta. Tällaisen kuormitusmallin avulla voidaan yksittäisten sähkökäyttäjien tuntikohtainen tehotarve. Käytössä olevat tyyppikuluttajakäyrät ovat ajallisesti ja määrällisesti laajoihin mittauksiin perustuen muodostettu tilastollisiksi arvoiksi. Suomessa on sähköjakeluverkon kuormituksia mallinnettu

verkkotietojärjestelmien käyttöönoton jälkeen asiakasryhmäkohtaisilla tyypikkuluttajakäyrillä (kuva 10). Käytännön toteutus Suomessa on tehty määrittelemällä tyypikkäyttäjät, joita on yhteensä 46 kpl.



Kuva 10. Tyypikkäyttäjien pääpiirteinen jaottelu (Sener verkostosuositus SA 1:87)

Mittaukset tehtiin 1980 ja 1990 luvulla 42 eri sähkölaitoksen toimesta ja Suomen Sähkölaitos yhdistys Ry julkaisi 1992 sähkönkäytön kuormitustutkimuksen. Mittausten tuloksena on saatu eri tyypikkäyttäjien tuntikohtainen tehovaihtelu, tuntikeskitehojen hajonta ja lämpötilariippuvuus. (Kaartio 2010, 21)

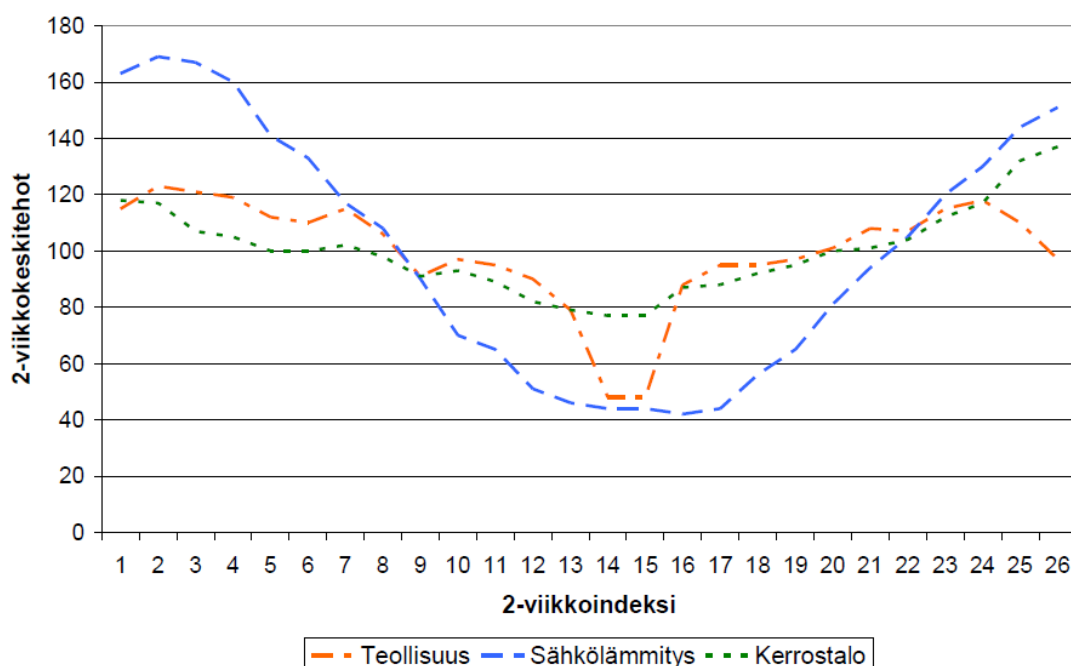


Kuva 11. Sähkönkäyttäjryhmien pääpiirteittäinen jaottelu

Kuormitusmallien määrittämisen lähtökohta on käyttäjäryhmittelyssä, joka jakaa sähkönkäyttäjäjoukon sellaisiin ryhmiin, joissa sähkönkäyttö voidaan olettaa riittävällä tarkkuudella (kuva 11). Eri kulutuslajeilla on tyypillinen ajallinen vaihtelu. Asiakkaan tehon tarpeella on lähes säännöllinen rytmi, johon vaikuttavat vuorokaudenaika, viikontyyppi sekä vuodenaika. Päivittäiset ja kausittaiset kuormitusmallit voidaan muodostaa asiakasryhmille, jos riittävää mittaustietoa on saatavilla. Kulutus jaetaan kulutuslajeihin, joille

kaikille määritellään indeksisarja. Kuormituskäyriä voidaan siten käyttää tiettyyn asiakasryhmään kuuluvan asiakkaan kuorman simulointiin, skaalaamalla asiakkaan vuosienenergiaa asiakasryhmäkohtaisella indeksisarjalla. Asiakasryhmän kuormituskäyrä saadaan muodostettua summaamalla yksittäisten asiakkaiden kuormituskäyrät tilastollisesti. Käyttäjryhmän valinta käyttöpaikalle on ensiarvoisen tärkeää mallin luotettavuuden kannalta. On löydettävä valintasäännöt, joilla valitaan käyrä joka parhaiten kuvaa kuorman käyttäytymistä. Käyttöpaikka saa kulutusryhmänsä asiakastietojärjestelmästä, josta se siirretään verkkotietojärjestelmään. Yleensä useiden tietojen yhdistelmää täytyy käyttää valittaessa käyttöpaikalle kulutusryhmää. Näitä tietoja ovat esimerkiksi tariffi, yö ja päiväsaikojen suhde, lämmitystapa ja niin edelleen.

Tyypikuluttajakäyrien ongelma on niiden muodostaminen, joka jättää huomiotta muuttuvan kulutuskäyttäytymisen. Mallia pitäisikin päivittää tarpeeksi usein ja tehdä niitä suuremmalla otoksella. Varsinkin kuin tunnin keskitehomittaukseen kykenevä laite löytyy tulevaisuudessa jokaiselta asiakkaalta. Kuormituskäyriin on myös lisätty lämpötilakorjaus, parantamaan mallin tarkkuutta eri ulkolämpötiloissa. Eri asiakasryhmien kuormituskäyrät ja keskihajonnat vaihtelevat huomattavasti asiakasryhmien välillä. Alla olevassa kuvassa 12 nähdään kausivaihtelut sähkölämmitetystä pientalossa, kerrostalossa ja teollisuudessa.



Kuva 12. Kuluttajaryhmien kuormitusten kausittaista vaihtelua (Kaartio 2010, 23)

Omien indeksisarjojen muodostaminen, jopa yksittäisen jakeluverkon alueella tulee mahdolliseksi AMR -mittareiden mittaustiedon avulla. Suurimpien kulutusten merkittävyys verkon kuormituksen kannalta on huomattava. Suurten yksittäisten kulutusten poikkeama SLY:n toimittamista indeksisarjojen arvoista on osaltaan iso. Yksinkertaisella laskentaohjelmalla pystytään muodostamaan mittaustietojärjestelmästä haetuista mittaustuloksista indeksisarjoja. Ohjelmia toimitetaan myös joidenkin verkkotietojärjestelmien optiona.

2.6.4 Kuormitustiedot

Kuormituskäyrä saadaan selville esimerkiksi suoralla tehomittauksella. Käytännön verkkolaskelmissa riittää tunnin keskiteho, yhden asiakkaan kohdalla tunnin mitattu keskiteho on vain noin puolet oikeasta hetkellisestä huipputehosta. Verkostolaskelmissa käsitellään usein yli kymmentä asiakasta, jolloin tunnin keskiteho on riittävä tarkkuus. Kuormituskäyrät tunnetaan yleensä vain sellaisissa tapauksissa, joissa käyttöpaikka on pääsulakekooltaan suurempi kuin 3 x 63 ampeeria ja teho mitataan taseselvityksen takia. Pienjännitejakelussa ei tehoa tavallisesti käytetä maksuperusteena, minkä johdosta kuormituskäyrää ei sellaisenaan ole ennen automaattista mittarinluentaa tavallisesti mitattu. Kuormituskäyrän laatu on pyritty arvioimaan kulutetun sähköenergian ja kulutuksen rakenteen avulla. (Lakervi & Partanen, 2008,52; Kaartio, 2010,17)

Kuormitusten mallintamisessa käytetään vielä yleisesti mitattujen tehojen sijasta vuosienenergiaita, jotka tunnetaan kaikilta sähkönkäyttäjiltä, koska ne ovat sähkönkäytön laskutuksen perustana. Sähköverkkojen laskennassa tarvitaan joka tapauksessa verkon solmupisteiden pätö- ja loistehot. Asiakkaiden vuosienenergioiden tunteminen ei anna verkoston seuranta ja suunnittelulaskennan näkökulmasta riittävää informaatiota verkon kuormituksista. Koska verkon tilaa ei ole pystytty mallintamaan kokonaisuudessaan mittausten perusteella, on tunnetuista sähkönkulutustiedoista muodostettava oletus tehoja, erilaisten analyysien ja verkostolaskentatekniikoiden avulla. Yleensä verkostolaskelmissa maksimiteho on kiinnostavin suure, koska se määrää termisen mitoituksen. Tunnetut energiat on näin ollen muutettava huipputehoksi tai tietyn ajankohdan tehoksi. Kokonaiskulutuksen arvioinnissa on tunnettava lisäksi eri kuluttajaryhmien osuus tietyn solmupisteen kuormituksesta. (Verkostosuoritus SA 10:92)

Kuormitusseurannan toteuttaminen tulee muuttamaan AMR -mittarien yleistyessä ja niiden kaikkien ominaisuuksien tullessa käyttöön. AMR -mittareilta saadaan myös pienasiakkailta tuntitehotiedot. Verkon kuormitusten arvioiminen perustuu vielä yleisesti vuosienergioihin ja laskentamalliin. Tulevaisuudessa sähköverkkojen tehojen määrittäminen verkostolaskennassa voi perustua tarkkaan mittaustietoon ja uusien alueiden suunnittelussa voidaan hyödyntää olemassa olevaa mittaustietokantaa. Verkostolaskennassa AMR -tiedon käyttö on jo nykyisin mahdollista, muttei vielä laajasti käytössä. Verkon kuormituksen analysoinnilla reaaliaikaisilla mittauksilla tai tietokannasta haettavilla mittaustuloksilla on vielä monia käytännön ongelmia, joista osa liittyy laskennan raskauteen ja suuren tietomäärän käsittelyyn. (Lakervi & Partanen, 2008,257)

Pienjännitepuolella vuosittaiset kuormitusvaihtelut voivat olla hyvin suuria. Tämä johtaa suuriin hajontoihin. Jos verkon tilaa halutaan jakeluverkossa analysoida mittaustulosten perusteella, mittaustietoja olisi syytä olla useammalta vuodelta, jotta tiedot kuvaisivat kulutusta mahdollisimman kattavasti eri olosuhteissa. Yksi vaihtoehto on muodostaa AMR- tiedoista kuluttajaryhmäkohtaisia kuormituskäyriä. Sähkön ja erilaisten sähkölaitteiden käyttö on sähkönkäyttäjän vapaassa harkinnassa ja on siksi hyvin erilaista eri kohteissa. Siksi sähkön käytön kuormitustutkimus on tilastollisten menetelmien soveltamista sähkön käytöstä kerättyyn mittausaineistoon, ja tulokset ovat vain tietyillä todennäköisyyksillä päteviä (Lakervi & Partanen, 2008, 257)

Kaikille tehon arviointimenetelmille on ominaista tilastomatemattinen perusta sekä laajoin mittauksin saatu todellinen tieto. Aiemmin yleisesti käytössä ollut Velanderin kaava on korvautunut kuormitusmalleihin perustuvilla menetelmillä ja kuormitusmallit tulevat mahdollisesti tulevaisuudessa korvautumaan AMR -mittauksista saaduilla tehomittaustiedoilla. (Lakervi & Partanen, 2008, 257)

2.6.5 Ennustaminen

Verkon kuormitukset ja niiden kasvu ovat vaikuttaneet eniten verkoston kehittymiseen. Näin on myös jatkossa, mutta kuitenkin niin, että huomattava osa jakeluverkkojen johdoista ja muuntajista sijaitsee alueilla, joissa kuormitukset eivät kasva vaan pysyvät ennallaan tai jopa pienenevät. Tämä ei kuitenkaan poista tarvetta ennustaa kuormituksia ja siis myös mahdollisesti pieneneviä kuormituksia.

Sähköntarve kasvaa alueellisissa kasvukeskuksissa ja tarve vastaavasti pienenee muutotappio alueilla. Vaikka kasvun taso on viime aikoina alentunut ja monin paikoin jopa pysähtynyt, on kasvun perusteellinen arviointi verkon kehittämissuunnittelun kannalta välttämätöntä. Pelkkä tarpeen kasvuhistoriaan perustuva ennustaminen ei ole riittävän tarkka menetelmä. Hyvän lähtökohdan ennustamiselle antavat tunnettu rakennuskanta ja asiakkaiden edellisvuosien sähkönkäyttö, mutta ennusteessa on käytettävä muitakin lähtötietoja. (Lakervi & Partanen, 2008, 90; Kaartio, 2010, 33)

Suunnittelijan on tiedettävä kuinka paljon, missä ja milloin tehoa tarvitaan ja osattava tehdä riittävän tarkka tehoennuste. Erityisesti sähköasemia ja asemien välisiä runkoyhteyksiä suunniteltaessa kuormitusten painopistealueiden ennusteet ovat tärkeä päätösruste. Ennustamisen kohteena on yleensä vuosienergia, joka muutetaan keski- ja huipputehoksi. Ennusteen tekeminen voi perustua tilastollisiin menetelmiin tai yhdyskuntasuunnitteluun. Tilastolliset menetelmät ennustavat tehon kasvua historiatietojen perusteella ja ne perustuvat usein malleihin, joissa tulevaa kulutusta ennustetaan toteutuneeseen kehitykseen sovitettuna trendikäyrän avulla. Tilastolliset menetelmät soveltuvat kuitenkin kohtuullisen huonosti tehon ennustamiseen, koska ne eivät ota huomioon, miten yksittäiset isot muutokset vaikuttavat tehon kasvuun. Tällainen muutos voi olla esimerkiksi ison pistemäisen kuorman, kuten kirkon, teollisuuslaitoksen tai kauppakeskuksen rakentaminen. Muutos voi liittyä myös uuden tien tai radan rakentamiseen, mikä lisää uusien alueiden sähkönkulutus potentiaalia. (Kaartio, 2010, 33)

Tehoennusteita laaditaan yleensä yhdyskuntasuunnittelun avulla. Kuntien kaavoituspalvelut tarjoavat tietoa alueiden tulevaisuudesta kaavoituksen muodossa. Kaavoituksesta selviää, minkä tyyppistä kulutusta ja kuinka paljon alueelle on lähitulevaisuudessa odotettavissa. Kaavoituksesta ei kuitenkaan näe yksittäisen kuluttajan kulutustarpeita. Kunnat tekevät usein myös omia kehitysraportteja, joissa ennustetaan kunnan kehitystä jopa kymmeniä vuosia eteenpäin. Tehoennusteen laadinnan kannalta raportit sisältävät hyödyllistä tietoa muun muassa väestönkehityksestä, elinkeinorakenteen kehittymisestä sekä liikenteestä. Asemakaavan hyödyntäminen on tarkin taso, jolla tulevaa kuormien lisääntymistä voidaan arvioida. Pitkän aikavälin ennusteessa joudutaan usein käyttämään myös yleiskaavoituksen tietoja. Suurimmat kaupungit saattavat olla kokonaan asemakaavoitettuja, mutta yleensä koko kunnan alueen kattaa vain yleiskaavoitus. (Kaartio, 2010, 33)

Kuntien lähtöaineistoa hyödyntämällä on mahdollista mallintaa todellisia tehonkasvun syitä. Yleissuunnitteluun liittyvät aikavälit ovat pitkiä, joten suunnitelmiin liittyy paljon epävarmuutta. Kehitysnäkymiin liittyen olennainen osa yleissuunnitelmaa on sen joustavuus ja erilaiset tarkastelut. Epävarmuuksiin liittyen voi tehdä vaihtoehtoisia suunnitelmia riippuen suunnittelualueen kehityksestä tulevaisuudessa. Eri kehitysvaihtoehtojen avulla yleissuunnitelmasta saadaan joustava ja se mukautuu helpommin tulevaisuuden vaatimuksiin. (Kaartio, 2010, 34)

Kuormitusten muutokset näyttävät erilaisilta vertaamalla pienalueilta ja koko verkon tilannetta. Myös kuorman muutoksen suuntaus saattaa olla erilainen tarkasteltaessa jakelualueen tasolla kuin pienalueilla. Ennusteet on tehtävä mahdollisimman pieninä kokonaisuuksina. Verkostoinvestoinnit on joka tapauksessa tehtävä paikkaan sidottujen ennusteiden perusteella. Jokainen verkostosuunnitelma perustuu jonkinlaiseen kuormaennusteeseen, huomioiden myös mahdolliset keskeytykset. Alueellisen kuormaennusteen tavoitteena on antaa suunnittelijalle selvä kuva siitä, mitkä kriteerit verkon täytyy kuormitusten osalta täyttää, ja näin tehdä suunnitteluprosessista mahdollisimman helppo ja verkkoinvestoinnista optimaalinen. Pitkän tähtäimen yleissuunnittelussa riittää melko karkea maantieteellinen aluejako. Usein kuntajako maaseudulla ja kaupungeissa kaupunginosaperusteinen jaottelu on sopiva. Suurissa kaupungeissa voidaan käyttää vielä tiheämpää korttelitason aluejakoa. Alueittaisessa kuluttajaryhmämenetelmässä tarkastelun kohteina ovat kunkin maantieteellisen osa-alueen eri asiakasryhmien laajuudet ja ominaiskulutukset. Kuluttajaryhmittäisessä käsittelytavassa käytetään hyväksi etupäässä verkkoyhtiön ulkopuolella laadittuja perusennusteita. Ryhmän laajuutta kuvataan tavallisesti asiakasmäärillä, työpaikkojen määrällä tai rakennusten pinta-alalla. (Kaartio, 2010, 34)

Tilastokeskus laatii myös ennusteita väestöstä ja paikallisen maakuntaliiton kehitysarvioita kannattaa hyödyntää. Kunnilla on omia yksityiskohtaisiakin, kaupunginosajaolla tehtyjä tavoitteellisia suunnitelmia kuten asunto-ohjelmia ja työpaikkaennusteita. Alueellisten ominaiskulutusennusteiden laatiminen jää kuitenkin verkkoyhtiön tehtäväksi. Alueellisia erityispiirteitä kannattaa ottaa huomioon muun muassa määrittämällä eri asiakasryhmien nykyiset ominaiskulutukset ja verrata alueellisia väestörakennennusteita ja työllisyysnäkyviä valtakunnallisiin. Verkon kehityssuunnittelua varten alueelliset energiaennusteet on kohdennettava nykyisten sähköasemien syöttöalueiden tai mahdollisesti uusien suunniteltujen syöttöpisteet huomioon ottavien jakorajojen mukaisiksi.

Mahdolliset syöttöalueiden muutokset tai uudet syöttöpisteet on otettava huomioon jo ennustetta tehtäessä. Tämä voidaan tehdä verkkotietojärjestelmään tehdyn pitkän tähtäimen yleissuunnitelman avulla. Yleissuunnittelun kannalta on olennaista, että verkkotietojärjestelmällä on mahdollista mallintaa ennustettuja energioita. (Kaartio, 2010, 35)

Isommissa sähköverkkoyhtiöissä käytössä olevassa Tekla Xpower-verkkotietojärjestelmässä energian lisäys voidaan ottaa huomioon käyttämällä laskennassa yhtä kiinteää kuormituksen kasvuprosenttia. Kasvuprosentti kuvaa energioiden lisäystä ja se kohdistuu kaikkiin laskettavan verkon kuormituksiin. Kasvuprosentilla ei ole mahdollista huomioida uusia kuluttajia tai muutoksia ajallisesti, eikä sitä voida myöskään kohdistaa vain tiettyihin asiakasryhmiin. Mahdollisten uusien kuluttajien määrästä ja sijainnista saadaan arvio kuntien kehityssuunnitelmista ja kaavoista. Tällä hetkellä ennustetut kulutukset lisätään manuaalisesti muuntajille. Työkalujen avulla rakennetaan arvioitu verkkomuoto ja lisätään kuluttajat sekä energiat. Suorittamalla tämän jälkeen verkostolaskenta, saadaan arvio verkon sähköisestä tilasta kuormien lisäyksen jälkeen.

2.7 Teknitaloudelliset laskentamenetelmät

Taloudellisuuslaskelmissa käytettävillä laskentaparametreilla on myös huomattava vaikutus tuloksiin. Laskelmissa käytettävät parametrit ovat kuormituksen kasvu, korko, pitoaika ja suunnittelujakson pituus. Suunnittelutehtävän ratkaisun yhteydessä yleensä vertaillaan vaihtoehtoisten suunnitelmien kokonaiskustannuksia. Kokonaiskustannukset lasketaan suunnittelujakson ajalta nykyhetkeen diskontattuna. Tällöin korkoprosentilla on merkittävä vaikutus kokonaiskustannuksiin varsinkin, jos eri vaihtoehtoihin sisältyvien investointien ajoituksessa on eroavaisuuksia. (Lakervi & Partanen 2008, 40).

Sähkönjakeluverkkojen suunnittelussa keskeinen tavoite on löytää ratkaisuja, jotka ovat teknisesti kelvollisia ja suunnittelujaksolla kokonaiskustannuksiltaan mahdollisimman edullisia. Suunnittelutehtävien yhteydessä on siten tavoitteena määritellä eri verkkokomponenttien ja koko jakelujärjestelmän eliniän aikaiset kokonaiskustannukset. Verkon ja komponenttien kustannukset muodostuvat investointi-, häviö-, keskeytys- ja ylläpitokustannuksista. Investointikustannukset ovat koko käyttöjaksolle kohdistuvia yleensä vuosikustannuksina käsiteltäviä kustannuksia. Muuntajan tyhjäkäyntihäviöt ja ylläpitokustannukset pysyvät vakiona koko komponentin eliniän, mutta kuormitushäviöt

ja keskeytyshäviöt muuttuvat kuormituksen ja käytön suhteessa. Eri investointien nykyarvoja määritettäessä tarvitaan diskontauskerroin, jolla koko pitoajan vuotuiset kustannukset voidaan siirtää nykyhetkeen, ottamalla huomioon laskentakorko ja mahdollisesti myös kuormituksen kasvu. (Lakervi & Partanen 2008, 40).

Verkon kehittämisvaihtoehtojen vertailussa taloudellisuuden kustannukset on muutettava vertailukelpoisiksi. Esimerkiksi yhden vuoden häviökustannuksia ei voida suoraan verrata investointikustannuksiin. Vertailu voidaan tehdä kahdella tunnetulla tavalla: laskemalla jaksollisten kustannusten koko käyttöjakson nykyarvo (diskonttaus, kapitalisointi) tai muuttamalla investointikustannukset koko käyttöjaksolle jaksotetuiksi vuotuisiksi (annuiteetti)

Nykyarvon laskeminen yksittäiseen vuoteen liittyvän kustannuksen (esim. häviö- tai investointikustannus) nykyarvo voidaan laskea alla olevan yhtälön avulla:

$$\text{nykyarvo} = \frac{1}{a^t} = \frac{1}{\left(1 + \frac{p}{100}\right)^t} \quad (9)$$

missä:

t= vuosi tulevaisuudessa

p= korkoprosentti

Nykyarvon laskenta kertoo rahamäärän, joka korkoa korolle laskien antaa tulokseksi vuonna t sellaisen rahamäärän, että kyseinen kustannus voidaan sillä maksaa. Kustannuksen nykyarvo on sitä pienempi, mitä pidempi on ajanjakso ja mitä suurempi on korko. Alla olevassa taulukossa 4, on havainnollistettu ajan ja koron vaikutusta nykyarvoon.

Taulukko 4. Rahaerien nykyarvoja erilaisilla koroilla ja tarkastelujaksoilla (Lakervi & Partanen 2008, 41)

Rahamäärä ajanhetkellä t	korko %	Aika t,a	Nykyarvo
100	4	10	67,5
100	4	20	45,6
100	6	10	55,8
100	6	20	31,1
100	10	10	38,6
100	10	20	14,9

Yksittäisen vuoden sijasta useassa tapauksessa kiinnostuksen kohteena on kaikkien suunnittelujakson vuosina syntyvien vuotuiskestävien nykyarvo. Tämä voidaan laskea diskonttaamalla jokaisena vuotena syntyvät kustannukset nykyhetkeen. Suunnittelujakson ollessa tyypillinen 20–40 vuotta ja vuotuiskestävien muuttuessa kuormitusten vaihdella olisi jokaisen vuotuisen nykyarvon laskeminen aikaa vievää. Yleensä laskelmat tehdään olettamalla mm kuormitusten kasvun pysyvän tarkastelujakson aikana, jolloin nykyarvon laskeminen voidaan tehdä geometrisen sarjan summan kaavan kautta johdettujen ns. kapitalisointikerrointen avulla. (Lakervi & Partanen 2008, 41)

Eri investointien nykyarvoja määritettäessä tarvitaan diskonttauskerroin, jolla koko pitoajan vuotuiset kustannukset voidaan siirtää nykyhetkeen ottamalla huomioon laskentakorko ja mahdollisesti myös kuormituksen kasvu. Vuotuisten häviökustannusten nykyarvo koko pitoajalta saadaan kertomalla vuotuiset häviökustannukset kertoimella κ , joka ottaa huomioon häviökustannusten neliöllisen riippuvuuden kuormituksen kasvusta. Kuormituksen kasvaessa vakio prosentilla pitoajan loppuun saakka diskonttauskerroin κ saadaan yhtälöllä

$$\kappa = \psi_1 * \frac{\psi^{T-1}}{\psi-1}, \frac{\beta^2}{a} = \frac{(1+\frac{r}{100})^2}{1+\frac{p}{100}} \quad (10)$$

Jakeluverkoille on kuitenkin yleistä, että kuormitus kasvaa ensimmäisten vuosien aikana, jonka jälkeen se jää vakiotasolle. Tämä on tyypillistä esimerkiksi omakotitaloalueille joiden rakentaminen valmiiksi kestää useita vuosia.

Tarkastellaan tilannetta, jossa johdon teho kasvaa r prosenttia vuodessa. Halutaan tietää johdon häviökustannusten kapitalisointikerroin ja käyttöajan T kokonaishäviökustannukset. Merkitään johdon tehoa ensimmäisenä vuonna P_1 , vuonna t johdon teho on tällöin

$$(1 + \frac{r}{100})^t * P_1 = \beta^t * P_1. \quad (11)$$

Koko elinkaaren kustannukset on diskontattava nykyarvoksi. Lasketaan annettujen kasvunusteiden ja korko kustannusten perusteella psii arvot ψ_1 , ψ_2 ja ψ_3

$$\psi_1 = \frac{\beta}{a} = \frac{(1+\frac{r}{100})}{1+\frac{p}{100}}, \text{ missä } r=0, \text{ ei tehon kasvua.} \quad (12)$$

$$\psi_2 = \frac{\beta}{a} = \frac{(1 + \frac{r}{100})}{1 + \frac{p}{100}}, \text{ vakioprosenttikasvu, keskeytyskustannukset} \quad (13)$$

$$\psi_3 = \frac{\beta^2}{a} = \frac{(1 + \frac{r}{100})^2}{1 + \frac{p}{100}}, \text{ neliöllinen kasvu, kuormitushäviöt.} \quad (14)$$

Psii arvojen perusteella voidaan laskea ns. kapitalisointi kertoimet joilla taas kertomalla vuosittaiset kustannuserät saadaan laskettua rahan nykyarvo koko tarkastelu jaksolle.

$$K_1 = \psi_1 * \frac{\psi_1^T - 1}{\psi_1 - 1}, \text{ ei tehon kasvua} \quad (15)$$

$$K_2 = \psi_2 * \frac{\psi_2^T - 1}{\psi_2 - 1}, \text{ vakioprosenttikasvu (keskeytyskustannukset)} \quad (16)$$

$$K_3 = \psi_3 * \frac{\psi_3^T - 1}{\psi_3 - 1}, \text{ neliöllinen kasvu (kuormitushäviöt)} \quad (17)$$

Edellä olevien yhtälöiden avulla voidaan laskea kuormitushäviöiden nykyarvo ajanjaksoilta T, kun teho kasvaa r prosenttia vuodessa. Suunnittelutehtävän yhteydessä tulevaisuuden tehonkasvua voidaan myös mallintaa kaksiportaisena siten, että aluksi ajan t' tehonkasvu r prosenttia vuodessa ja tämän jälkeen tarkastelujakson T loppuun tehonkasvu on nolla, kun suunnittelun kohteena oleva alue on rakennettu valmiiksi.

Edellä esitetyt kapitalisointikertoimet soveltuvat kuormitushäviöiden nykyarvon laskentaan. Suunnittelutehtävien yhteydessä joudutaan useasti laskemaan myös tyhjäkäyntihäviöiden ja keskeytyskustannusten nykyarvoja. Edellä kuvattuja yhtälöitä voidaan soveltaa käyttäen myös näissä tilanteissa, kun muistetaan, että tyhjäkäyntihäviöt pysyvät vakiona koko tarkastelujakson ajan. Yhtälössä 14 tehonkasvuna käytetään tällöin 0 % / a. Keskeytyskustannukset ovat suoraan verrannollisia tehonkasvuun; tällöin yhtälöä 14 on muutettava siten että osoittajasta neliöllisyys jää pois. Tyhjäkäyntihäviöitä laskettaessa tarvitaan myös apukertoimia P_{KE} , ja P_{MAX} . (Lakervi & Partanen, 2008,42)

$$P_{MAX} = (\frac{S}{S_N})^2 * P_0 \quad (18)$$

saadaan tyhjäkäyntihäviöt suhteessa mitoitettuun tehoon ja kaavalla

$$P_{KE} = \frac{\text{huippukäyttöaika}}{\text{vuoden koko käyttöaika } 8760 \text{ h}} * P_{MAX} \quad (19)$$

suhteutetaan tyhjäkäynti häviöt huippukäyttöaikaan.

Tyhjäkäyntihäviöiden hinta saadaan laskettua kaavalla

$$K_{P0h} = \kappa_1 * (P_o * Hh + P_o * \text{vuoden käyttötunnit} * Hhh) \quad (20)$$

missä

$$Hh = \text{€/kWh} * \text{th}$$

$$Hhh = \text{€/kWh}$$

Kuormitushäviöiden hinta saadaan laskettua kaavalla

$$K_{Pkh} = \kappa_3 * ((P_{MAX} * Hh) + (P_{KE} * \text{vuoden käyttötunnit} * Hhh)) \quad (21)$$

Seuraavassa taulukossa 5, on esitelty kapitalisointikertoimien suuruudesta erilaisissa tehonkasvutilanteissa korvoa varioiden.

Tauluko 5. Kapitalisointikertoimia erilaisilla koroilla ja tehonkasvuilla, tarkastelujakso 30 a. (Lakervi & Partanen 2008, 43)

korko % / a	Tehonkasvu % / a	kapitalisointi		
		k1	k2	k3
4	2	13,59	16,41	20,08
	4		20	30,97
	6		24,58	49,95
8	2	9,82	11,58	13,83
	4		13,78	20,21
	6		16,53	31,1

κ_1 = ei tehon kasvua

κ_2 = vakioprosenttikasvu (keskeytyskustannukset)

κ_3 = neliöllinen kasvu (kuormitushäviöt)

2.7.1 Annuiteetin laskeminen

Kertaluonteinen mutta pitkällä aikajaksolla vaikuttava kustannus, esim. investointikustannus, voidaan muuttaa vuosikustannuksiksi laskemalla annuiteetti ε seuraavan yhtälön avulla

$$\varepsilon = \frac{\rho/100}{1 - \frac{1}{(1+\rho/100)^t}} \quad (22)$$

jossa

p= korko

t= investoinnin tarkastelu-aika vuosina

Annuiteetti tarkoittaa käytännössä tasasuuruista vuotuista kustannuserää, joka tarvitaan pääoman kuolettamiseksi ja vuosittaisten korkokulujen maksamiseen pitoajan aikana. Investoinnin vuotuiserää voidaan käyttää suunnittelutehtävissä esimerkiksi kauko-ohjatun erotinaseman tai johdinvaihdon kustannusten vertailussa. Tällöin investoinnilla saavutetaan säästöjä keskeytys- ja häviökustannuksissa verrataan investoinnin vuotuiserään.

Seuraavassa taulukossa 6, on esitetty esimerkkejä annuiteetin suuruudesta erilaisilla koroilla ja pitoajoilla. Tilanteessa, jossa pitoajat ovat pitkiä 20–40 vuotta, annuiteetin suuruuden määrää pääosin korkoprosentti. Vastaavasti lyhyillä pitoajoilla vuotuisella pääoman lyhennyksellä on määräävä rooli.

Taulukko 6. Investoinnin annuiteetin esimerkkejä (Lakervi & Partanen 2008, 44)

korko % / a	Aikajakso, a	Annuiteettikerroin
4	5	0,23
	20	0,07
	40	0,051
8	5	0,25
	20	0,1
	40	0,084

2.7.2 Keskeytyksistä aiheutunut haitta

Sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuu asiakkaalle monenlaista haittaa. Keskeytyksistä aiheutuvaan haittaan vaikuttaa toisaalta pitkien keskeytysten keskeytysajat ja kokonaismäärä sekä lyhyiden keskeytysten lukumäärä. Noin 90 % sähkökäyttäjän kokemista keskeytyksistä johtuu keskijänniteverkon vioista. Loppuosa noin 10 % johtuu pääosin pienjännite verkon vioista. Verkkoyhtiön näkökulmasta pienjänniteverkon vikojen lukumäärä on huomattava, ne aiheuttavat paljon verkkoyhtiölle kohdistuvia korjauskus-

tannuksia. Keskijännitteisen avojohtoverkon vioista suurin osa on lyhytkestoisia ohime-neviä vikoja, joiden selvittämiseen käytetään pika- ja aikajälleenkytkentöjä. Pikajälleenkytkennät (pjk) selvittävät noin 75 % vioista. Osa vioista, jotka eivät häviä pjk:n avulla poistuvat aikajälleenkytkennällä (ajk). Ajk selvittää noin 15 % vioista. Pysyviä pitkäkestoisia vikoja on vain alle 10 %. Pjk ja ajk ovat verkon suojaustoimintoja, joiden tarkoituksena on välttää pidempi keskeytys. Oikosulku ilmiön sisältävät viat aiheuttavat lisäksi jännitekuoppia syöttävään verkkoon ja kuopan syvyyden ja keston mukaan edel-leen pikajälleenkytkentään verrattavissa olevia haittoja kaikille kyseisen sähköaseman syöttämille kuluttajille. (Lakervi & Partanen 2008, 79)

Keskeytymättömän sähköjakelun merkitys on viime aikana kasvanut. Keskeytyksistä aiheutuva haitta ns. KAH-arvot mm kaksinkertaistuivat yhden vuosikymmenen aikana (1995–2005). Tästä ei kuitenkaan voida suoraan tehdä johtopäätöstä, että sama kehitys jatkuu sellaisenaan, vaan eri asiakasryhmillä ja yksityisillä asiakkailta haitan arvostus kehittyy eri tavoin. Asiakasvaatimukset ovat erilaisia. On asiakkaita joille käyttövarmuudella ei ole niin suurta merkitystä. He eivät ole myöskään valmiita maksamaan laadun parantamisesta koska nykytaso tai jopa huonompi taso olisi heille riittävä. Toisille asiakkaille käyttövarmuuden merkitys on paljon tärkeämpi. (Lakervi & Partanen, 2008, 80)

Odottamattomien ja suunniteltujen keskeytysten sähkökäyttäjälle aiheutuman haitan arviointi on monitahoinen tehtävä. Osalle sähkökäyttäjistä haitta on mitattavissa oleva suure kuten tuotannon keskeytys tai hukattu työaika. Osalle sähkökäyttäjistä haitta on vaikeasti mitattavissa. Esimerkiksi kotitalouksille keskeytyksistä aiheutuva haitta on enemmänkin välillistä, (kotirutiinien ajoituksen yms.) kuin suoraan rahassa mitattava haitta. Jälleenkytkentöihin liittyvien lyhyiden keskeytysten taloudellinen arvostaminen on ongelmallista. Keskeytyksistä aiheutuvaa haittaa (KAH) arvioitaessa pitää huomioida myös keskeytyksen kokeneen asiakkaan tyyppi: eri asiakasryhmille aiheutuva haitta on erilainen ja riippuu osin myös keskeytysajan pituudesta ja keskeytysajankohdasta. Eri tutkimuksissa on saatu hyvinkin paljon toisistaan poikkeavia arvoja haittakustannuksille ja keskeytysten aikajakauma on erilainen eri tutkimuksissa. (Lakervi & Partanen, 2008, 81)

Haasteita KAH arvojen päivittämiseen ja vertailuun tulee myös erilaisten kyselyjen ja tulosten käsittelyn menetelmien vuoksi. Vastaajilta voidaan kysyä suoraan keskeytysten

heille aiheuttamia kustannuksia, heidän haluaan maksaa luotettavammasta sähkönjake-
lusta, heidän haluamiaan korvauksia nykyistä useammista keskeytyksistä tai heidän te-
kemiään toimenpiteitä keskeytyshaittojen lieventämiseksi. Tyypillisesti tutkimuksissa
on käytetty suoraa kustannusten arviointia, mutta erityisesti koti- ja maatalouden koh-
dalla myös muita menetelmiä on sovellettu. KAH tutkimuksessa (2006) kysyttiin viidel-
tä asiakasryhmältä (kotitalous, maatalous, teollisuus, julkinen kulutus ja palvelu) kes-
keytys haittoja suoralla kustannusten arvioinnilla sekä koti- ja maataloudelta lisäksi
WTP (Willing to Pay) ja WTA (Willing to Accept)- menetelmällä. KAH tutkimuksen
arvoista on muokattu luotettavuus laskennan lähtötietoina tarvittavat asiakasryhmäkoh-
taiset A [€/kW] ja B [€/kWh] – parametrit. (Lakervi & Partanen 2008, 81)

2.7.3 Pitoajat

Verkostoon komponenttien tarkkaa pitoaikaa on vaikea ennustaa, esimerkiksi pylväät
lahoavat eri nopeudella riippuen maaperästä ja kyllästysaineesta. Lisäksi jakeluverkossa
on komponentteja eri valmistajilta ja eri aikakausilta, mikä myös aiheuttaa haastetta
pitoajan arviointiin. Kokemuksen ja verkkotietojärjestelmästä kerättyjen tietojen perus-
teella on kuitenkin mahdollista muodosta yleispätevä arvio verkostokomponenttien pi-
toajaksi. Pitoajoilla on merkitystä talouslaskelmissa laskettaessa investointien tasapoi-
soja tai annuiteettia. Teknillis-taloudellisella pitoajalla tarkoitetaan sitä todellista pitoai-
kaa, jonka verkostokomponentti keskimäärin saa olla käytössä. Teknillis-taloudellinen
pitoaika on lyhyempi kuin tekninen kestoikä, koska kaikki verkostokomponentit eivät
saa olla käytössä koko teknistä pitoaikaansa, esimerkiksi ympäristöolosuhteiden muut-
tumisen vuoksi. (Lakervi & Partanen, 2008, 87)

Asutusalueiden ja taajamien kasvaessa ja kehittyessä osa avojohdoista joudutaan joko
kaapeloimaan tai siirtämään alkuperäiseltä paikaltaan ennen niiden teknisen kestoiän
päättymistä. Joihinkin komponentteihin voi olla vaikeuksia saada normaalihuoltoihin
liittyviä varaosia. Käytännössä tämä tarkoittaa, että osa verkossa olevista komponenteis-
ta on teknis-taloudellista pitoaikaansa vanhempia, sillä osa komponenteista on jo edellä
mainittujen syiden vuoksi jouduttu ottamaan pois käytöstä mahdollisesti jo paljon ennen
kestoiän täyttymistä. (Lakervi & Partanen, 2008, 87)

Teknis-taloudelliset pitoajat ovat lyhyempiä kehittyvillä alueilla, joissa kuormitukset
kasvavat ja kaavoitus muuttaa maan käyttöoloja. Haja-asutusalueella pitoajat ovat pi-

dempä. Komponentit saavat olla paikallaan koko teknisen kestoikänsä ja myös ilmasto-olot ovat harvaan asutuilla alueilla usein puupylväiden pitkää elinikää suosivia. (Lakervi & Partanen 2008, 87)

Verkostosuunnittelun aikajänne on yleensä lyhyempi kuin komponenttien pitoajat. Tyyppillinen suunnitteluajanjänne, jolta kustannuksia lasketaan, on 20–30 vuotta. Yli 20 vuoden suunnittelu aikaväliä ei yleensä käytetä talouslaskelmissa. Syynä tähän on kaukana tulevaisuudessa olevien kuormitusten, hintatietojen ja ympäristöolojen vaikea ennustettavuus. Toisaalta yli 20 vuoden suunnittelujakson käyttäminen ei yleensä paljoakaan vaikuttaisi vaihtoehtojen taloudellisuus järjestykseen, koska pienilläkin koroilla (esim. 4 %) yli 20 vuoden päässä olevien kustannusten nykyarvo on pieni ja siten vain vähän loppu tuloksiin vaikuttava. (Lakervi & Partanen 2008, 87). Tämän työn laskelmissa käytetään pitoaikana 20 v:ta.

2.7.4 Häviöiden huipunkäyttöaika

Huipunkäyttöaika on yksinkertainen tapa ilmaista energian ja huipputehon suhdetta. Huipunkäyttöaika kertoo tunneissa ajan, kuinka monta tuntia kuormituksen olisi oltava tehohuipussaan, jotta vuodenaikainen sähkönkulutus toteutuisi. Huipputeho voidaan laskea seuraavalla kaavalla,

$$P_{\max} = \frac{E}{t_h} \quad (23)$$

P_{\max} = huipputeho

E = vuoden aikana kulutettu energia

t_h = huipunkäyttöaika

Erilaisilla asiakkailta on hyvin erilaiset huipunkäyttöajat, sekalaiselle teollisuudelle ja palveluille huipunkäyttöajat voivat olla pitkiä, noin 5000 tuntia, mikä riippuu suuresti teollisuuden tai palvelun tyypistä. Teollisuus- ja palvelutyypisillä kuluttajilla huipputeho on pieni verrattuna niiden kuluttamaan energiamäärään. Sähkölämmityskohteilla huipunkäyttöaika on noin 2500 tuntia eli huipputeho on suuri verrattuna kulutettuun energiaan.

Eri verkostokomponenttien häviökustannuksia arvioitaessa on käytettävä häviöiden huipunkäyttöaika t_h . Tätä parametria tarvitaan muunnettaessa häviöenergia tehoksi ja laskehtaessa sille hinta. Häviöiden huipunkäyttöaika voidaan määrittellä erikseen KJ ja PJ-johdoille, sekä jakelumuuntajille verkkotietojärjestelmän avulla. Sen suuruus riippuu kuormituksen ajallisesta vaihtelusta ja huippujen esiintymistiheydestä. Mitä vähemmän huippukuormaa esiintyy, sitä pienempi on huipunkäyttöaika. (Simonen, 2006,8)

Häviöenergian määrän tarkka määrittäminen häviötehon integraalina on käytännössä työteliäs toimenpide, periaatteessa johdon häviöteho pitäisi määrittää erikseen vuoden jokaiselle hetkelle ja summata nämä eri aika-alkioina syntyvät häviöenergiat. Kuormitusmalleja hyödyntävät verkostolaskenta ohjelmat pystyvät suorittamaan tehtävän tällä periaatteella, tosin tarkasteltavien aikajaksojen määrää redusoimalla. (Lakervi & Partanen, 2008,35)

Häviöiden huipunkäyttöaika riippuu johdon kuormituksen ajallisesta käyttäytymisestä. Mitä ”huipukkaampi” kuormitus, sitä lyhyempi häviöiden huipunkäyttöaika. Ellei parempaa tietoa ole käytettävissä, voidaan käyttää alla olevan taulukon 7 mukaisia arvoja

Taulukko 7. Huipunkäyttöaikoja (Lakervi & Partanen 2008,35)

Verkon osa	huipunkäyttöaika th h/a
Pienjänniteverkko	700 - 1000
keskijännitejohto	2000 - 2500
sähköasema	3000 - 3500
muuntajan tyhjikäyntihäviöt	8760

Alla olevassa taulukossa 8, on esitetty Kymenlaakson Sähköverkkoyhtiön (KSOY) sähköasemien häviöiden huipunkäyttöaikojen keskiarvo, mediaani ja vaihteluväli keskijännitejohdoille. Arvot on määritetty suoraan KSOY:n verkkotietojärjestelmästä saatavien johtolähtökohtaisten häviöhuipun käyttöaikojen perusteella. Taulukon arvojen mukaan voidaan valita laskelmissa käytettäväksi KJ -lähtöjen häviöiden huipunkäyttöajaksi 2250 h.

Taulukko 8. KSOY:n sähköaseman häviöiden huipunkäyttöaikoja. (Simonen.2006,8)

th [h]	
Keskiarvo	2288
Mediaani	2201
Minimi	1080
Maksimi	3745

Tarvittaessa jokaiselle lähdölle on siis mahdollista määrittää yksilöllinen häviöiden huipunkäyttöaika kuormitusmallien avulla. 20/0,4 kV jakelumuuntajien häviöiden huipunkäyttöajat vaihtelevat välillä 1000 – 4000 h. Suuremmat arvot ovat ominaisia kaupunki- verkoille ja pienemmät vastaavasti haja-asutusalueille. Muuntajien suuren määrän ja hyvin erilaisten kuormitusolosuhteiden vuoksi yksiselitteistä arvoa häviöiden huipunkäyttöajalle on vaikea arvioida. Tämän työn laskelmissa käytetään huipunkäyttöaikana 1000 h, alueen käytön ja sijainnin vuoksi.

2.7.5 Häviöiden hinta

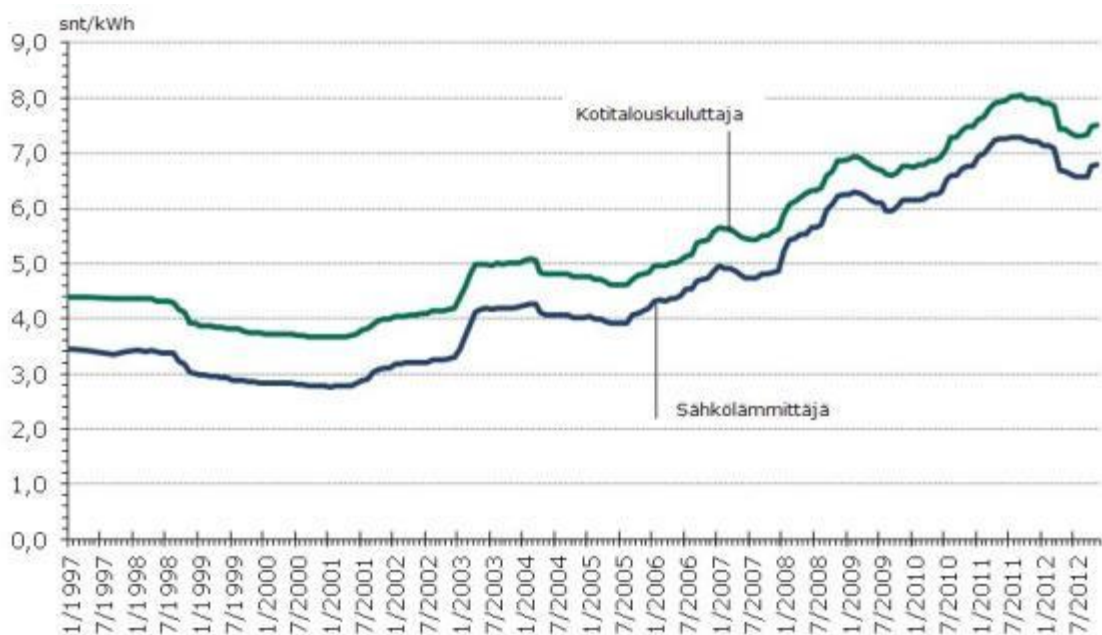
Verkoston häviöt muodostavat merkittävän osan jakeluverkon käyttömenoista; sähköyhtiön on hankittava myös johtimissa ja muissa komponenteissa lämmöksi muuttuva energia. Usein sähköyhtiö on esimerkiksi KJ -johtolähdön syöttöalueen suurin yksittäinen sähkökuluttaja, häviöenergiansa vuoksi. Optimaalisesti mitoitettun keskijännite runkojohdon häviökustannukset ovat noin 25–40% investointi kustannuksiin verrattuna. Syitä tähän on matala korkotaso ja verkoston pitkä pitoaika. Häviökustannuksiin vaikuttaa suoraan häviölaskelmissa niille käytettävä hinta. (Lakervi & Partanen 2008, 88)

Häviökustannusten laskenta on periaatteessa yksinkertaista mutta sisältää käytännössä monia epävarmuustekijöitä. Häviökustannusten laskennassa määritellään ensin johdossa tai muuntajassa syntyvä häviöteho ja vuotuiset energia häviöt. Tämän jälkeen häviökustannukset voidaan laskea käyttämällä häviöenergialle keskimääräistä hintaa, joka on riippuvainen pitkän aikavälin sähköenergian pörssihinnasta. Hinta jolla verkkoyhtiö ostaa häviöenergian sähkökauppialta, riippuu pörssin hintakehityksestä mutta myös verkkoyhtiöiden kuormituskäyrän muodosta. Tulisi siis selvittää kunkin johdon ja muuntajan häviöiden vaikutus verkkoyhtiön kokonaishäviökäyrään ja sitä kautta keskimääräiseen häviöiden hankintahintaan. Laskelmia mutkistaa myös kuormitushäviöiden neliöllinen riippuvuus kuormituksesta. Laskelmissa on yleensä kysymys pitkän aikavälin kustannuksista. Tällöin häviöiden hinnoitteluun liittyvät ja suureen tarkkuuteen täh-

täävät hienoudet jäävät helposti energian hinnassa olevan vaihtelun varjoon. Häviöiden yksikköhintana voidaan energiahinnan sijasta käyttää myös tehoyksikköä kohti laskettu hinta, €/kW, a. (Lakervi & Partanen, 2008, 89; Energiamarkkinaviraston www-sivut 18.3.2013)

Häviöenergian hankintakustannusten lisäksi häviöt aiheuttavat lisäkustannuksia tarkastelun kohteena olevan verkon osan yläpuolisissa (syöttävissä) johdoissa ja muuntajissa. Häviöteho lisää kyseisen verkon osien tehoa, mikä puolestaan lisää niiden investointi- ja häviökustannuksia. Jos aina valitaan edullisin mitoitus, päädytään likimain suoralla kuvattavaan kustannusfunktioon. Näin saadaan selville likimääräiset lisäkustannukset (snt/kW * km * a), jotka aiheuttavat häviöiden siirrosta verkoston eri osissa. Mukaan on otettava koko tarkastelukohteen ja sähköhankintapisteen välinen sähkönsyöttöreitti. Käyttäen apuna keski- ja pienjännitesierrojen keskimääräisiä etäisyyksiä voidaan hankinnan risteilyn avulla määritettyihin häviöiden yksikköhintoihin tehdä jänniteportaiset lisäykset. (Lakervi & Partanen 2008, 89)

Edellä kuvattu häviöiden hinnoittelutapa sisältää useita virhelähteitä. Sen avulla voidaan kuitenkin saada häviöiden arvostus tarkemmaksi kuin pelkästään hankinnan keskihintaa käyttämällä Häviöenergian hintaa voidaan arvioida sähköpörssin pitkän aikavälin hintakehityksen avulla. Energiamarkkinavirasto ylläpitää hinta seurantaa, seuraavassa kuvassa 13 on esitetty sähkön kuluttajahinnan kehitys.



Kuva 13. Sähköenergian hintakehitys.

Pitkällä aikavälillä tarkasteltuna, sähkön hinta on noussut tasaisesti, tätä kirjoitettaessa vallitsevalle noin 60 €/MWh tasolle. Energian markkinahintaa ja kulutuksen tasoa voi seurata myös Nordspoolin verkkosivuilta, <http://www.nordpoolspot.com>. Termiinin hinnan lisäksi sähköyhtiölle aiheutuu ns. profiilikustannus, joka muodostuu tuntikohtaisen sähkömarkkinoilta hankittavan häviöenergian mukaan.

Tämän hetken tilanne näyttää siltä, että sähköenergian hinta tulisi myös jäämään aiempaa korkeammalle tasolle. Nousupaineita sähköenergian hintaan aiheuttavat päästökauppa ja kulutuksen jatkuva kasvu. Edellä esitettyjen seikkojen nojalla häviöenergian pitkän aikavälin hintana voidaan käyttää $HhE = 60 \text{ €/MWh} = 0,060 \text{ €/kWh}$, mihin sisältyy myös häviötehon arvostus. Häviötehon hintaa käytettäessä siihen sisällytetään energian osuus käyttämällä häviöiden huipunkäyttöaika t_h .

2.7.6 Laskentakorko

Talouselämissä käytettävää korko kuvastaa verkkoyhtiön strategian mukaisesti joko investointien reaalisia rahoituskuluja tai investoinneilta haluttavaa reaalista minimituottoa. Reaalinen tuotto tai korko tarkoittaa inflaatiolla puhdistettua korkotasoa. Ensiksi mainittu ajattelutapa soveltuu käytettäväksi yhtiössä, jossa verkkoliiketoiminnan kokonaistuoton maksimointi ei ole keskeisin toiminnan päämäärä. Tällöin investointien tuotovaatimuksena voidaan käyttää ulkoisen rahan eli velan korkotasoa. Jos toiminnan päämääränä on pyrkiä suurimpaan sallittuun liiketoiminnan tuottoon ja siitä edelleen omistajille tapahtuvaan osingon maksuun, korkotasona on käytettävä vähintään viranomaisten omalle pääomalle sallimaa korkotasoa. On myös huomattava että laskelmissa käytettävän korkotason tulee kuvastaa investointiin liittyvää riskiä. Mitä suurempi riski sitä suurempaa korkotasoa tulee laskelmissa käyttää. Suurin osa verkkoyhtiön investoinneista on ainakin nykyisten valvontamallien mukaan lähes riskitöntä. Investoinnin vaatiman pääoman kuolettamiseen ja rahoituskuluihin tarvittava rahamäärä on sallittua kerätä asiakkailta siirtomaksun muodossa. Itse valvontamalliin liittyvä riski on edelleen huomattava, kun investointien pitoaika on kymmeniä vuosia ja investointien rahoittamiseen olennaisesti liittyvien valvontamallien sisältö on tiedossa vain muutamaksi vuodeksi eteenpäin. Ei tiedetä ennalta, milloin ja miten valvontamalli tulee mahdollisesti muuttumaan. (Lakervi & Partanen 2008, 83)

Investointien pitkä pitoaika ja pienet riskit antavat pohjan laskelmissa käytettävälle korkotasolle. Yleensä laskelmissa käytetään ns. riskittömän pitkän rahan hintaa, esimerkiksi valtion 5 tai 10 vuoden obligaation tuottoa. Tyypillisesti reaalin pitkän aikavälin riskitön korkotasoa on 4-6 %. (Lakervi & Partanen, 2008, 83). Tämän työn laskelmissa käytetään laskentakorkona 5 %.

Korkotasolla on oleellinen merkitys verkon eri kustannustekijöiden keskinäiseen suhteeseen ja investointien ajoitukseen. Alhainen korko korostaa käyttökustannusten (häviöt, keskeytykset, ylläpito) merkitystä. Korkea korko puolestaan korostaa lähitulevaisuudessa olevien investointikustannusten roolia. Tällöin käyttökustannusten ja kaukana tulevaisuudessa olevien investointien merkitys on pienempi. Käytännössä alhainen korko johtaa siis lisääntyvään alumiinin ja raudan määrään verkossa ja korkea korko taas päinvastoin. Korkeaa korkotasoa käytettäessä kannattaa tehdä myös niin sanottuja väliaikaisinvestointeja, joilla lykätään kalliita perusinvestointeja tulevaisuuteen. Esimerkiksi jos sähköaseman kokonaishinta on 1 M€ ja korkotasoa on 8 %, olisi kannattavaa tehdä joka vuosi 70 000 €:n verran väliaikaisinvestointeja, jos niiden avulla sähköasema investointia voidaan lykätä vuodellakin. (Lakervi & Partanen 2008, 83)

2.7.7 Verkonrakentamisen kustannukset

Jakeluverkon kokonaisvuosikustannukset muodostuvat verkon muuntajien, johtojen ja muiden komponenttien hankintahinnan pääomakustannuksista, sekä näiden käytössä syntyvistä käyttö- ja kunnossapitokustannuksista sekä häviökustannuksista. Verkon suunnittelussa tekniset reunaehdot täyttäviä ratkaisuja vertaillaan niiden taloudellisuuden perusteella. Verkon kokonaiskustannukset on jaettavissa kustannuslajeihin. Yrityksissä kustannuslaskenta perustuu kustannuslajikohtaiseen laskentaan.

Perinteisesti tehdään suoritekohtainen kustannuslaskenta, jossa laskentakohteena on tuote tai suorite. Kustannuslaskenta voidaan jakaa työ-, materiaali- sekä pääomakustannuksiin. Verkkorakentamista voidaan pitää tuotantotoimintana, jolloin tuotantotekijöitä ovat työsuoritukset, raaka-aineet sekä pitkä- ja lyhytaikaiset tuotantovälineet, joista muodostetaan kustannuslajeja. Verkkorakentamisessa työkustannukset ovat merkittävässä roolissa. Työkustannukset lasketaan yleensä osaksi verkkorakentamisen investointikustannuksia yhdessä koneiden, toimitilojen, raaka-ainekustannusten kanssa. Uuden verkon rakentamisen osalta kustannukset jaetaan suunnittelun yhteydessä verkon

investointikustannuksiin sekä käyttö- ja kunnossapitokustannuksiin. Suunnitelman laskennat tehdään talouslaskennan keinoin vertailukelpoisiksi, jolloin eri ratkaisuja voidaan vertailla verkon koko käyttöajalta. (Kaipia, 2004,17)

Jakeluverkkojen kokonaisvuosikustannuksista pääosa muodostuu verkon muuntajien johtojen ja muiden komponenttien pääomakustannuksista. Pääomakustannukset jakautuvat korkokuluihin sekä vuosikuoletuksiin. Pääomakustannusten lisäksi kiinteisiin kustannuksiin luetaan kuuluvaksi keskimääräiset verkon hoito- ja kunnossapitokustannukset. Investointikustannuksiin sisältyy työ-, materiaali- ja kuljetuskustannukset sekä välittömästi verkon rakentamiseen liittyvät kustannukset. Pääomakustannusten rinnalla toisen suuren kustannuserän jakeluverkon vuosikustannuksiin muodostavat sähkönsiirrossa syntyvien teho- ja energiahäviöiden aiheuttamat häviökustannukset. Verkon käyttöajalla syntyvät käyttö- ja kunnossapitokustannukset yksinkertaistetaan laskennassa yleensä pelkiksi johtimien ja muuntajien häviökustannuksiksi.

Verkostohäviöt on merkittävä kustannuserä verkkoyhtiöille. Häviösähkön kustannuksiin pyritään ensisijaisesti vaikuttamaan verkostosuunnittelun avulla. Valmiissa verkoissa häviöiden suuruuteen pystytään vaikuttamaan esimerkiksi kytkentätilaa muuttamalla eli jakorajaoptimoinnilla. Häviökustannuksiin vaikuttaa häviöiden suuruuden lisäksi myös häviösähkön hinta.

Sähkön käytön lisääntyessä myös häviöt lisääntyvät kuormituksen kasvaessa, samalla kun energian hinta nousee ja kysyntä kasvaa. Yhtiöiden toimintaolosuhteet ovat hyvin erilaisia ja erilainen häviösähkön hinnoittelukin on perusteltua. Häviösähkön hinta pitäisi kuitenkin nykyisessä liiketoimintarakenteessa olla markkinaperusteinen ja perustua joko sähkön keskimääräiseen pörssihintaan tai yleisiin myyntitariffeihin. (Kaipia 2004, 13–36)

Verkostosuunnittelun lähtökohtana on kuormituksen sijoittuminen, ja paikalliset tekijät vaikuttavat kustannuksiin. Verkon topologiaan vaikuttavat maankäyttö ja verkon käyttövarmuus sekä ympäristötekijät. Verkon arvoon vaikuttavat sijainnin, laajuuden, maankäytön sekä käyttövarmuuden lisäksi suunnitteluperusteet. Ympäristöolosuhteisiin ei verkkoyhtiö voi juurikaan vaikuttaa. Ympäristöolosuhteisiin lasketaan kuuluvaksi maankäyttöön kuuluvat rajoitteet, kuten kaavoitus, joka aiheuttaa kustannuksia mm. johtoaluekorvausten muodossa.

2.8 Jännitteen laatu ja toimitusvarmuus

Tänä päivänä yksi keskeisimmistä sähköjakeluverkkojen kehitystä ohjaavista tekijöistä on sähkön laatu kokonaisuudessaan, sillä sekä jakeluverkon käyttövarmuudelta että jakelujännitteen laadulta vaaditaan jatkuvasti yhä enemmän. Jännitteen laatua mitataan asiakkaan liittymispisteestä, minkä vuoksi hyvän jännitteen laadun voidaan katsoa syntyvän erityisesti pienjänniteverkkoon tehtävin toimenpitein. Sähköjakeluverkon käyttövarmuuteen pienjänniteverkon merkitys on puolestaan vähäinen. Kuitenkin pienjänniteverkossa voi tapahtua enemmän vikoja kuin keskijänniteverkossa, minkä vuoksi pienjänniteverkon käyttövarmuutta kehittämällä voidaan vaikuttaa merkittävästi viankorjauskustannuksiin.

Verkostosuosituksen painoksessa SA 2:08 määritellään tarkemmin keskijännitteen ja pienjännitteen vaihtelu välit ja niiden laatuluokitukset jotka perustuvat vuonna 2000 voimaantulleeseen eurooppalaiseen standardiin SFS-EN 50160 ”Yleiset jakeluverkkojen jakelujännitteiden ominaisuudet”. Standardin mukaan asiakkaan liittymispisteessä jakelujännitteen ei tulisi vaihdella enempää kuin $230\text{ V} + 10\% - 239\text{ V} - 15\%$. Suurin vaihtelu väli olisi siis 196–253 V

Sähkömarkkinalain voimaantulo vuonna 1995 ja sen myöhemmät muutokset ovat kuitenkin muuttaneet sähköntoimittajan vastuuta sähkön laadusta asiakkaalle aikaisempaan suuntaan. Sähkömarkkinalain perusteella tulee minimi tasona pitää standardin SFS-EN 50160 tasoa. Jos sähköntoimitus todetaan virheelliseksi, asiakkaalla on oikeus lain edellyttämään korvaukseen.

Sähköenergialiitto Sähkö energialiitto Sener ry on julkaissut v. 2001 sähköntoimituksen laadusta selvityksen ja suosituksen, jonka mukaan jakelujännitteen laadulle voidaan määritellä kolme tasoa, joita voidaan sähköverkkosopimuksissa tarpeen mukaan käyttää.

Nämä yksilöidään seuraavasti:

Korkealaatu: tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvot ovat välillä 220...240 V ja 10 minuutin arvojen keskiarvo 225...235 V.

Normaalilaatu: tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvot ovat välillä 207...244 V.

Standardilaatu: 95 % tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvoista välillä 207...253 V

ja 100 % tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvoista välillä 196...253 V

SA2:08. Suositellut jännitealueet ja – alenemat on esitelty seuraavassa kuvassa 14

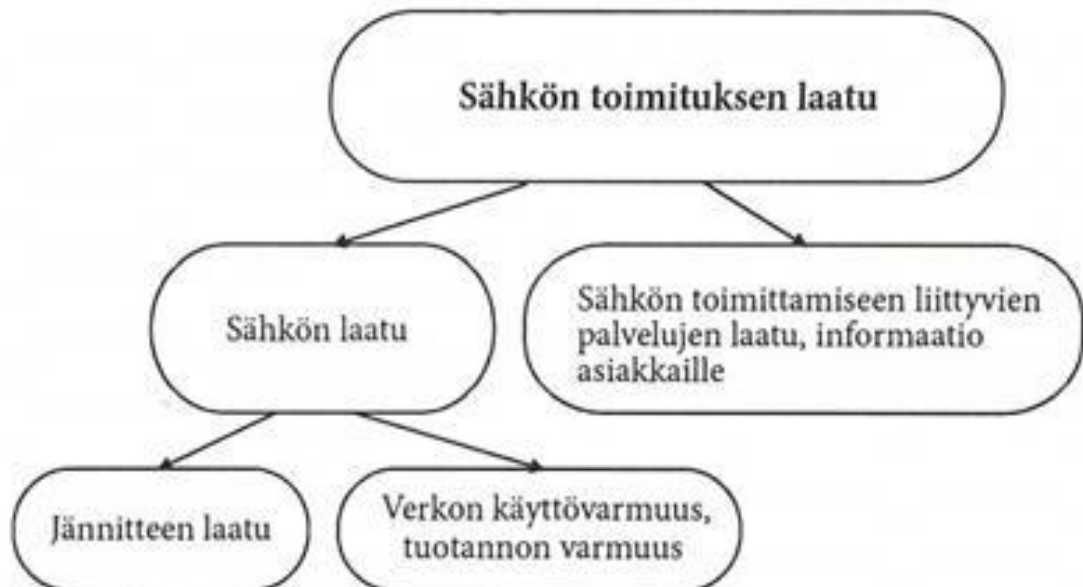
Osaverkko	Jännitteen vaihtelualue		Jännitteenalenema		
	Minimi	Maksimi	Korkea laatu	Normaali laatu	Standardi laatu
Keskijänniteverkko	19 kV	22 kV	± 4 %	± 10 %	95 % ± 10 %
Pienjännitejakelu	196 V	253 V	± 4 %	± 10 %	+10 -15 %
Muuntamo ¹⁾	220V	253V		1-2 %	2-4 %
Pienjänniterunkoverkko	210V	253V		3-5 %	3-7 %
Liittymisjohto ²⁾	207V	253V		1-3 %	1-5 %
Sisäjohtoverkko	198V	253V			1-4 %

¹⁾ Jännitetasoa voidaan säätää, jos käytettävissä on väliottokytkin.

²⁾ Liittymisjohto kuluttajan liittämiskohtaan saakka

Kuva 14. suositellut jännitealueet ja -alenemat (Verkostosuositus SA 2:08)

Verkkoyhtiön asiakkaat näkevät sähkön tuotteena, jonka laatu koostuu monesta ominaisuudesta (kuva 15). Sähkökäyttäjien näkökulmasta sähkön laatua voidaan arvioida laitteidensa sähköteknisistä käyttöolosuhteista, ja siten laadulla on suora vaikutus myös sähköstä saatavaan hyötyyn. Sähkönlaatu voidaan jakaa jakelujännitteen laatuun ja sähkön toimitusvarmuuteen. Myös asiakaspalvelun laatua voidaan pitää yhtenä sähkönlaadun osatekijänä. (Lakervi & Partanen 2008, 248)



Kuva 15. Sähkön toimituksen ja sähkön laadun osatekijät (Lakervi & Partanen 2008, 248.)

Sähkönlaatua arvioidaan siitä mitattavien erillisten ominaisuuksien perusteella liittymispisteissä. Sähkön toimintavarmuus arvioidaan keskeytysten määrän ja keston sekä keskeytysten vaikutusalueen perusteella. Tähän asti käyttövarmuutta on arvioitu keskijänniteverkon näkökulmasta. AMR-mittareiden myötä myös pienjänniteverkon rooli korostuu. Sähkökäyttäjien näkökulmasta tärkein sähkön laatutekijä on toimintavarmuus. Keskeytys on tilanne, jossa jännite liittymispisteessä on alle 1 % nimellisjännitteestä. Keskeytykset voidaan jakaa suunniteltuihin ja häiriökeskeytyksiin. Suunnitellut työkeskeytykset ilmoitetaan asiakkaille jo hyvissä ajoin. Häiriökeskeytykset aiheutuvat pysyvistä ja ohimenevistä vioista. Ne liittyvät usein ulkopuolisiin tapahtumiin, laitevikoihin tai häiriöihin. Häiriökeskeytykset voidaan jakaa lyhyisiin ja pitkiin keskeytyksiin. Lyhyellä keskeytyksellä tarkoitetaan ohimenevää vikaa, enintään 3 minuutin kestävä keskeytystä. Pitkillä häiriökeskeytyksillä tarkoitetaan pysyvän vian aiheuttamaa yli 3 minuutin kestävä keskeytystä. (Lakervi & Partanen, 2008, 253.)

Pitkäaikaiset jännitteen muutokset hallitaan pääasiassa verkon oikeanlaisella suunnitellulla sekä käytöllä. Jännitteen suuruuteen ja vaihteluun vaikuttavat verkon mitoitus ja kuormitus tilanne, sekä jakeluverkon sijainti keskijänniteverkossa. Nopea jännitteenmuutos määritellään jännitteen tehollisarvon nopeaksi muutokseksi tasolta toiselle. Muutokset aiheutuvat pääasiassa verkossa tapahtuvista kuormitusmuutoksista tai muuttuvista kytkennöistä. Standardin mukaan nopea jännitteen muutos ei ylitä arvoa $\pm 5 \% *U_n$. Vastaavasti lyhytaikainen muutos, jonka suuruus voi olla jopa $\pm 10 \% *U_n$, voi tapahtua muutamia kertoja päivässä. Välkyntä tarkoittaa esim. valojen välkkymistä jännitteen vaihtelun takia. Välkyntä voi aiheuttaa häiriötä tai vaivaa, ihmisille tai muille sähkökuluttajille. Välkyntä on määritelty tarkoittavan jännitteen vaihtelua enimmillään 35 Hz:n taajuudella. (Lakervi & Partanen, 2008, 252; SA 2:08)

2.8.1 Jännitekuopat

Vian aiheuttaman jännitekuopan kesto määräytyy verkon suojauksen toiminnan perusteella. Mitä nopeammin oikosulussa oleva lähtö kytketään jännitteettömäksi, sitä lyhyemmäksi jää kiskossa ja taustaverkossa esiintyvä jännitekuoppa. Etenkin lähellä sähköasemaa tapahtuvissa vioissa on tärkeää suorittaa nopea oikosulun poiskytkentä. Tämä voidaan tehdä vikavirtasuojauksen pikalaukaisua käyttäen. Verkkoyhtiön mahdollisuudet lyhentää jännitekuoppien kestoja suojausasetteluiden avulla ovat kuitenkin suhteelli-

sen rajalliset, joka johtuu mm suojauksen selektiivisyysvaatimuksista. (Lakervi & Partanen 2008, 31)

Asiakkaille jännitekuopista aiheutuva haitta on pienempi, jos jäännösjännite kuopan aikana on mahdollisimman korkea ja jännitekuoppien vuosittainen määrä on mahdollisimman pieni. Jäännösjännitteen suuruuden kannalta on hyvä, jos syöttävän verkon impedanssi on mahdollisimman pieni. Sähköyhtiölle ei tosin ole yleensä mahdollisuutta vaikuttaa syöttävän verkon oikosulkuimpedanssiin. Jäännösjännitteeseen vaikuttaa myös 110/20 kV:n muuntaja. Mitä suurempi on päämuuntajan nimellisteho, sitä pienempi on oikosulkuimpedanssi ja sitä korkeampi on jäännösjännite vian aikana. Päämuuntajan nimellistehon vaikutus jännitekuopan suuruuteen on kuitenkin käytännössä vähäinen, eikä muuntajainvestointia tai muuntajan nimellistehon valintaa voida yleensä perustella jännitekuopilla. Päämuuntajien jännitekuoppien lukumäärä ja sähköaseman syöttö jaetaan eri päämuuntajille ja sähköaseman lähdöt jaetaan eri päämuuntajien syötämiksi. (Lakervi & Partanen 2008, 33)

2.8.2 Älykkäät etäluettavat mittarit

Ruotsi on ensimmäinen maa, jossa kaikilla sähkönkäyttäjillä on etäluettava energiamittari. Vanhat sähkönkulutusmittarit vaihdettiin etäluettaviin energiamittareihin lainsäädännön velvoittamana. Päätös, jonka mukaan kaikkien sähkönkäyttäjien laskutuksen on perustuttava vähintään kerran kuussa tehtyyn mittaukseen heinäkuusta 2009 alkaen, tehtiin Ruotsin valtiopäivillä vuonna 2003. Vaikka uusi laki ei suoraan ottanut kantaa kuinka kuukausittainen mittaus olisi järjestettävä, tarkoitti se käytännössä siirtymistä sähkömittareiden etäluentaan. Säädöksissä ei myöskään otettu kantaa mittareiden toiminnallisuuteen, minkä vuoksi mittareiden ominaisuudet vaihtelevat, eikä esimerkiksi tuntimittausta löydy kaikista mittareista. Etäluettavien mittareiden asennus kaikille Ruotsin 5,2 miljoonalle sähkönkäyttäjälle tuli maksamaan ruotsalaisille verkkoyhtiöille arviolta 10–15 miljardia kruunua. Euroissa mitattuna se vastasi noin 0,9-1,4 miljardia euroa (1 €=11,0023 SEK, 21.7.2009). Ruotsin lisäksi lainsäädäntö vauhdittaa etäluettavien mittareiden yleistymistä ainakin Alankomaissa, Irlannissa, Norjassa, Ranskassa, Italiassa, Espanjassa, Isossa-Britanniassa ja Suomessa. (Löf, 2009,56–58)

Älykkäisiin energiamittareihin liittyvien kansallisten lakien asettamisessa on useissa Euroopan maissa vauhdittanut EU:n energiapolitiikka. EU:n jäsenmaissa kansallisten

lakien taustalla on Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2006/32/EY energian loppukäytön tehokkuudesta ja energiapalveluista. Direktiivissä kannustetaan älykkäiden mittareiden käyttöönottoon kaikissa EU:n jäsenmaissa, sekä asetetaan jakeluverkon haltijoille erilaisia velvoitteita energian mittauksen suhteen. Direktiivin mukaan energiainstrumenttien avulla pitää pystyä esimerkiksi osoittamaan loppukäyttäjän energian kulutus tarkasti ja samalla tarjota tietoa sähkön käyttöajasta, niin pitkälle kuin se on teknisesti mahdollista sekä taloudellisesti järkevää. (Löf 2009, 56–58)

Euroopan parlamentti äänesti huhtikuussa 2009 uuden energiapaketin puolesta. Paketissa esitetään, että 80 prosentilla jäsenvaltioiden sähkökäyttäjistä pitäisi olla älykäs sähkömittari vuoden 2020 loppuun mennessä. Jokaisella sähkökäyttäjällä älykäs sähkömittari olisi oltava vuoden 2022 loppuun mennessä. Älykkäiden energiainstrumenttien yleistymistä Euroopassa on ennustettu esimerkiksi Berg Insight:n tuoreessa tutkimusraportissa ”Smart Metering in Western Europe”, jossa analysoidaan älykkäiden energiainstrumenttien kehitysnäkymiä Euroopassa. Tutkimukseen oli otettu mukaan kaikki EU-maat neljää lukuun ottamatta. Mukana tutkimuksessa on kaikki merkittävimmät EU-maat sekä Norja. Tutkimuksen mukaan Euroopan noin 250 miljoonasta sähkömittareista on tällä hetkellä älykkäitä energiainstrumentteja hieman yli 40 miljoonaa. Jos yleistyminen on ennusteen mukaista, niin seuraavan viiden vuoden aikana älykkäisiin energiainstrumentteihin investoidaan pelkästään Euroopassa noin 13 miljardia euroa. Investointiarviossa yksittäisen mittarin hinnaksi on arvioitu Energiainstrumenttien julkaiseman vuoden 2010 verkkokomponenttien yksikköhintataulukon mukaisesti 240 euroa. Vastaavasti siirtyminen vuoden 2022 loppuun mennessä älykkäisiin mittareihin maksaisi Euroopassa jopa 50 miljardia euroa. (Löf 2009, 58)

Suomen sähköverkot ovat siirtymässä valtioneuvoston 5.2.2009 antaman asetuksen mukaisesti sähkömittareiden tuntisarjojen etäluentaan. Valtioneuvoston asetus 1.3.2009/66 sähkötoimitusten selvityksestä ja mittauksesta edellyttää, että 80 % sähkökulutuspaikoista on oltava etäluentaan siirtymässä vuoden 2013 loppuun mennessä. Asetuksessa määritellään myös etäluentaan siirtymisen ominaisuuksille tietyt perusvaatimuksia, kuten tuntimittaus ja kyky kuorman ohjaukseen. Mittarit on myös kyettävä lukemaan vähintään kerran vuorokaudessa. Lisäksi mittareiden on rekisteröitävä yli kolmen minuutin jännitteettömän ajan alkamis- ja päättymisajankohdat. Suomessa sähkömittareiden etäluentaan siirtymisen kokonaiskustannusten on arvioitu olevan 565–940 miljoonaa euroa. Investointihankkeena kyseessä onkin suurin koko maan kattava jakeluverkkojen

muutoshanke sitten Suomen maaseudun sähköistämiskauden. Kaiken kaikkiaan älykkäiden mittareiden voidaan nähdä hyödyntävän useita eri sähkömarkkinoiden osapuolia. Jakeluverkkoyhtiön lisäksi mittareita voivat hyödyntää esimerkiksi kantaverkkoyhtiö sekä sähkön tuottajat, loppukäyttäjät ja myyntiyhtiöt. Älykkäistä mittareista saatavat hyödyt voivatkin jäädä melko pieniksi, jos verkkoyhtiöt kehittävät niitä vain omiin tarpeisiinsa. Verkkoyhtiöiden asettamat omat vaatimukset älykkäille mittareille ja mittausjärjestelmille voivat vaihdella eri maiden kesken hyvinkin paljon. Nämä syyt johtuvat pitkälti siitä, ettei älykkäiden mittareiden ominaisuuksille ja mittausjärjestelmille ole luotu yhteisiä perusvaatimuksia. Yhtenäisten perusvaatimusten määrittely olisikin kaikkien osapuolten etujen mukaista. (Löf 2009, 58)

Kun viimeisetkin etäluettavat energiamittarit sähkönkäyttöpisteisiin on asennettu, sähkönjakeluverkko on kokenut yhden suurimmista kehitysaskelistaan. Asetuksen vaatimukset on siis pian täytetty ja samalla on syntynyt ensimmäisen vaiheen toiminta-alusta älykkäälle sähköverkolle. Muuntopiirikohtaisesta seurannasta siirrytään käyttöpaikka kohtaiseen seurantaan. Vaatimukset toimitusvarmuudelle ja sähkön laadulle ovat juuri nyt etusijalla. Käyttöpisteessä sijaitseva etäluettava energia mittari on niiden suhteessa avainasemassa tarjoten ajantasaista tietoa käytöntuelle. Tulevaisuudessa ei puhutakaan energiamittarista vaan energiapalvelulaitteesta. Kehitys kohti älykästä sähköverkkoa etenee maltillisesti vaiheittain. Tiedon vaihto käyttöpisteen kanssa on myös edellytys energian pientuotannolle, kulutusta ohjaaville tariffi-tuotteille sekä monille muille palveluille.

Energiapolitiikka on vauhdittanut älykkäiden mittareiden yleistymistä myös muualla maailmassa. Euroopan ulkopuolella yhtenä suurimpana syynä älykkäisiin mittareihin siirtymisessä on ollut sähkön käyttöajasta riippuva hinnoittelu (TOU, Time-of-Use), jolla pyritään vähentämään sähkön kulutusta ja pienentämään kulutushuippuja. Nämä ovat kannustaneet älykkäisiin mittareihin liittyvien säädösten saattamista voimaan esimerkiksi Kanadan Ontariossa (4,3 miljoonaa mittaria vuoteen 2010 mennessä), USA:n Kaliforniassa (5,3 miljoonaa mittaria vuoteen 2012 tai 2013 mennessä) ja Australiassa pääosin Victorian osavaltiossa (miljoona mittaria vuoteen 2010 mennessä). Esimerkiksi Kaliforniassa mittareiden vaihdon arvioidaan maksavan paikalliselle verkkoyhtiölle vähintään miljardi dollaria, mikä vastaa noin 700 miljoonaa euroa (1 €=1,1412 USD, 21.7.2009). Suurin syy TOU- hinnoittelun käyttöönottoon edellä mainituilla alueilla on ollut tarve rajoittaa ilmastointilaitteiden aiheuttamaa kuormitusta kesähelteillä. (Löf

2009, 58) Haukiputaan Sähköosuuskunnan jakeluverkossa mittareiden vaihto projekti päättyi lokakuun lopussa 2012 ja vain muutamalla kymmenellä kuluttajalla mittari on vaihtamatta. Vanhoja mittareita on lähinnä huviloilla, jotka ovat olleet vähällä käytöllä eikä omistajiin ole saatu yhteyttä.

2.8.3 Pienjänniteverkon automaatio

Kaukokäyttöjärjestelmien yleistyminen keskijänniteverkossa 1980-luvulla oli Suomessa yksi merkittävimmistä sähköjakeluautomaation kehitys vaiheista. Sähköjakeluautomaatio on siitä lähtien keskittynyt pääsääntöisesti keskijänniteverkkoon. Pienjänniteverkon automaatiota ei sen sijaan ole tavallisesti pidetty taloudellisesti järkevänä suhteessa siitä saatuihin hyötyihin.

Nykyään sähköjakelun toimintaympäristön muutokset, yhdessä nopeasti kehittyvän teknologian kanssa, luovat paineita automaation tuomiseksi myös pienjänniteverkkoihin. Sähkön laatuvaatimusten tiukentuminen ja tarkempien energiankulutustietojen vaatiminen ovat ohjaamassa automaatiota vähitellen kohti loppukäyttäjiä ja pienjänniteverkkoa. Pienjänniteverkon rooli on nähty hyvin keskeiseksi osaksi tulevaisuuden älykkäitä sähköjakeluverkkoja. Sen seurauksena pienjänniteverkon automaatioaste on kasvamassa tulevaisuudessa etenkin älykkään mittaroinin myötä, se on nähty kansainvälisesti eri SmartGrid-visioissa yhtenä keskeisemmistä tekijöistä osana älykästä verkkoa (EUR 22040; DOE 2008). Useissa lähteissä AMI:n on käsitetty perustuvan kulutuspiisteisiin asennettaviin älykkäisiin energiamittareihin, kuten uuden sukupolven AMR -mittareihin (Löf 2009, 52).

Ensimmäisen sukupolven AMR -järjestelmiä käytettiin aluksi lähinnä vain mittaamaan suurten asiakkaiden energian kulutusta, sekä paikoin myös rajoittamaan huippukuormitusta niiden kuormanohjausominaisuuksiensa vuoksi. Ennen sähkömarkkinoiden vapautumista 1990-luvulla kuormanohjauksen käyttö olikin huomattavasti nykyistä yleisempää. Kuorman ohjauksen rooli oli merkittävä sähköverkon huipputehojen rajoittamisessa. Huipputehon rajoittamisella voitiin siten vaikuttaa tukkusähkön hinnoitteluun. Vapautuneiden sähkömarkkinoiden myötä tarvittava lisäsähkö on voitu hankkia sähköpörssistä eikä huipputehojen rajoittamiselle ole ollut tarvetta. Sähkömarkkinoiden vapautumisen jälkeen näitä AMR -järjestelmiä on kuorman ohjauksen näkökulmasta käy-

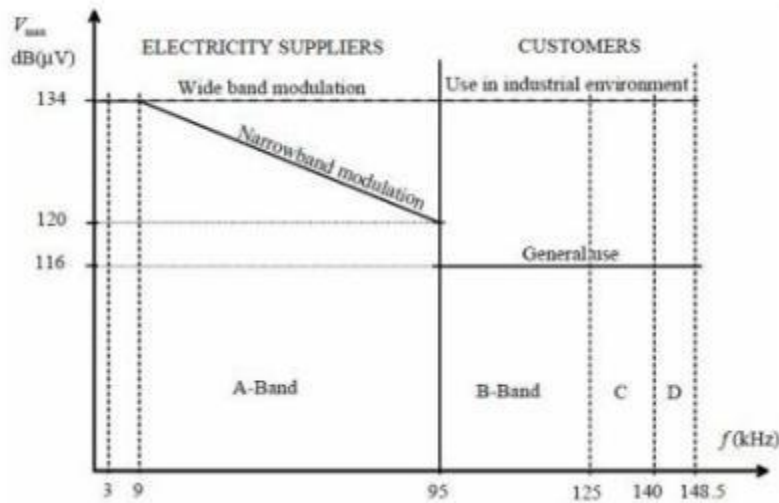
tetty enää vain jossain määrin tariffin ohjaukseen. Sen sijaan kuormien tarpeenmukaista ohjausta on käytetty vain joissakin harvoissa tapauksissa.

Ensimmäinen kaupallinen mittareiden etäluentajärjestelmä eli AMR-järjestelmä (AMR, Automated Meter Reading) oli Metretec Inc.:n kehittämä ja patentoima järjestelmä 1970-luvun lopussa. Metretekin järjestelmä käytti puhelinverkkoa kahdensuuntaiseen tiedonsiirtoon ja se pystyi myös kuormanohjaukseen. (Pat. US 4,241,237) Myöhemmin 1980-luvulla Metretekin järjestelmää seurasi useita muita AMR -järjestelmiä, kuten ABB DLC-M ja RMS PowerNet sekä suomalainen MELKO.

Näiden järjestelmien myötä yleistyi kantoaalto-ohjaustekniikka (DLC, Distribution Line Carrier), joka hyödynsi sähköjakeluverkkoa tiedonsiirtotienään. Nopea ja luotettava kaksisuuntainen tiedonsiirto on yksi joustavan interaktiivisen asiakasliittymän toteutumisen perusedellytyksistä. kasvava tarve siirtää yhä suurempia määriä tietoa asettaa tiedonsiirtojärjestelmille entistä tiukempia vaatimuksia.

AMR -järjestelmien tiedonsiirtoyhteyksien täytyy pystyä välittämään mm. entistä tarkempia energia- ja sähkölaatutietoja sekä erilaisia ohjaus-, valvonta- ja hälytyssignaaleja. Eri toiminnot asettavat erilaisia vaatimuksia tiedonsiirron luotettavuudelle, nopeudelle sekä hinnalle ja niiden perusteella määräytyy pitkälti kulloisenkin tilanteeseen parhaiten soveltuva tiedonsiirto ratkaisu. PLC -tekniikkaa voidaan käyttää niin kapea- kuin laajakaistaiseen tiedonsiirtoon sähköverkossa. PLC -tekniikkaa on ollut käytössä jo vuosikymmeniä, mutta nopeaan tiedonsiirtoon pystyvää tekniikkaa on ilmestynyt vasta viime vuosien aikana. Sähköverkkotiedonsiirto voidaan jakaa eri kategorioihin kaistanleveyden mukaan; kapeakaistaiseen (<100 kbit/s) ja laajakaistaiseen (<200 Mbit/s). Yleisimpiä käyttökohteita kapeakaistaiselle sähköverkkotiedonsiirrolle ovat erilaiset automaattiosovellukset sekä mittarinluku ja laajakaistaiselle sisäverkot sekä Internet-yhteydet. Pienjänniteverkoissa tapahtuvaa tiedonsiirtoa sääntelee Euroopassa GENELEC:n määrittämä standardi EN 50065-1. Se määrää pienjännite tiedonsiirron taajuusalueeksi 3-148,5 kHz, joka jakautuu neljään alahaaraan. Taajuuskaista A 3-95 kHz on tarkoitettu ainoastaan sähköverkkoyhtiöiden käyttöön ja taajuuskaistat B, C ja D on varattu kaikki kiinteistöjen sisäisen sähköverkkotiedonsiirron käyttöön. CENELEC EN 50065-1 määrittelee myös lähettimen maksimaalisen lähtöjännitteen signaaloinnin eri tasoille. Taajuuskaistan A maksimisignaalitaso on 134 dB μ V, joka on laajakaistaisen moduloinnin käytössä. Kapeakaistaisen moduloinnin maksimisignaalitaso on 120

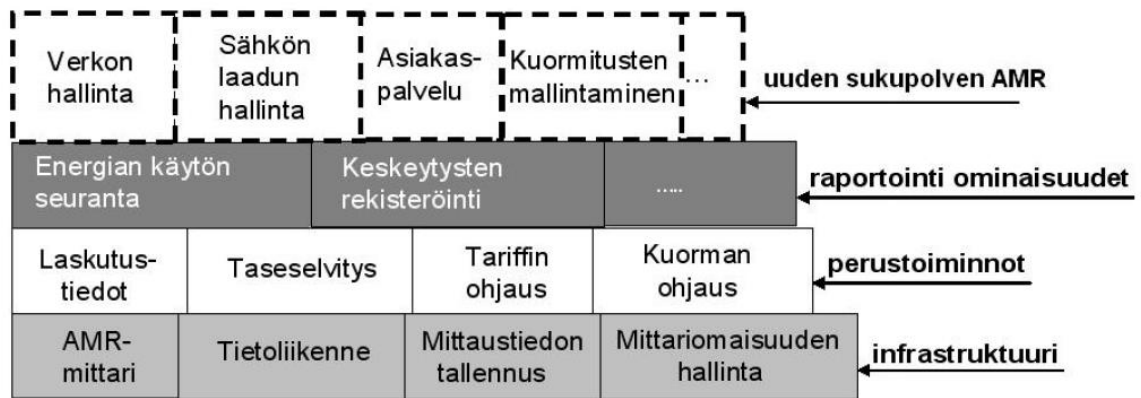
dB μ V. Alla olevassa kuvassa 16 on esitetty CENELEC:n määrittelemät taajuuskaistat pienjänniteverkossa.



Kuva 16. Taajuuskaistat pienjänniteverkossa

Uuden sukupolven AMR- järjestelmät koostuvat energiamittareista ja tiedonkeruujärjestelmästä sekä kahdensuuntaisesta tiedonsiirtoyhteydestä niiden välillä. Järjestelmien ensisijainen tehtävä on ollut kerätä etäluennan avulla tietoa energian (sähkö, kaasua, vesi tai kaukolämpö) kulutuksesta tarkempaa laskutusta varten. Todellisen energian kulutuksen tunteminen helpottaa verkkoyhtiöiden laskutusta, sillä uusien AMR -järjestelmien myötä arviolaskutuksesta voidaan luopua.

Laajamittaisia investointeja uuden sukupolven AMR -järjestelmiin ei voida kuitenkaan perustella taloudellisesta näkökulmasta pelkästään laskutuksen tarkentumisesta saatavilla hyödyillä. Perinteisen kuukausittaisen tai vuosittaisen energiankulutuksen mittauksen lisäksi uuden sukupolven AMR -mittareiden pitää mahdollistaa myös paljon monipuolisempia toimintoja. Uuden sukupolven AMR -järjestelmät ovatkin lisänneet etäluettavien energiamittareiden mahdollistamia toimintoja perinteisiin AMR -järjestelmiin nähden. Tämän vuoksi uuden sukupolven AMR -mittareita voidaan kutsua älykkäiksi mittareiksi. Seuraavassa kuvassa 17 on esitetty tasomalli, joka havainnollistaa AMR -järjestelmien mahdollistamia toimintoja. Mallin kaksi alinta tasoa kuvaavat perinteisen AMR -järjestelmän mahdollistamia toimintoja. Järjestelmät, jotka hyödyntävät uuden sukupolven AMR -mittareita, mahdollistavat mallin kaikki neljä tasoa.



Kuva 17. AMR – järjestelmien tasomalli (Löf, 2009,54)

AMR -järjestelmien mahdollistamien toimintojen kehittäminen vaatii järjestelmiltä ennen kaikkea avoimuutta ja yhteensopivuutta. Niiden avulla voidaan ohjata järjestelmä- ja laitetoimittajia vapaaseen kilpailuun, eikä verkkoyhtiöiden tarvitse olla riippuvaisia vain yhden toimittajan tuotteista. AMR -järjestelmä voidaan tällöin rakentaa käyttäen eri valmistajien toimittamia järjestelmän osakomponentteja, jolloin voidaan toteuttaa parhaiten soveltuva ratkaisu järjestelmän eri tasoilla sekä kehittää nopeasti uusia vaihtoehtoja. Lisäksi järjestelmän eri osakomponentit ovat tällöin myös helposti vaihdettavissa. (Löf 2009, 54)

2.8.4 Etäluettavien energiamittareiden ominaisuuksia

Pienasiakkaille tarkoitettujen etäluettavien energiamittareiden hinnat ovat viime aikoina laskeneet ja niiden ominaisuudet ovat monipuolistuneet. Energiamittareiden kehityksen myötä monipuolisen toiminnallisuuden toteuttamiseksi ei ole enää välttämätöntä käyttää kalliita suurasiakaskäyttöön tarkoitettuja mittareita. Nykyään markkinoilla on tarjolla useita pienasiakkaille tarkoitettuja etäluettavia energiamittareita useilta eri valmistajilta. Edullisten ja kalliiden mittareiden ominaisuuksissa voi kuitenkin olla melko suuriakin eroja. (Löf 2009, 54)

Useimmat nykyisistä energiamittareista tukevat vähintään osittain eurooppalaista avointa mittarinlukustandardia DLMS/COSEM (Device Language Message Specification / Companion Specification for Energy Metering), joka on kehitetty mittareiden rekisteriluentaa varten. Rekisteriluenta mahdollistaa monipuolisempien tietojen saannin mittareilta verrattuna pulssiluenta, joka mahdollistaa ainoastaan kulutustiedon saannin. Pulssiluenta käytetään kuitenkin vielä vanhoissa AMR -järjestelmissä, jotka tosin ovat

jo vähitellen poistumassa. Uusissa mittareissa voi silti rekisteriluennan ohella olla myös mahdollisuus lukea pulssitietoja, mikä mahdollistaa pulssilähtöisten veden, kaasun ja kaukolämmön kulutusmittareiden luennan. (Löf 2009, 54–55)

Nykyisten mittareiden ominaisuudet sähkölaskutukseen liittyvien toimintojen osalta alkavat olla jo kunnossa. Tuntimittauksia voidaan säilyttää mittareissa vähintään kuu-kauden tai useissa mittareissa jopa yli vuoden ajan. Yleensä kuitenkin tiedot energian kulutuksesta luetaan mittareista vähintään kerran päivässä. Useat nykyisistä etäluettavista mittareista kykenevät kulutetun sähköenergian lisäksi mittaamaan myös tuotettua sähköenergiaa. Kulutetun tai tuotetun energian mittarit laskevat käyttämällä lähtötietoina kaikkien vaiheiden jännitteiden ja virtojen mittauksia, sillä vaihejännitteet ovat pienjänniteverkossa harvoin keskenään symmetrisiä. Samojen mittausten avulla saadaan laskettua myös pätö- ja loisteho. Joihinkin mittareihin on saatavilla optiona niin sanottu 4- kvadranttimittaus, jonka avulla saadaan pätö- ja loistehon suuruudet molempiin suuntiin. (Löf 2009, 55)

Mittareiden vaihekohtaisia jännitemittauksia voidaan hyödyntää myös erilaisten jännitteen laatusuureiden seuraamiseen. Jännitteenlaadun seurantaominaisuudet vaihtelevat suuresti eri valmistajien mittareiden kesken, mutta jotkin uusimmista etäluettavista energiamittareista kykenevät jo seuraamaan joitakin tavallisimpia jännitteen laatusuureita, kuten jännitetasoja, ja niiden standardinmukaisuutta. Monipuoliseen jännitteen laadunvalvontaan kykeneviä etäluettavia energiamittareita on pidetty ainakin toistaiseksi kustannuksiltaan ja vaihtelevissa määrin myös ominaisuuksiltaan soveltumattomina laajamittaiseen pienasiakkaiden mittarointiin. Tarkempaan jännitteen laatusuureiden mittaukseen on ollut saatavilla erillisiä asiakkaan energiamittariin asennettavia lisämoduuleita, joilla voidaan mitata useita eri jännitteen laatusuureita. Tällaisten laatumoduulien avulla saadaan tietoa useista jakelujännitteen laatuun liittyvistä suureista, kuten vaihejännitteistä, jännitteen epäsymmetriasta, välkynnästä ja kokonaissäröstä, sekä jännitekuopista ja -kohoumista. (Löf 2009, 55)

Laatumoduulilla varustettu energiamittari voidaan asentaa tiettyihin valikoituihin kohteisiin, kuten jakelumuuntamolle tai yksi kutakin pienjännitelähtöä kohden paikkaan, missä jännitteen laadun uskotaan olevan heikoin. Nykyisistä mittareista löytyy yhä useammin hälytysominaisuus. Mittari kykenee havaitsemaan vian sekä päättelemään sen tyyppin ja lähettämään saadun tiedon perusteella hälytyksen. Mittari voi lähettää hälytyk-

sen, jos esimerkiksi nollajohdin katkeaa, vaihejännite puuttuu tai jakelujännitteen laatu ei ole hyväksyttävällä tasolla.

2.8.5 Nollavika pienjänniteverkossa

Pienjänniteverkon ilmajohtimet ovat Suomessa pääsääntöisesti AMKA -tyyppisiä riip-pukierrejohtimia, joissa polyeteenieristetyt vaihejohtimet on kierretty paljaan alumiini-sen kannatinjohtimen ympärille. Alumiininen kannatin johdin toimii samalla verkon nollajohtimena. (Nieminen 2011, 34)

Nollavika tilanne syntyy kun pienjänniteverkon PEN -johdin katkeaa, tämä aiheuttaa sähköjohdoissa jännitteiden epänormaalia nousua ja laskua. Normaali tilanteessa sähkö-johdoissa jännite on 230 V, nolla-vian syntyessä pienjänniteverkkoon johtimien jännite arvot saattavat nousta 400 V:iin. Nollajohdinviat ovat hankalia vikoja verkkoyhtiölle, koska niihin liittyvät yleensä verkoston ylijännitteet, jotka voivat aiheuttavat vaaratilan-teita ihmisille. Ylijännitteet synnyttävät suuria kosketusjännitteitä jakeluverkostossa ja asiakkaiden sähköverkostoihin. Nämä ylijännitteet aiheuttavat vaaratilanteiden lisäksi sähkölaiterikkoja. Nykyisellä häiriönvalvonnalla nollaviat tulevat esille yleensä asia-kas ilmoitusten perusteella ja näin ollen pienjänniteverkon sähkönsyöttö saadaan kat-kaistua vasta korjaushenkilöstön saapuessa vikakohteeseen. Tästä johtuen sähkönsyöttö voi olla virheellistä pitkiä ajanjaksoja ennen sähkönsyötön katkaisua ja aiheuttaa turval-lisuus riskin sekä laiterikkoja. Nollavika ilmenee asiakkaan kiinteistössä mm. poik-keavana valojen kirkastumisena ja himmenemisenä. Nollavika tilanteet tulkitaan ylei-sesti sähköntoimituksen virheiksi niihin liittyvien ylijännitteiden vuoksi, tällöin verkko-yhtiö on korvausvelvollinen asiakkaalle aiheutuneisiin vahinkoihin, kuten sähkölaite-rikkoihin. Nolla-vikojen aiheuttamat vahingonkorvausmäärät ovat vuositasolla todella suuria. (Nieminen 2011, 34)

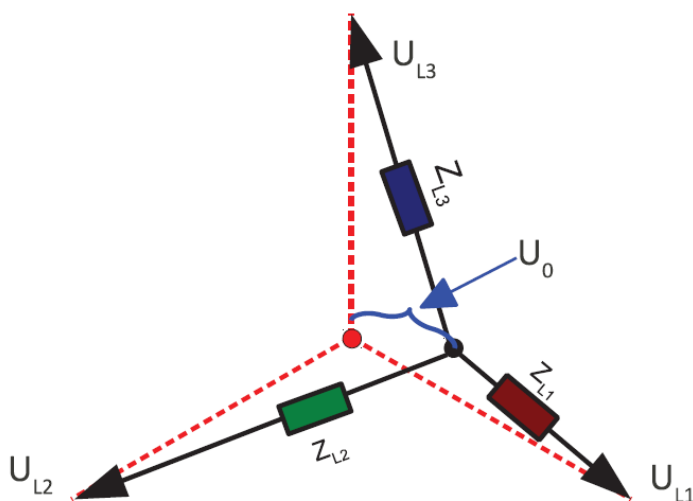
Mikäli sähköntoimitus on virheellistä, on asiakkaalla oikeus korvaukseen vahingosta, jonka hän kärsii virheen vuoksi. Virheestä johtuvat vahingot korvataan pääsääntöisesti sekä kuluttaja-asiakkaalle, että muille sähkönkäyttäjille (Sähkömarkkinalaki 17.3.1995/386, 27 e §).

Kehittyneemmillä etälentalaitteilla pyritään saamaan tieto mahdollisesta nollaviasta heti sen ilmaannuttua sähköverkkoon. Tällä pyritään lyhentämään virheellisen sähkön-

syötön kesto, jolla ennalta ehkäistään sähköturvallisuus riskiä ja asiakkaiden laiterik-koja. Tämä tuo samalla verkkoyhtiölle merkittävää taloudellista säästöä ja parantaa sähköturvallisuutta. Etäluennan myötä uudet mittalaitteet lähettävät hälytyksen havaitessaan nollavian AMR -mittari havaitsee nolla-vian, kun seuraavat ehdot täyttyvät:

- Kahden vaiheen jännitteen näistä kolmesta L1:stä, L2:sta tai L3:sta pitää olla yli kynnysjännitteen LHiTh.
- Yhden vaihejännitteen L1:stä, L2:sta ja L3:sta pitää olla alle kynnysjännitteen LLoTh.
- Yllä olevien ehtojen täytyä nolla-vian on oltava havainnointiajan eli yhtäjaksoisesti 10 sekuntia päällä jotta mittalaite lähettää hälytyksen nolla-viasta käyttökäyttöjärjestelmään.

Alla olevassa kuvassa 18 on graafisesti havainnollistettu epäsymmetrisen kuormituksen ja nollavian aiheuttamaa vaihejännite-epäsymmetriaa ja nolla jännitteen nousua. (Anti Nieminen 2011, 34)



Kuva 18. Vaihejännite-epäsymmetria ja nollajännite

Kuvassa punaisella katkoviivalla esitetty terve tilanteen jännitteet ja sakaroiden keskikohdassa sijaitseva punainen pallo vastaa maapotentiaalia. Koska nollavirralla ei ole kulkureittiä, asettuvat vaihejännitteet sellaiseen arvoon, että vaihevirtojen summa on nolla. Suurimmalla kuormalla olevan vaiheen (vaiheen ja nolla johtimen välillä on pieni resistanssi) jännite putoaa ja muiden vaiheiden jännite nousee. Jos kahdella vaiheella

on yhtä suuri ja kolmannella vaiheella hieman pienempi kuormitus, käy niin, että kahden vaiheen jännite laskee ja vain yhden nousee. Nollajännite on nousevasta nollajännitteestä johtuen sellainen vika, joka halutaan erottaa nopeasti verkosta. Uudet AMR -mittarit kykenevät havaitsemaan nollavian ja kykenevät katkaisemaan automaattisesti sähköt pois käyttöpaikalta. Haastavan nollavian havainnoinnista tekee se että jokainen nollavika on erilainen ja vian aikanakin jännitteet vaihtelevat kuormituksen mukaisesti, kun asiakas kytkee tai irrottaa laitteen verkosta. (Nieminen 2011, 35)

Jotta voidaan saada luotettavaa tietoa muuntopiirikohtaisesti, olisi hyvä asentaa vähintään kaksi laatuominaisuuksilla ja hälytyksellä varustettua mittaria yhteen muuntopiiriin. Haukiputaan Sähköosuuskunnalla on parhaillaan menossa projekti, jossa vertailaan kahden eri valmistajan L&G:n ja Aidonin mittareiden ominaisuuksia pienjännitehälytys ja -laatu tietojen keruuseen. Laatu ja hälytys tieto on tarkoitus saattaa ABB:n DMS600 verkkotietijärjestelmään.

Hälytysten lisäksi mittarit rekisteröivät sähkön laatuun liittyvää tietoa, kuten keskeytysten kestoja, sekä jänniterajojen ylityksiä ja alituksia. Useimmissa mittareissa käytetään akkua tai superkondensaattoria varmistamaan hälytysten lähettäminen myös sähkön syötön keskeydyttyä.

Osa nykyisistä mittareista sisältää ohjattavia relelähtöjä. Mittareiden relelähdöt mahdollistavat erilaisten kuormien, kuten lämmityskuorman ohjauksen. Releitä voidaan ohjata ohjelmoitavien viikkoaikataulujen avulla tai mittarinluentajärjestelmän dynaamisten komentojen avulla. Relelähdöt mahdollistavat suoran kuormanohjauksen lisäksi siis myös tariffi- tai tehonrajoitus pohjaisen kuormien ohjauksen. Joissakin mittareissa on lisäksi kytkin, joka mahdollistaa sähkötön päälle ja pois kytkennän etänä. Tosin sähkötön päälle kytkentä on siitä huolimatta tehtävä aina paikallisesti turvallisuussyistä johtuen sen jälkeen kun kytkentämahdollisuus on ensin kauko-ohjauksella vapautettu. (Nieminen 2011, 36)

Nyt asennettavien mittareiden käyttöikä on yleisesti arvioitu 10–20 vuotta. Mittareiden asennustyö maksaa tavallisesti enemmän kuin itse mittari, minkä vuoksi niiden pitäisi ominaisuuksiltaan kattaa mahdollisimman hyvin kaikki mahdolliset kuviteltavissa olevat tulevaisuuden tarpeet niiden käyttöiän aikana. Nyt asennettavien mittareiden ominaisuudet tulevat määräämään ne palvelut, joita mittareiden avulla voidaan tarjota

seuraavat 10–20 vuotta. Mittareiden ominaisuuksien päivitystä voidaan pitää taloudellisesti järkevänä ainoastaan tiedonsiirtoyhteyden yli tehtävän etäpäivityksen avulla. Nykyisissä mittareissa mahdollisuus päivittää ohjelmistot ja parametrit tietoliikenneyhteyden onkin yleinen. Kaikki mittareiden ominaisuudet eivät kuitenkaan välttämättä ole muutettavissa etäpäivityksen avulla vaan ne saattavat vaatia myös laitteistomuutoksia. (Nieminen 2011, 36)

Vaikka mittari olisi etäpäivitettävissä, ovat useat mittareista verrattain yksinkertaisia ja suunniteltu ensisijaisesti nimenomaan energianmittaukseen. Sen vuoksi niiden suorituskyky ei välttämättä salli useita erilaisia lisätoimintoja. Mittareiden yleinen kehitys voi-kin johtaa samansuuntaiseen ratkaisuun kun esim. Aidonin mittareissa. Mittarit suunnitellaan ja rakennetaan modulaarisiksi ja kullekin toiminnolle on olemassa erillinen moduli. Lisä moduleilla mittariin voidaan lisätä ominaisuuksia.

3. SÄHKÖVERKON SUUNNITTELUN PERUSTEET

Sähkönjakeluverkkojen suunnittelu muodostuu useista eri tehtävistä. Suunnittelun aikajänne voi olla pisimmillään jopa kymmeniä vuosia.

Verkon suunnitteluun liittyvät tehtävät voidaan jaotella seuraavasti:

- pitkän aikavälin kehittämis-suunnittelu.
- kohdesuunnittelu (verkostosuunnittelu).
- maastosuunnittelu.
- rakennesuunnittelu.
- työsuunnittelu.

Kaikissa suunnitteluvaiheissa tavoitteena on löytää sellainen teknisesti toimiva ratkaisu, jonka kokonaiskustannukset ovat mahdollisimman pienet. Yleisesti suunnittelutehtävä voidaan esittää suunnittelujakson aikana syntyvien, investointi-, häviö-, keskeytys- ja ylläpitokustannuksista muodostuvien kokonaiskustannusten nykyarvon minimointitehtävänä. (Lakervi & Partanen, 2008, 63)

Kustannusten minimointi on tehtävä suunnittelutehtävään liittyvien reunaehtojen rajoissa. Tyypillisiä reunaehtoja ovat:

- Jännitealenema ei saa olla sallittua suurempi.
- Johtojen termistä kestoisuutta ei saa ylittää.
- Johtojen tulee olla oikosulkukestoisia.
- Suojauksen toimivuuteen liittyvien määräysten tulee täytyä, esim. maasulkusuojaus.
- Sähköturvallisuuteen liittyvien määräysten tulee täytyä, esim. maadoitusjännitevaatimukset.

Koska sähköverkon komponenttien teknis-taloudelliset pitoajat ovat pitkiä, korostuu sähköverkon pitkän aikavälin suunnittelu. Pitkän aikavälin kehittämissuunnittelussa pyritään pääpiirteittäin määrittämään, millaisin toimin verkkoa tulisi suunnittelujakson aikana kehittää, eli mitä suuria ja laajasti vaikuttavia investointeja eri vuosina tarvitaan jotta verkosto täyttäisi koko tarkasteltavan ajan sille asetetut vaatimukset. Kehittämissuunnitelma toimii pohjana ja taustainformaationa yksityiskohtaista verkostosuunnittelua tehtäessä. Verkostojen pitkän aikavälin kehittämissuunnittelun yksi keskeinen osio on päättää periaatteista ja lähtötiedoista, joilla kehittämissuunnittelua ja myös yksityiskohtaisempaa verkostosuunnittelua verkkoyhtiössä tehdään. Verkoston kohde suunnitte-

lun tavoitteena on yksiselitteisesti määrittää toteutettavan investoinnin muoto, esimerkiksi mitoittaa keskijännitejohdot, sekä päättää investoinnin toteutus ajankohta. (Lakervi & Partanen 2008, 63–71)

Maastosuunnittelun tehtävänä on sijoittaa suunnittelu verkstorakenne maastoon. Tyypillinen tehtävä on esimerkiksi avojohdon tarkan reitin ja johtokadun maastoprofiilin määrittäminen. Maastosuunnittelun yhteydessä sovitaan yleensä myös maankäyttöön liittyvistä kysymyksistä maanomistajien kanssa. Rakennesuunnittelun tehtävänä on mitoittaa esimerkiksi avojohdon pylvää, harukset sekä sijoittaa pylvää lopullisille paikoilleen. Tuloksena rakennesuunnittelusta saadaan teknisten piirrosten lisäksi tarvike-luettelo tarvikkeiden tilausta ja toimitusta varten. Työsuunnittelussa määritellään investointien toteuttamiseen tarvittavat henkilö- ja työvälinen resurssit sekä aikataulu työn toteutukselle. (Lakervi & Partanen 2008, 64)

Esimerkiksi yhdellä KJ -johdolla voidaan siirtää muutaman megawatin teho kilometrien päähän, mikä tarkoittaa satoja pienjänniteasiakkaita. Esimerkiksi Raven -johdolla voidaan siirtää 1 MW teho noin 30 km päähän sallittaessa 5 % jännite alenemaa. Tästä johtuen keskijänniteverkon vikaantumisen voi vaikuttaa suureen asiakasmäärään laajalla alueella. Edellä mainituista seikoista johtuen verkkoyhtiöissä keskijänniteverkon suunnitteluun tulee käyttää resursseja kohtalaisen paljon. Seuraavissa kappaleissa esitetään keskijänniteverkon mitoittamiseen, suojaamiseen ja kustannuksiin kuuluvat tekijät.

3.1 Keskijänniteverkko

Keskijänniteverkko alkaa syöttävältä sähköasemalta, jossa suurempi siirtojännite, useimmiten 110 kV, muunnetaan 20 kV:iin. Sähköasema toimii verkon jakelukeskukseksi, jossa sijaitsee pääosa suojareleistyksistä. Suomessa keskijänniteverkko ulottuu käytännössä kaikille asutuille alueille. Harvaan asutuilla alueilla keskijänniteverkon suhteellinen osuus koko jakeluverkosta on suuri. Kaupunkiverkot ja maaseutuverkot eroavat rakenteellisesti toisistaan. Kaupunkiverkot rakennetaan maakaapeliverkoiksi turvallisuus ja tilankäyttösyistä, kun taas maaseutuverkot ovat avojohtoverkkoja. Tämä kehitys johtuu maakaapeloinnin kalleudesta vaihtelevassa maastossa maaseudulla sekä pitkistä siirtomatkoista. Viimeaikoina tosin on kaapeloinnin kannattavuutta tutkittu paljon.

Avojohtoverkko vaatii leveät johtokujat, jotka ovat kalliita ja maisemallisesti epäesteettisiä.

Keskijännitelinja viedään yleensä alle kilometrin päähän kulutuspiisteestä, jotta pienjännitesyöttö saadaan mahdollisimman lyhyeksi. Pienjänniteverkon pituutta rajoittaa mm. häviöiden kasvu. Jännitteen alenema ei saa kasvaa liikaa ja suojauksen, eli nolausehtojen, on toteuduttava. Maaseutu verkoissa etäisyydet ovat yleensä pitkiä, mikä aiheuttaa suuria jännitteen alenemia ja kasvavia häviöitä. Johtopituuden kasvaminen huonontaa myös jännitejäykkyyttä. Keskijänniteverkossa käytettävä jännite on kehittynyt ensin 6 kV ja sittemmin 10 ja nykyään käytettävään 20 kV. Vielä nykyäänkin joistain vanhoista verkoista löytyy kuitenkin 6 kV ja 10 kV jännitetasoja. (Kaipia 2004, 12)

Harvaanasutuilla alueilla keskijänniteverkon suhteellinen osuus koko jakeluverkosta on suuri. Keskijänniteilmajohdon investointikustannukset ovat likimain samaa luokkaa kuin pienjännitejohtojen. Keskijänniteverkon osuus koko sähköhuollon kustannuksista muodostuu laajan verkon vuoksi kuitenkin varsin suureksi. (Kaipia 2004, 14)

Suomessa keskijänniteverkko toteutetaan kolmivaiheisena ja sen jännite on nykyään lähes poikkeuksetta 20 kV. Keskijänniteverkko toteutetaan yleensä maasta erotettuna tai sammutettuna. Sähkönjakeluverkkoja käytetään lähes poikkeuksetta säteittäisinä, koska suojauksen toteuttaminen ja häiriöiden rajaaminen on tällöin helpompaa. Samoin oikosulkuvirrat ovat pienempiä ja jännitteensäätö helpompaa. Rengasverkossa taas häviöt ovat pienempiä. Keskijänniteverkon rakentamiskustannukset suosivat säteittäistä verkkoa. Tavallisesti verkko kuitenkin keskeisimmiltä osiltaan rakennetaan silmukoiduksi, sillä silmukoitu verkko on käyttövarmempi. Rengasverkkoja käytetään kuitenkin säteittäisinä, jakamalla ne eri jakelualueiksi. Silmukoidun verkon kalliimmat rakentamiskustannukset saadaan takaisin lyhentyneiden keskeytysaikojen pienentämien keskeytyskustannusten kautta. Haja-asutusalueilla jakelun varmistaminen verkon silmukoinnilla tulisi kuitenkin huomattavasti kalliimmaksi kuin keskeytyskustannuksista saatava hyöty, joten silmukointi tulee kyseeseen lähinnä taajamissa (Lakervi & Partanen, 2008, 125).

3.2 Suojaukset keskijänniteverkossa

Sähköverkon normaali toiminta edellyttää, että estetään vaarallisten jännitteiden syntyminen ja että virtapiirien virrat eivät vahingoita laitteita tai aiheuta ympäristöä turmelevaa lämpötilaa. Sähköturvallisuusmääräyksissä annetaan määräyksiä erityisesti sellaisten vikatapauksen varalle, jotka voivat aiheuttaa hengen tai omaisuuden vaaraa. Tällaisia ovat ylikuormitus, ylijännitteet, laitteiden vioittuminen tai toimintahäiriö, sekä inhimillinen erehdys. Turvallisuuden lisäksi jakelujärjestelmä on suunniteltava siten että esiintyvät viat aiheuta tarpeettomia keskeytyksiä. Sähköverkko suunnitellaan siten, että mahdolliset vikatilanteet on jo ennalta otettu huomioon ja suunniteltu eri vikatyypeille soveltuvat suojalaitteet. Ylijännitteet, jotka ovat joko ilmastollisia tai kytkentäjännitteitä, aiheuttavat osan vikatapauksista. (Aura & Tonteri 1993, 167–185)

Keskijänniteverkkojen suojauksilla saavutetaan osa viranomaisten asettamista sähköturvallisuusvaatimukset ja parannetaan sähköjakelun luotettavuutta. Sähköjakelun luotettavuutta voidaan myös parantaa määräyksiä paremmalla suojauksien toiminnalla ja vikapaikan nopealla erottamisella. Suomessa keskijänniteverkot on suojattu maa- ja oikosuluilta sähköasemalle sijoitetuilla vakioaikaylivirtareleillä.

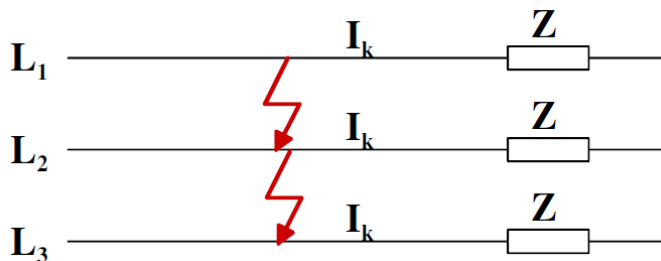
Suomessa voimassa olevat sähköturvallisuusstandardit sisältävät joukon yleisiä suojaukselle asetettuja vaatimuksia, jotka sähköyhtiön on täytettävä. Minimivaatimuksia tehokkaammalla suojauksella sekä siihen liittyvällä automaatiolla voidaan usein paljonkin parantaa sähköjakelun luotettavuutta. Keskijänniteverkon erikoispiirteitä ovat säteittäinen syöttötapa, sekä tähtipistemaadoitusten ja nollajohtimen puuttuminen. Edellinen yksinkertaistaa selektiivisen suojauksen toteuttamista. Jälkimmäinen tekee maasulusta luonteeltaan oikosulusta poikkeavan vian, jonka tunnistaminen ja paikantaminen vaativat oman tekniikkansa. Keskijänniteverkkoja syöttävien sähköasemien kaikki kennot ovat releistetyjä. Sen sijaan itse keskijänniteverkossa välikatkaisijoita tai kytkemöitä on vähän. (Lakervi & Partanen 2008, 176)

Oikosulku on järjestelmän kahden tai useamman virtajohtimen välinen pieni-impedanssinen eristysvika. Jos eristysvika on yhden äärijohtimen ja nollajohtimen välillä, on kyseessä yksivaiheinen oikosulku. Jos eristysvika on kahden tai useamman äärijohtimen ja nollajohtimen välillä, on kyseessä monivaiheinen oikosulku. Oikosulkusuunnittelun yhteydessä on ratkaistava kaksi perus asiaa. On laskettava oikosulkuvirran

suuruus koko sähköverkon jokaisessa pisteessä, sekä mitoittaa verkon komponenttien kestävyys kyseisen oikosulkuvirran sattuessa.

Oikosulkulaskut ovat yksinkertaisimpia säteittäisessä verkossa. Suljetussa johtoverkossa oikosulkuvirtojen laskeminen on helpompaa tietokoneen avulla, monimutkaisten laskentojen suorittamiseksi. Sähköverkon kaikkien osien on kestettävä oikosulkuvirtojen dynaamiset ja termiset vaikutukset. Oikein mitoitettu sähkölaitos, joka on asianmukaisesti suojattu suojarieheen, kestää oikosulun aiheuttamat dynaamiset ja termiset vaikutukset.

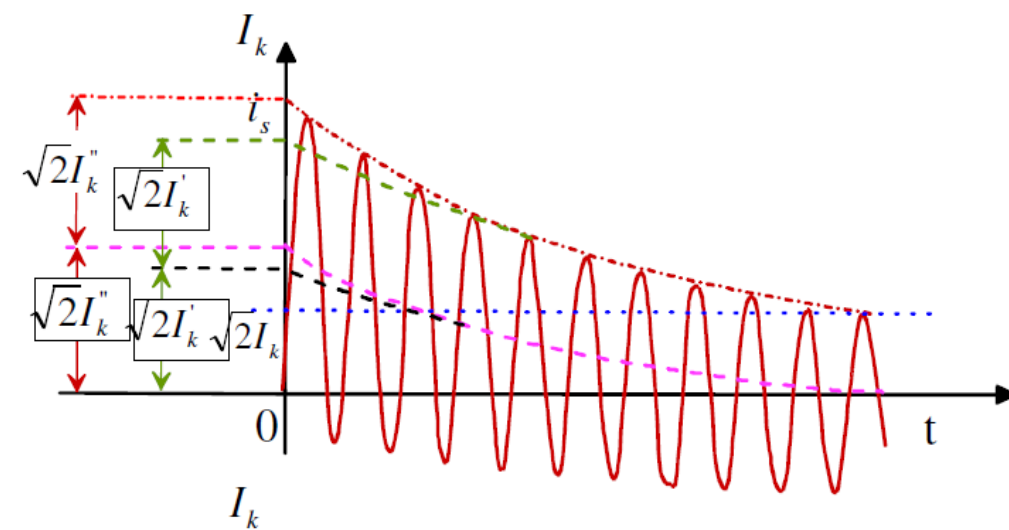
Oikosulku on sähköverkkoa eniten rasittava vika. Se on aina kytkettävä mahdollisimman nopeasti pois, pahin mahdollinen oikosulku on 3-vaiheinen oikosulku. Tällainen oikosulkuvirta voi saavuttaa 30...40 kertaisia nimellisvirta-arvoja. Oikosulkuvirta voi vioittaa johtimia ja kojeita. Tästä johtuen laitteille ilmoitetaan suurimpien sallittujen virtojen sallitut kestoajat. Seuraavassa kuvassa 19 on esitetty pahin mahdollinen 3-vaiheinen oikosulku. (Aura & Tonteri, 1993, 159)



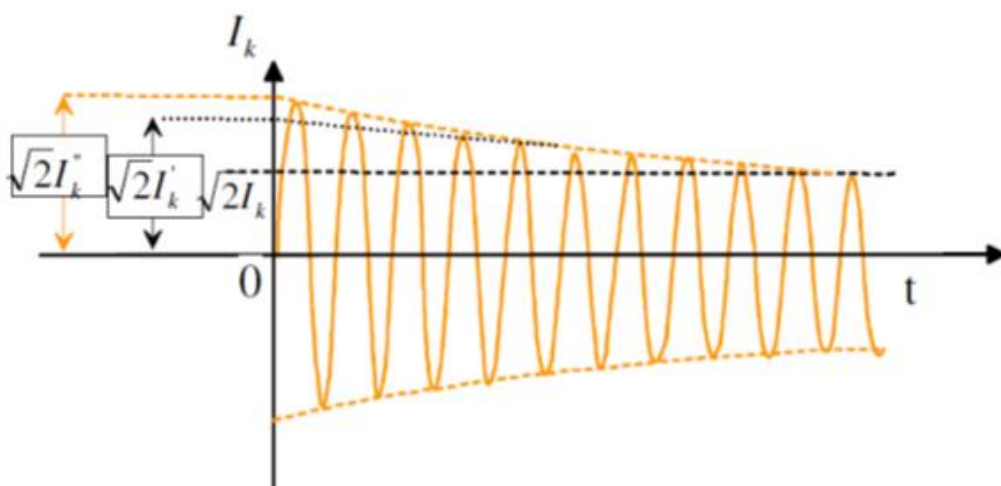
Kuva 19. Kolmivaiheinen oikosulku (Martimo, 2011, 42)

Kolmivaiheista oikosulkua syöttää normaalitilassa symmetrinen kolmivaihejännite. Oikosulun alkuhetkestä riippuen virta voi olla joko symmetrinen, jolloin oikosulku tapahtuu jännitteen huippuarvon hetkellä, tai epäsymmetrinen. Useimmiten oikosulkuvirta on näiden välimuoto ja erityisesti kolmivaiheverkossa erivaiheiden oikosulkuvirrat ovat sattumanvaraisia välimuotoja. Epäsymmetrisessä oikosulkuvirrassa on tasakomponentti, joka nostaa jännitteen nollassa liki kaksinkertaiseksi. Seuraavassa kuvassa 20 on esitetty epäsymmetrisen oikosulkuvirran käyttäytyminen. Tasakomponentin suuruus riippuu oikosulun alkuhetkestä. Tasakomponentti voi olla vaihtovirtapiirissä haitallinen ja voi esimerkiksi esimagnetoida mittamuuntajia huonontaen niiden tarkkuusominaisuuksia. (Aura & Tonteri, 1993, 159)

Oikosulkuvirta summautuu piirin kuormitusvirtaan, mutta koska oikosulkuvirta on huomattavasti suurempi kuin kuormitusvirta, oletetaan monesti oikosulkulaskuissa verkon olevan tyhjäkäynnissä. Epäsymmetrisen oikosulkuvirran ensimmäistä oikosulkuhetken jälkeistä huippuarvoa sanotaan sysäyoikosulkuvirraksi i_s . Tätä suurinta oikosulussa esiintyvää virtaa käytetään kojeiden ja laitteiden sähködynaamisten voimien laskenta perusteena, ja se määrää suurimmat esiintyvät mekaaniset rasitukset. (Lakervi & Partanen, 2008, 176). Seuraavissa kuvissa 20 ja 21 on kuvattu epäsymmetrisen ja symmetrisen oikosulku, sekä sen amplitudin vaimeneminen ajan funktiona. Kuvassa 20 nähdään tasavirtakomponentin vaikutus epäsymmetrisen oikosulkuvirran huippuarvoon. (Aura & Tonteri, 1993, 160)



Kuva 20. Epäsymmetrisen oikosulku (Martimo, 2011, 43)



Kuva 21. Symmetrisen oikosulku (Martimo, 2011, 43)

Oikosulkukohdan oikosulkuvirta I_k voidaan laskea Thevenin menetelmän avulla

$$I_k = \frac{U_v}{Z_f + Z_i} \quad (24)$$

jossa

U_v = Vikakohdan jännite ennen vikaa

Z_i = vikakohdan impedanssi, vikakohdasta laskettuna

Z_f = vikaimpedanssi

Epäsymmetrisen oikosulkuvirran hetkellisarvo saadaan oikosulun alkuhetkellä $t=0$, edellä mainitusta yhtälöstä 24 kertomalla yhtälöstä laskettu symmetrisen oikosulkuvirran tehollisarvo I_k , luvulla $2/\sqrt{2}$. Kuvaan 20 on merkitty tämän oikosulkuvirran arvo. Sysäysoikosulkuvirta i_s , josta käytetään monesti merkintää i_{dyn} , on laskettua alkuarvoa hieman pienempi ja se lasketaan korvaamalla kerroin 2 luvulla 1,8 jolloin

$$i_s = 1,8 \sqrt{2} I_k \approx 2,5 I_k \quad (25)$$

Alkuoikosulkuvirta vaimenee nopeasti aikavakion mukaan. Katkaisijaa valittaessa on otettava huomioon, että muutostilan oikosulkuvirta vaimenee jonkin verran hitaammin kuin alkuoikosulkuvirta. Kantaverkossa oikosulkuvirta harvoin saavuttaa jatkuvuustilaa, koska releiden toiminta-ajat ovat pitkiä. Jakeluverkossa ei kuitenkaan tarvitse ottaa huomioon generaattoreiden eikä tahtikoneiden alku- ja muutosreaktanssien vaikutusta oikosulkuvirtaan. Poikkeuksen muodostavat sellaiset verkot, joissa tahtikoneita on viikapaikan läheisyydessä. Katkaisijoiden ominaisarvona käytetään käsitettä oikosulkuteho S_k . Tätä käsitettä käytetään monesti kuvaamaan verkon oikosulkuominaisuuksia. Oikosulkuteho on ennen oikosulkua vallinneen jännitteen ja oikosulkuvirran tulo laskettuna kolmivaihetehona.

$$S_k = \sqrt{3} U I_k \quad (26)$$

jossa

S_k = verkon oikosulkuteho

U = verkon jännite ennen oikosulkua

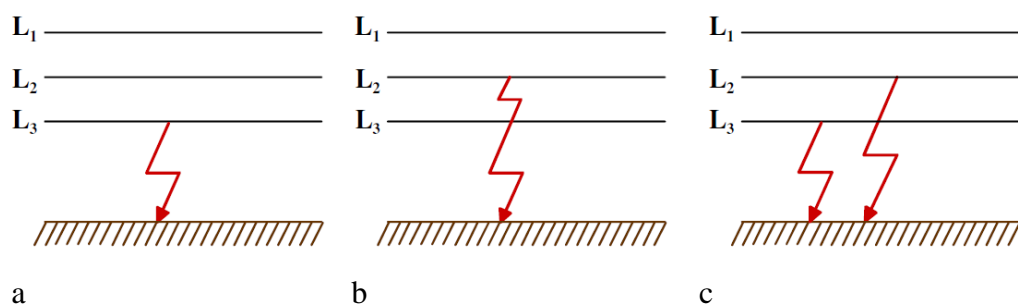
I_k = oikosulkuvirran jatkuvuustilan arvo

Käytännön laskuissa käytetään oikosulkuvirtojen laskemiseen apuna valmiita käyrästäjä.

3.2.1 Epäsymmetriset oikosulut

Epäsymmetrisiä vikoja ovat yksivaiheinen maasulku ja kaksivaiheinen oikosulku, joka voi olla myös samanaikaisesti kaksoismaasulku. Tällaisten vikatapausten käsittelyssä ei voida laskea vaiheita erillisinä yksivaihetapauksina, vaan piiri on ratkaistava kokonaisuudessaan soveltaen piiriteorian menetelmiä. Epäsymmetriset vikatapaukset ratkaistaan yleensä soveltaen symmetristen komponenttien menetelmää, jolloin myös epäsymmetrisille vikatapauksille voidaan johtaa yleispätevät yhtälöt ja säännöt. (Aura & Tonteri, 1993,162)

Kaksivaiheinen oikosulku ja myös sellainen kaksivaiheinen oikosulku, jossa syntyy maakosketus, on verkon kannalta aina oikosulku. Verkko on mitoitettava siten että oikosulkusuojat toimivat joka tapauksessa. Erityisen vaikea on 1-vaiheinen maasulku, maasta erotetussa verkossa. Maasulkutilanteet on esitetty seuraavassa kuvassa 22. Maasulkukohdan vikavastusta ei tunneta ja sen arvo voi vaihdella laajoissa rajoissa. Tämä vaikeuttaa maasulun havaitsemista ja vian poistamista. Yksivaiheinen maasulku voi myös aiheuttaa verkkoon vaarallisen suuria vikajännitteitä ja siten huonontaa sähkönjakelun turvallisuutta. Maasulusta, sen ilmaisusta ja poiskytkemisestä, onkin seikkaperäisiä vaatimuksia sähköturvallisuus määräyksissä. Yli 1000 V järjestelmissä kosketusjännitesuojauksesta on omat määräyksensä SFS 6001 ja ne liittyvät läheisesti yksivaiheiseen maasulkuun. Verkossa, jonka nollapiste on jäykästi maadoitettu, on yksivaiheinenkin maasulku aina oikosulku ja sen laskemiseen voidaan soveltaa oikosulun laskumenetelmiä. (Aura & Tonteri, 1993,162)



Kuva 22. a) maasulku, b) kaksivaiheinen maasulku, c) kaksoismaasulku (Martimo, 2011, 43)

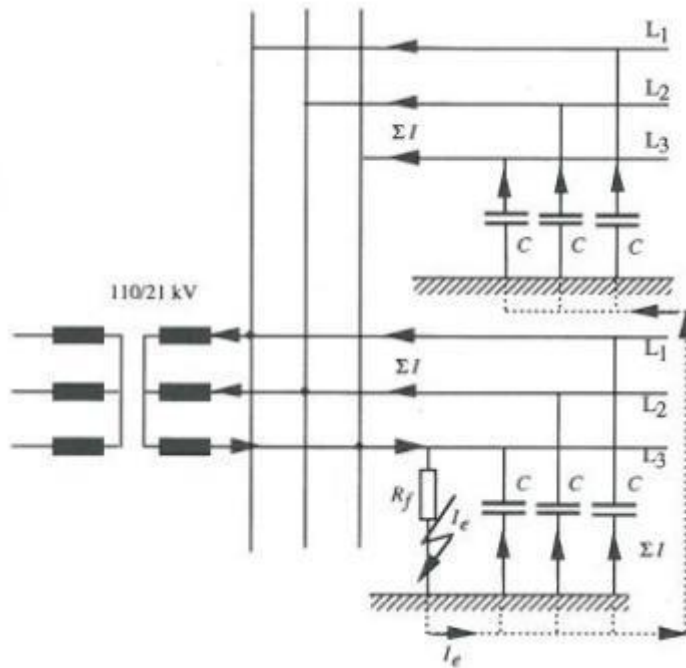
Yleisimmät maasulun aiheuttajat ovat: puut, ukkonen, eläimet, työkoneet, eristin rikkoutuminen ja johdin katkeama. Maasulun haittavaikutuksia ovat ylijännitteet. Ns. terveiden vaiheiden jännite maahan nähden nousee ja aiheuttaa kosketusjännitevaara ja

häiriöjännitteitä. Epäsymmetrinen oikosulku ei tapahdu jännitteen huippuarvon kohdalla. Oikosulkuvirta sisältää vaihtovirtakomponentin ohella myös tasavirtakomponentin, jonka suuruus riippuu oikosulun alkuhetkestä. Epäsymmetrinen oikosulku on yleensä sattumanvarainen välimuoto. (Aura & Tonteri, 1993,162)

3.2.2 Maasta erotetun verkon yksivaiheinen maasulku

Haukiputaan sähkösuuskunnan sähköjakeluverkko on toteutettu suurimmaksi osaksi maasta erotettuna järjestelmänä. Tulevaisuudessa on kuitenkin mahdollista, että sammuksen käyttö yleistyy jälleenkytkentöjen vähentämiseksi, tai kaapeloinnin lisääntyessä kasvattaen maasulkuvirtoja. Maasulku ilmiönä on täysin erilainen kuin oikosulku. Vikavirran suuruudesta ei voida laskea vikapaikan etäisyyttä sähköasemalta ja vikavirrat ovat usein hyvin pieniä vain muutamia ampeereja avojohtoverkoissa. Vikavirtaa kulkeutuu vikapaikkaan kaikilta galvaanisesti yhdessä olevilta sähköaseman lähdöiltä, minkä vuoksi vian paikannus ei onnistu virran suuruuden perusteella. Maasulkuvirran suuruuden määrää sähköaseman lähtöjen yhteen laskettu maakapasitanssi ja mahdollisen vikaresistanssin suuruus. Maakapasitanssin suuruus riippuu verkoston pituudesta ja kaapelityypeistä, sillä maakaapeilla kapasitanssi on moninkertainen verrattuna ilma-johtoihin. (Lakervi & Partanen 2008, 176)

Terveessä tilassa verkon vaihejännitteet maahan nähden ovat symmetrisiä ja niiden summa on nolla. Verkon maakapasitanssien kautta kulkevat virrat ovat symmetrisiä ja niidenkin summa on nolla. Jonkin vaiheen joutuessa maakosketukseen vikaresistanssin kautta, pienentyy viallisten vaiheiden jännite maahan nähden, ja terveen vaiheen jännite nousee. Tapauksessa, jossa vikaresistanssin arvo on nolla, putoaa viallisen vaiheen jännite nolnaan ja muiden vaiheiden jännite maahan nähden nousee järjestelmän pääjännitteen suuruiseksi. Kuvassa 23, on esitetty maasta eristetyn verkon yksivaiheinen maasulkutilanne. (Aura & Tonteri, 1993,162)



Kuva 23. Maastaerotetun verkon yksivaiheinen maasulku (Aura & Tonteri, 1993,163)

Maasulkuvirran I_e km itseisarvo voidaan laskea yhtälöstä

$$I_e = \sqrt{3} \omega C U \quad (27)$$

jossa

U = verkon pääjännite

C = yhden vaiheen maakapasitanssi

$$\omega = 2 \pi f$$

Käsikirjoissa on valmiiksi laskettuja taulukoita, joissa on ilmoitettu kaapelilajeittain maasulkuvirran suuruus pituusyksikköä kohti. Maasulku virran määrittämiseksi tarvitsee tuntea vain kaapelilaji ja sen pituus. Avojohdolle maasulkuvirta voidaan laskea riittävän tarkasti yhtälöstä 28

$$I_e = \frac{U/\text{km } l/\text{km}}{300} \text{ A} \quad (28)$$

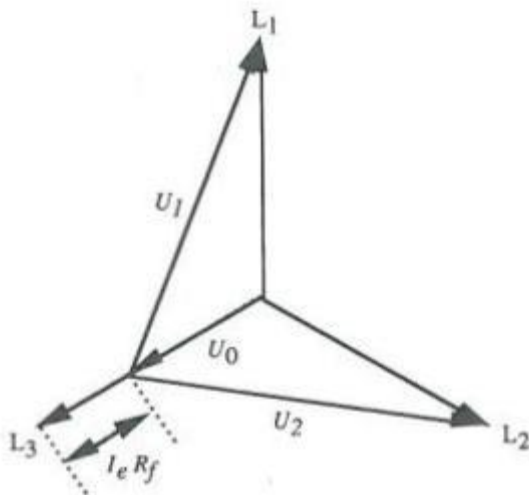
U = verkon pääjännite

l = galvaanisesti yhteen kytketyn avojohdon pituus

Vikapaikan resistanssin kasvaessa maasulkuvirta pienenee. Maasulku aiheuttaa jänniteepäsymmetrian, jonka seurauksena verkon nolapisteen ja maan välille syntyy jänniteero. Tätä sanotaan nolajännitteeksi U_0 . Tämä jännite on sama kuin se jännite, jonka maasulkuvirta aiheuttaa kulkiessaan verkon maakapasitanssien kautta. Nolla jännite voidaan laskea yhtälöstä 29.

$$U_0 = \frac{1}{\sqrt{3} \omega C} I_e \quad (29)$$

Seuraavassa kuvassa 24 on maasulun jännitteet esitetty osoitin piirroksen avulla. Jännite $I_e R_f$ on vioittuneen johtimen jännite maahan nähden vikapaikassa, U_0 on nolajännite ja jännitteet U_1 ja U_2 terveen vaihejohtimen jännitteet maahan nähden. (Aura & Tonteri, 1993,165)

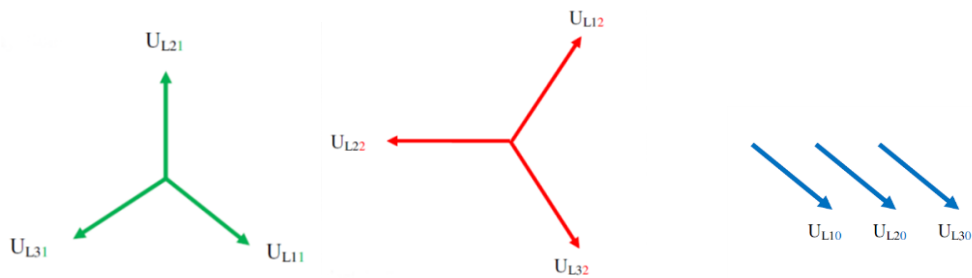


Kuva 24. Eristetynjärjestelmän nolajännite yksivaiheisessa maasulussa. (Aura & Tonteri, 1993,165)

3.2.3 Symmetriset komponentit

Kolmivaiheisessa oikosulussa esiintyy vain myötäimpedansseja, kolmivaiheisen vian tarkastelu on helpompaa kuin epäsymmetrisen. Myötäjärjestelmä on symmetrinen kolmivaihejärjestelmä, jossa vaihejärjestys on L1-L2-L3. Vastajärjestelmä on symmetrinen kolmivaihejärjestelmä, jonka pyörimissuunta on sama kuin myötäjärjestelmässä, mutta vaiheiden L2 ja L3 järjestys muuttuu. Vastajärjestelmän vaihejärjestys on L1-L3-L2. Nollajärjestelmän kaikki vaihesuureet ovat samansuuntaisia ja suuruksiltaan yhtäsuuria, koska nolla järjestelmä on aina yksivaiheinen $U_{L10}=U_{L20}=U_{L30}=U_0$.

Seuraavassa kuvassa 25 on esitetty myötä-, vasta- ja nollajärjestelmän komponentit. Alaindeksillä 1,2 ja 0 on merkitty kunkin kuvan ja vaiheen suuret.



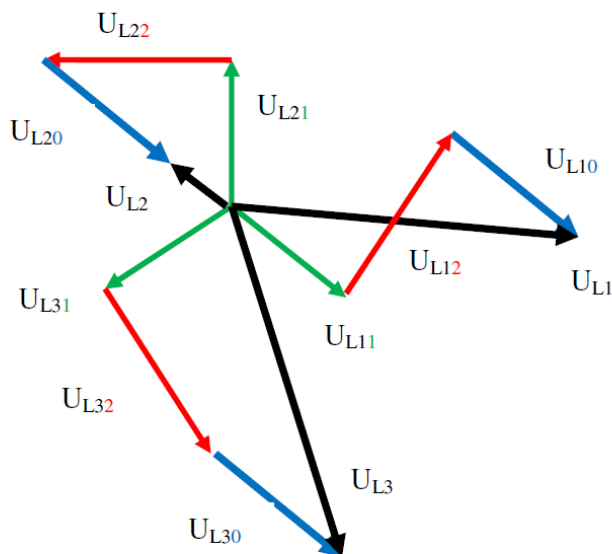
kuva a)

kuva b)

kuva c)

Kuva 25. a) myötäjärjestelmä b) vastajärjestelmä c) nolla järjestelmä (Martimo, 2011, muokattu)

Epäsymmetristen vikatapausten laskennassa ei verkosta voida käyttää tavanomaisia yksivaiheista sijaiskytkentää, vaan kutakin vaihetta on tarkasteltava erikseen. Virtojen ja jännitteiden laskennallinen määrä kolminkertaistuu. Epäsymmetristen tilojen käsittely tulee helpommaksi ja havainnollisemmaksi kuin vaihesuureita käsitellään symmetristen komponenttien avulla vektori piirrosten kautta. Epäsymmetrinen kolmivaiheinen jännite voidaan ilmaista symmetrisiä kolmivaihekomponentteja käyttäen. Seuraavassa kuvassa 26 on esitetty kolmivaihe vektori piirros edellisten symmetristen komponenttien avulla. (Martimo, 2011,4)



Kuva 26. Epäsymmetrinen kolmivaihejärjestelmä (Martimo, 2011, muokattu)

Yllä olevassa kuvassa epäsymmetriset vaihejännitteet muodostuvat symmetristen komponenttien summasta seuraavasti:

$$U_{L1} = U_{L11} + U_{L12} + U_{L10}$$

$$U_{L2} = U_{L21} + U_{L22} + U_{L20}$$

$$U_{L3} = U_{L31} + U_{L32} + U_{L30}$$

Myötäjärjestelmä on normaali kolmivaihejärjestelmä, jonka vaihejärjestys on L_1 , L_2 ja L_3 .

Vaihekääntöoperaattorilla a merkitään kääntö joka on 120° . Vaihe L_1 pidetään perusosoittimena, näin saadaan myötä järjestelmän eri vaiheiden jännitteeksi:

$$U_{L11} = U_1$$

$$U_{L21} = a^2 U_1$$

$$U_{L31} = a U_1$$

missä a on $1 < 120^\circ$.

Vastajärjestelmä on symmetrinen kolmivaihejärjestelmä, jonka vaihejärjestys on L_1 , L_3 ja L_2 . Sen vaihejännitteet ovat:

$$U_{L12} = U_2$$

$$U_{L22} = a U_2$$

$$U_{L32} = a^2 U_2$$

missä a on $1 < 120^\circ$.

Epäsymmetriset jännitteet saadaan laskemalla yhteen kunkin osajärjestelmän asianomaisten vaiheiden komponentit:

$$U_{L1} = U_{L11} + U_{L11} + U_{L11}$$

$$U_{L2} = U_{L21} + U_{L22} + U_{L20}$$

$$U_{L3} = U_{L31} + U_{L32} + U_{L30}$$

Jännitteet ja virrat symmetristen komponenttien avulla ilmaistuna esitetään usein matriisimuodossa.

$$\begin{bmatrix} U_{L1} \\ U_{L2} \\ U_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & 1 \\ 1 & 1 & a^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_0 \\ U_1 \\ U_2 \end{bmatrix}$$

Tästä voidaan ratkaista epäsymmetrisiä jännitteitä U_1 , U_3 ja U_2 vastaavat komponentit U_0 , U_1 ja U_2

$$\begin{bmatrix} U_0 \\ U_1 \\ U_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_{L1} \\ U_{L2} \\ U_{L3} \end{bmatrix}$$

Ja vastaavasti virroille ja niiden komponenteille samalla tavalla

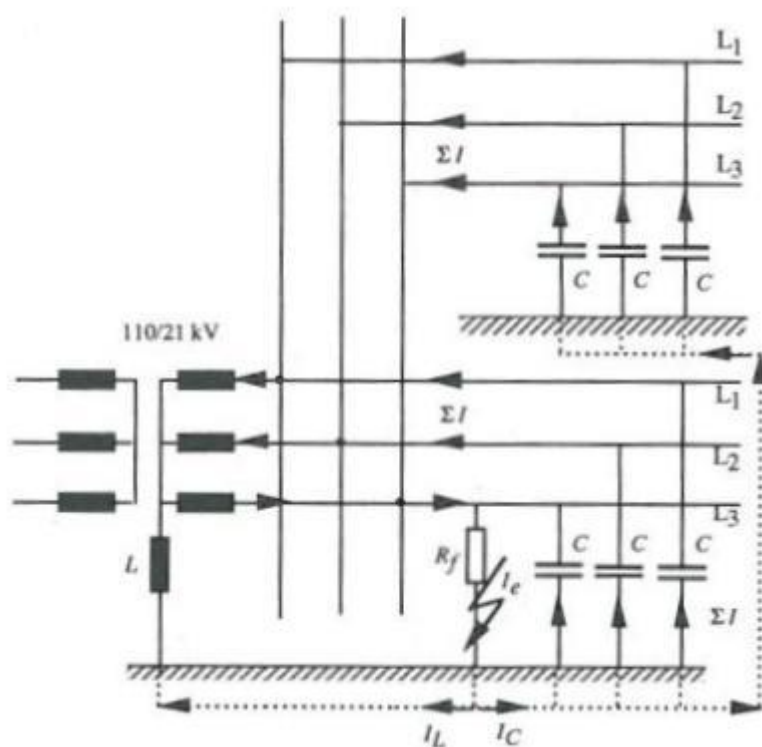
Symmetrisessä järjestelmässä pätee seuraavat lausekkeet:

$$\begin{aligned} I_{L1} + I_{L2} + I_{L3} &= 0 & I_0 &= 0 \\ I_{L1} &= a I_{L2} & \text{eli} & & I_1 &= I_{L1} \\ I_{L1} &= a^2 I_{L3} & & & I_{L2} &= 0 \end{aligned}$$

Kolmivaiheinen oikosulku on järjestelmän kannalta symmetrinen kuorma. Vaihejännitteet vikapisteessä ovat nolliä. $U_R = U_S + U_T = 0$

3.2.4 Sammutetun verkon yksivaiheinen maasulku

Induktanssin välityksellä nolapisteen kautta maadoitettua järjestelmää sanotaan sammutetuksi järjestelmäksi. Nimitys tulee siitä, että johtokapasitanssien kautta kulkevalle kapasitiiviselle vikavirralla kehitetään lähes 180° vaihesiirrossa oleva muuntajan nolapistevirta, joka summautuu vikapaikassa johtokapasitanssien summavirtaa. Virrat ovat vastakkaisvaiheisia ja niiden summavirta on pieni. Vikavirta on siis tällä tavoin ”sammutettu”. Seuraavassa kuvassa 27 on esitetty sammutetun verkon esimerkkikytkentä. Maasulkuvirta voidaan sammuttaa vain määrätyllä verkkopituudella. Kun verkon pituutta kytkennällisillä toimenpiteillä muutetaan, pitäisi sammutuskelan induktanssia muuttaa samassa suhteessa. Sammutettua järjestelmää käytetään Suomessa yleensä vain välijänniteverkossa. (Aura & Tonteri, 1993,166)



Kuva 27. Sammutetunverkon esimerkkikytkentä. (Aura & Tonteri, 1993, 165)

3.2.5 Keskijänniteverkon oikosulkusuojaus ja kuormitettavuus

Oikosulkusuojausten tehtävänä on ehkäistä johtimen liiallinen lämpeneminen ja vaarallisen kosketusjännitteen muodostuminen katkaisemalla virta vialliselta johtolähdöltä. Oikosulkusuojaus perustuu virran mittaamiseen, jolloin asetteluarvon ylittävä virta aiheuttaa releen havahtumisen. Kolmivaiheinen oikosulkuvirta voidaan laskea yhtälön 30 mukaisesti

$$I_{k3V} = \frac{c \cdot U_{kisko}}{\sqrt{3} \cdot Z_k} \quad (30)$$

missä

I_{k3V} = kolmivaiheinen oikosulkuvirta

c = kerroin

U_{kisko} = laskentajännite

Z_k = vikavirtapiirin impedanssi

Kolmivaiheinen oikosulkuvirta on mitoittava tekijä johtimen oikosulkukestoisuudelle varmennetuilla johdoilla. Valmistajat ilmoittavat johtimille suurimman sallitun yhden sekunnin oikosulkuvirran I_{k1s} arvon. Koska nykyaikaiset releet ja katkaisijat kykenevät katkaisemaan vikavirran jopa 0,1 sekunnissa, voidaan niihin asettaa aikahidastusta jolla varmistetaan aikaselektiivisyys. Selektiivisyys on riippuvainen käytetyistä reletyypeistä ja mahdollisesta lukitusmahdollisuudesta. Aikahidastusta ei saa kuitenkaan olla liikaa, jottei johdin lämpene yli sallitun arvon. Suurin sallittu oikosulkuvirta vian keston ollessa erisuuri kuin 1 s voidaan laskea yhtälöllä 31.

$$I_{kt} = \frac{I_{k1s}}{\sqrt{t}} \quad (31)$$

missä

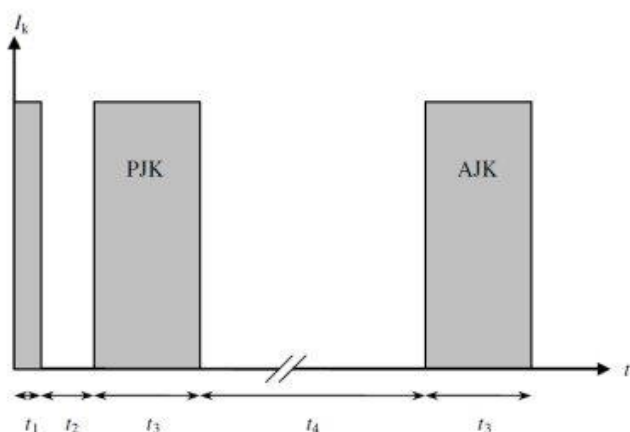
I_{kt} = sallittu oikosulkuvirta

I_{k1s} = yhden sekunnin oikosulkuvirta

t = oikosulun kesto aika sekunteina

Nykyaikaisilla releillä voidaan lisäksi toteuttaa pika- ja aikajälleenkytkentöjä, joilla voidaan poistaa itsestään sammuvat ja ohimenevät viat. Jälleenkytkentöjä käytetään ilmajohtoverkoissa, sillä pitkissä maakaapeliverkoissa johtimet kuumentuvat liikaa pitkien jäähtymisaikavakioiden vuoksi. Kaapeliverkkojen viat eivät myöskään yleensä poistu

itsestään. Seuraavassa kuvassa 28 on esitetty releen (PJK) pika- ja (AJK) aikajälleenkytkennän kytkentäsekvenssin periaate. (Simonen, 2006,20)



Kuva 28. Kytkentäsekvenssi aika- ja pikajälleenkytkennälle, missä t_1 = releen toiminta-aika, t_2 = pikajälleenkytkennän jännitteetön aika, t_3 = aikahidastus + t_1 ja t_4 = aikajälleenkytkennän jännitteetön aika. (Simonen, 2006,20)

Releen kytkentäsekvenssiä käytettäessä johdinta lämmittävä oikosulun kesto-aika voidaan laskea yhtälöstä 32.

$$t_{ekv} = (t_1 + t_3) * e^{-\frac{t_4}{\tau}} + t_3 \quad (32)$$

missä

t_{ekv} = oikosulun ekvivalenttinen vaikutusaika

τ = kaapelin jäähtymisaikavakio

Yhtälöt (31) ja (32) yhdistämällä voidaan ratkaista releeseen aseteltavalle aikahidastukselle suurin sallittu arvo. Varmennettujen johtojen tapauksessa releen on myös havahduttava johtolähdön lopussa tapahtuvassa kaksivaiheisessa oikosulussa. Pienin verkon oikosulkuvirta saadaan kertomalla yhtälöstä (30) saatava kolmivaiheinen oikosulkuvirta lähdön lopussa termillä $\sqrt{3}/2$. Releen havahtumisen asetteluarvoksi kelpaa arvo, joka on suurempi kuin maksimi kuormitusvirta, mutta alle pienimmän kaksivaiheisen oikosulkuvirran. (Simonen, 2006,20)

3.2.6 Johtimien terminen ja dynaaminen oikosulkukestoisuus

Terminen oikosulkukestoisuus tarkoittaa kaapelien sisäjohtimien, mahdollisen konsentrisen johtimen ja keskusköyden lämpökestoisuutta. Terminen oikosulkukestoisuus on ilmoitettu kaapelivalmistajan tuotesivuilla. Oikosulkukestoisuuden laskennassa käytetyt alku- ja loppulämpötilat on myös esitetty kaapelivalmistajan tuotesivuilla. Oikosulun kestoajaksi on oletettu yksi sekunti, ellei toisin ole mainittu. Kun halutaan selvittää kaapelin terminen oikosulkukestoisuus vikatilanteessa, jonka kesto aika on 0,2 - 5s, voidaan haluttu arvo laskea ilmoitetun 1 s oikosulkuvirran perusteella seuraavan yhtälön avulla:

$$I_t = \frac{I_{1s}}{\sqrt{t}} \quad (33)$$

missä I_{1s} = terminen 1 s oikosulkuvirta (kA)

t = oikosulun kesto (s)

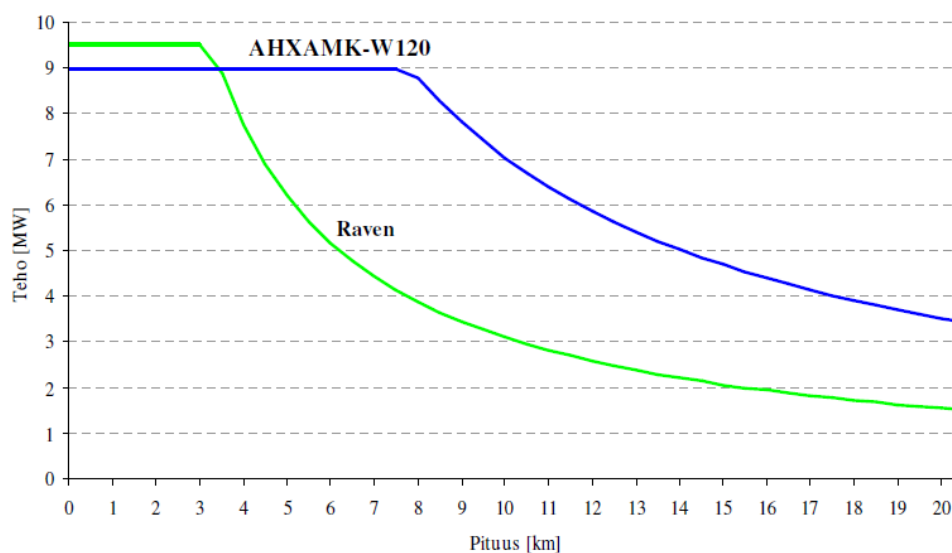
Dynaamisella oikosulkukestoisuudella tarkoitetaan niiden mekaanisten voimien aiheuttamaa voimaa jotka hetkellinen oikosulkuvirta saa aikaiseksi. Nämä voimat voivat vaurioittaa kaapelia tai varusteita. Oikosulkuhetkellä suurimmat vaikuttavat voimat määrää sysäysoikosulkuvirta, jonka suuruus on noin 2,5 kertaa alkuoikosulkuvirta. Dynaamisten rasitusten minimointi edellyttää oikeiden varusteiden lisäksi oikeaa asennustekniikkaa.

Keskijännitejohtojen kuormitettavuuden määrää kuormitusvirran aiheuttama lämpenemä. Suomessa noudatettavat standardit määräävät ilmajohtojen suurimmiksi sallituiksi lämpötiloiksi seuraavan taulukon 9 mukaiset arvot, joihin perustuen valmistajat määrittävät enimmäiskuormitusvirrat. Maksimilämpötilan rajaamisella ehkäistään johtimien mekaanisten ominaisuuksien, kuten venymän ja vetolujuuden, liiallista muuttamista. Johdinkohtaiset kuormitettavuudet on esitetty liitteen 2 taulukoissa. Keskijännitekaapeleille valmistaja ilmoittaa suurimmaksi jatkuvaksi kuormituslämpötilaksi 90 °C.

Taulukko 9. Ilmajohtojen enimmäislämpötilat kuormitusvirralla (Simonen, 2006,30)

Johdin	Lämpötila kuormitusvirralla [°C]
Teräsvahvisteinen alumiinijohdin Al/Fe	80
Teräsvahvisteinen alumiiniseosjohdin AlMgSi/Fe	80
Alumiinijohdin Al	80
Alumiiniseosjohdin AlMgSi	80
Teräsjohdin Fe	80
Kuparijohdin Cu	70

Johtimien kuormitettavuus ei ole yleensä ongelma ilmajohtoverkoissa, sillä jännitealenema kasvaa yli sallitun ennen termisen kuormitettavuuden rajaa. Lisäksi ilmajohdot jäähtyvät tehokkaasti. Ainoastaan varasyöttötilanteissa lyhyttä siirtomatkaa käytettäessä saattaa kuormitettavuus ylittyä. Seuraavassa kuvassa 29 on esitetty Raven ja AHXAMK-W120-johtimille siirtoteho siirtoetäisyyden funktiona sallitun jännitteen aleneman ollessa 5 %. Kuvasta 29 nähdään, että kuormitettavuus on rajoittava tekijä Raven -johdolla vasta teholla 9,49 MW, jolloin siirtoetäisyys jää 3,1 kilometriin jännitteen aleneman vuoksi. (Simonen, 2006, 30)



Kuva 29. Johtimen siirtoteho etäisyyden funktiona (Simonen 2006, 30)

3.3 Jakelumuuntaja

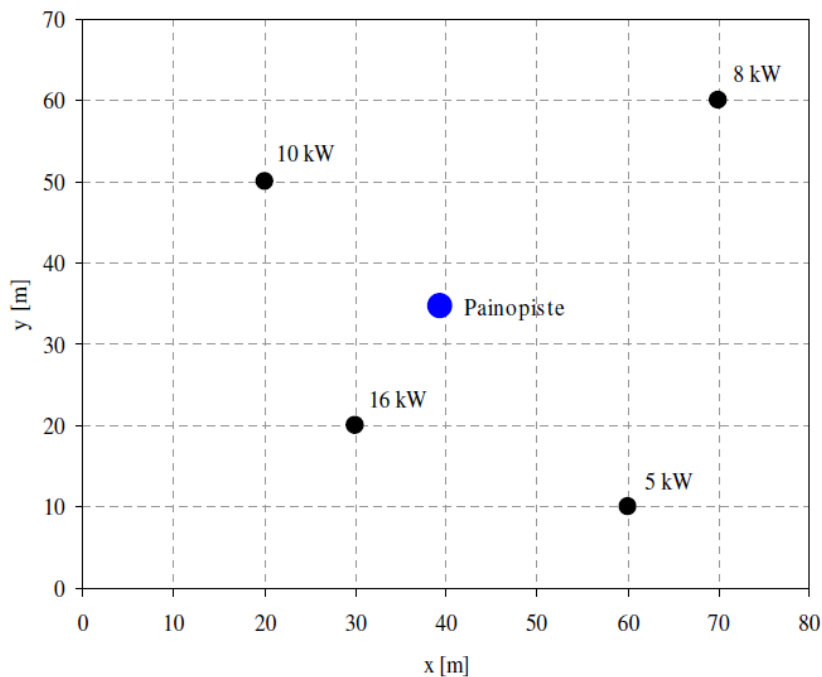
Perinteisellä jakelumuuntamolla 20 kV keskijännite pudotetaan suoraan 400 V pienjännitteeksi. Suomessa myös pienjänniteverkko on normaalisti kolmivaiheinen. Pienjänni-

teverkko toteutetaan tavallisesti maadoitettuna, joka vaikuttaa verkon suojaustapoihin. Maadoitetussa verkossa maasulkuvirrat ovat maasta erotettua verkkoa suurempia, koska hyvin maadoitetussa verkossa paluureitin impedanssi on pienempi.

Taloudellisin pienjänniteverkkovaihtoehto on pylväsmuuntamo ja riippukierrekaapelit, joilla tehoa saatetaan siirtää hyvinkin kauas jakelumuuntajilta. Ilmajohdot ja pylväsmuuntamot sekä riippukierrekaapelit soveltuvat hyvin haja-asutusalueelle. Pylväsmuuntajat ovat investointi kustannuksiltaan monin kerroin edullisempia kuin taajama-alueiden muuntamotyypit. Jakelumuuntaja suunnitellaan käytettäväksi koko verkon pitoajan. Häviöt nousevat tärkeään asemaan valintaprosessissa. Muuntajan valinta toteutetaan taloudellisin perustein samankaltaisesti kuin johtimien valinta.

Muuntajassa syntyy tyhjäkäyntihäviöitä aina sen ollessa kytkettynä sähköverkkoon. Tyhjäkäyntihäviöt ovat riippumattomia muuntajan kuormituksesta ja muodostuvat lähinnä tyhjäkäyntivirran aiheuttamista resistiivisistä häviöistä ensiökäämityksessä sekä magneettivuon aiheuttamista häviöistä eriste- ja sydänrakenteissa. Tyhjäkäyntihäviöt ovat ensisijaisesti riippuvaisia muuntajan jännitteestä. Kuormitushäviöt voidaan jakaa käämityksissä syntyviin kuparihäviöihin ja hajavuon aiheuttamiin häviöihin. Kuparihäviöt syntyvät nimensä mukaisesti pääasiassa käämitysten resistansseissa ja muuntajan johtimissa pyörrevirtojen vaikutuksesta. Kuormitushäviöt ovat riippuvaisia muuntajan kuormituksesta. Muuntajassa syntyvät häviökustannukset voidaan määrittää, kun tiedetään teho- ja energiahäviöiden hinnat sekä muuntajan kilpiarvot. Energiahäviökustannuksia määritettäessä on kuitenkin huomattava, että tyhjäkäyntihäviöiden huipunkäyttöaika on koko vuosi eli 8 760 tuntia. Muuntajahäviöiden diskonttauksessa on käytettävä kahta eri kerrointa. Kuormitushäviöt ovat riippuvaisia tehonkasvusta, jolloin niiden diskonttaamiseen voidaan käyttää samaa kerrointa kuin johtimilla. Tyhjäkäyntihäviöt pysyvät kuitenkin tehonkasvusuhteen vakiona, joten niille käytetään jaksollisen maksun diskonttauskerrointa. (Lakervi & Partanen, 2008,157)

Muuntajan sijoituksella on suuri rooli suunnittelussa. Muuntajan optimaalisin sijoituspaikka on muuntopiirin kuormitusten painopisteessä, jolloin häviöt jäävät mahdollisimman pieniksi. Verkon rakentamisympäristö määrää suurelta osin pienjänniteverkon verkko- ja muuntamotyypit. Pienjänniteverkon kuormitustiheys vaihtelee alueittain. Haja-asutusalueilla kuormitus on korkeintaan joitain kymmeniä kilowatteja neliökilometrille. (Simonen, 2006,88)



Kuva 30. kuormituksen painopiste (Simonen, 2006,88)

Muuntamo siis kannattaa sijoittaa mahdollisimman lähelle edellisen kuvan 30 mukaista kuormituksen painopistettä. Maasto-olosuhteet ja olemassa olevat rakennukset kuitenkin usein määräävät muuntamon lopullisen sijainnin. Jakelumuuntamoiden rakennetyypin valinta tehdään yleensä muuntajakoneen koon perusteella. Jännitehäviö pienenee muuntajan nimellistehon kasvaessa ja on riippuvainen kuormituksen suuruudesta. Jakelumuuntajien tyypillinen impedanssista johtuva jännitealenema on 2,5 % (2- 4 %).

3.3.1 Jakelumuuntajan jännitteensäätömenetelmien kehittäminen

Nykyisten jakelumuuntajien jännitteen säätömenetelmiä voidaan pitää passiivisina, sillä muuntajan alajännitepuolen jännite määräytyy kiinteän muuntosuhteen perusteella. Yli 200 kVA jakelumuuntajissa muuntosuhdetta voidaan muuttaa portaittain väliottokytkinten avulla ($\pm 2 \times 2,5 \%$), mutta vain muuntajan ollessa jännitteetön. Sen sijaan pylväsmuuntajissa ja muissa pienimmissä jakelumuuntajissa (< 200 kVA) ei väliottokytkimiä ole yleensä käytetty lainkaan. (Löf, 2009, 64)

Käytännössä väliottokytkinten asentoa ei yleensä tarvitse muuttaa kuin muuntopiirin huippukuormituksen tai keskijänniteverkon jännitetason muuttuessa merkittävästi. Jännitetason vaihteluiden yleistyessä voi kuitenkin olla tarpeen säätää jännitettä aktiivisesti. Eräs ratkaisu voisi olla hollannissa kehitetty uudenlainen jakelumuuntaja, SmartTrafo,

joka perinteisestä jakelumuuntajasta poiketen kykenee säätämään muuntosuhdettaan portaattomasti tehoelektroniikan ohjaamana. Muuntosuhteen portaattoman säädön avulla se kykenee pitämään pienjänniteverkon jakelujännitteen tasaisena kuormituksen vaihteluista huolimatta. Käytännössä SmartTrafo eroaa perinteisestä jakelumuuntajasta lähinnä muuntosuhteen säätöjärjestelmän suhteen. Pohjois-Amerikassa on sen sijaan lähdetty kehittämään täysin perinteisestä jakelumuuntajasta poikkeavaa muuntajaratkaisua korvaamaan nykyisiä jakelumuuntajia. Yhdysvaltalainen sähköalan tutkimuslaitos EPRI (Electric Power Research Institute) aloitti vuonna 2004 niin sanotun älykään muuntajan (IUT, Intelligent Universal Transformer) kehityksen, joka on tehoelektroniikkakomponenteista koostuva staattinen kytkinlaite. IUT:n ominaisuuksia ovat muun muassa pätö- ja loistehon säätö tehokertoimen avulla sekä aktiivinen jännitteen laadun parantaminen. IUT on kuitenkin yksivaiheinen ja myös muuten kehitetty pohjoisamerikkalaista jakelujärjestelmää silmällä pitäen. Tämän vuoksi IUT vaatisi vielä paljon jatkokehitystyötä, mikäli sitä haluttaisiin hyödyntää eurooppalaisessa järjestelmässä. (Lof, 2009, 64)

3.3.2 Jakelumuuntajan mitoittaminen

Jakelumuuntajan mitoittamisen lähtökohtana on siihen liittyvän pienjänniteverkon kuormituksen suuruus. Kuormitusten suuruus ja ajallinen vaihtelu saadaan yleensä suoraan verkkotietojärjestelmästä, mikä laskee muuntopiirin asiakkaiden yhteenlasketun huipputehon kuormitusmallien avulla. Huipputehon selvittämisen jälkeen voidaan arvioida jakelumuuntajan kuormitettavuutta. Muuntajan käyttöäksi arvioidaan se aika, jonka muuntaja kestää 20 °C lämpötilassa nimelliskuormituksella. Muuntajien kuormitus kuitenkin vaihtelee yleensä voimakkaasti ajan funktiona, ja pienellä kuormituksella eristykset vanhenevat normaalia hitaammin. Näin ollen muuntajia voidaan ylikuormittaa huippukuormien aikana valmistajan antamien mukaisilla kertoimilla, mikäli huippu ajoittuu talviaikaan. (SA 2:92) Kuormitettavuuden lisäksi jakelumuuntajien mitoittamisessa tulee huomioida niiden aiheuttamat häviökustannukset. Valmistajilla on usein tarjolla pienemmät häviöt omaava vaihtoehto yleisimpiin kokoluokkiin, mutta paranneltu versio on myös kalliimpi. (Simonen, 2006,55)

Jakelumuuntajan kuormitushäviö riippuu kuormituksesta seuraavasti

$$P_k = \left(\frac{S}{S_N}\right)^2 * P_{kn} \quad (34)$$

missä

P_{kn} = muuntajan nimelliskuormitushäviö

Vastaavasti tyhjäkäyntihäviön suuruus riippuu muuntajan jännitteestä seuraavan yhtälön mukaisesti

$$P_0 = \left(\frac{U}{U_N}\right)^2 * P_{on} \quad (35)$$

missä

P_{on} = muuntajan nimellistyhjäkäyntihäviö

Teho- ja energiahäviöiden lisäksi jakelumuuntajissa syntyy jännitteen alenemaa, mikä on riippuvainen muuntajan kuormituksesta seuraavan yhtälön mukaisesti

$$U_h = I_p * R_k + I_Q * X_k, \text{ tai } U_h = I * \cos\varphi * R_k + I * \sin\varphi * X_k \quad (36)$$

missä

I_p = päätövirta

R_k = muuntajan resistanssi

i_Q = loisvirta

X_k = muuntajan reaktanssi

φ = vaihekulma

3.4 Pienjänniteverkon suunnitteluperusteet

Pienjänniteverkon vikavirta- ja ylikuormitus suojaus hoidetaan jakelumuuntamolla. Suomessa lähes jokainen lähtö varustetaan sulakkeilla, taajamissa suurissa kohteissa käytetään usein katkaisijalähtöä. Uuden jakelumuuntamon avulla tapahtuva saneeraus johtuu yleensä olemassa olevan pienjänniteverkon liian suuresta jännite alenemasta tai sulakekoon nähden liian pienestä vikavirrasta, jolloin automaattiseen poiskytkentään liittyvät säädökset eivät täyty. Vaihtoehtoinen menettely on pienjännitejohtojen vaihtaminen isompi poikkipintaisiin. (Lakervi & Partanen, 2008,157)

Jakelumuuntamo koostuu keskijännitekiskostosta, yhdestä tai useammasta jakelumuuntajasta, pienjännitelähdöistä sekä mahdollisista apujännite järjestelmästä. Maaseudun

ilmajohtoverkossa käytetään pylväsmuuntamoita, joissa keskijännitekiskostosta ei siis tässä tapauksessa voi puhua. (Lakervi & Partanen, 2008,157)

Pienjänniteverkkojen suunnittelufilosofia eroaa keskijänniteverkon suunnittelusta jonkin verran. Koska siirrettävät energiamäärät ovat usein paljon pienempiä, keskeytyshaitta on PJ -verkossa pienempi kuin KJ -verkoissa. Asiakasmäärä KJ -lähdöllä on tyypillisesti useita satoja, kun pienjännitemuuntopiirin asiakasmäärät jäävät usein kymmeneen. PJ -verkkojen suojauksiin ja käyttövarmuuteen ei kannata satsata yhtä paljon kuin KJ -verkoissa. Sen sijaan johtimien sähköinen ja taloudellinen mitoittaminen voidaan tehdä samoin laskentaperiaattein, kuin keskijänniteverkoissa. (Lakervi & Partanen, 2008,157)

Uusia sähköjakelujohtoja mitoittaessa keskeinen kysymys liittyy oikean poikkipinnan valintaan. Mitoituksessa on huomioitava kosketusjännite ehtojen täyttyminen, johtimien kuormitettavuus, jännitteen alenema ja oikosulkukestoisuus, sekä taloudellisuus pitoaikana syntyvien häviöiden avulla. Johdon poikkipinta vaikuttaa rakentamiskustannuksiin ja näiden kanssa laskennallisesti vertailukelpoisiksi tehtäviin häviökustannuksiin.

3.4.1 Suojausmenetelmät pienjänniteverkossa

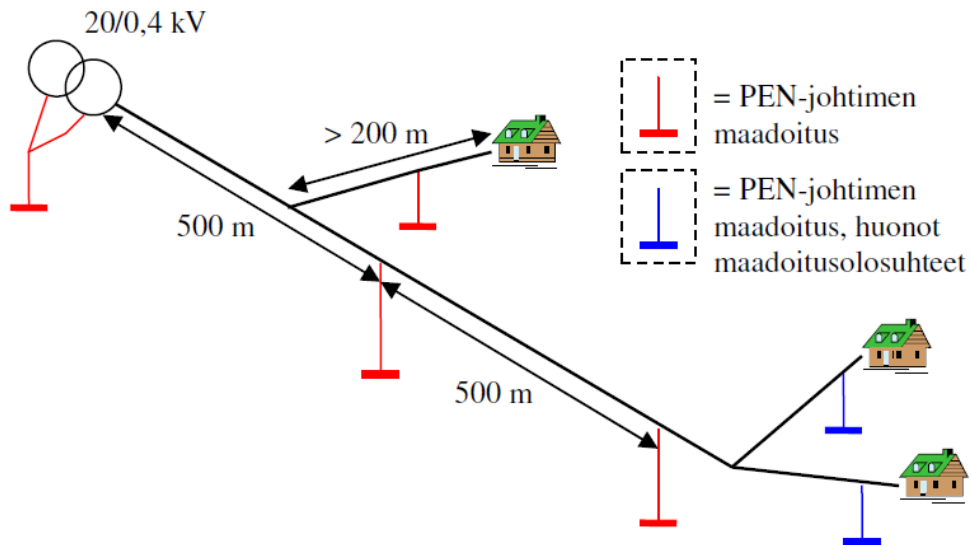
Pienjänniteverkon ja laitteiden tehokas suojaus on tärkeää sähkötapaturmien ehkäisemiseksi. Yksittäisellä pienjännitejohdolla siirrettävä teho on paljon pienempi kuin keskijännite johdolla, mutta kosketusjännitteenä ihmiselle ja eläimille vaarallinen. Pienjänniteverkon keskeytyskustannukset ovat paljon pienempiä kuin keskijännitejohdolla. Käyttövarmuuden parantamisen vuoksi ei pienjännitejohdoilla yleensä kannata käyttää yhtä tehokkaita ja kalliita suojalaitteita kuin keskijännite järjestelmässä. Suojauksen tulee olla teknisesti ja taloudellisesti oikein mitoitettu huomioiden verkko ja laitteistot jota sen on tarkoitus suojata. Tavallisin pienjänniteverkon vikavirtasuojalaite on varoke. se sijoitetaan jakelumuuntamoille kunkin lähdön kaikkiin vaihejohtimiin. Sen sulake mitoitetaan siten että se kestää kuormitusvirran mutta toimii riittävän nopeasti myös verkoston loppupäässä tapahtuvasta yksivaiheisesta oikosulusta. Jos näitä keskenään ristiriitaisia vaatimuksia ei voida täyttää, joudutaan käyttämään suurempaa johdin poikkipintaa tai asettamaan johdolle väliarokkeita. (Lakervi & Partanen, 2008,162)

Pienjänniteverkon suojauksessa keskeisellä sijalla on verkkokomponenttien suojauksen lisäksi hengen- ja palovaaran tehokas eliminointi. Tämä tarkoittaa varokesuojauksen rinnalla riittävän hyvien maadoitusten ylläpitoa. Maadoitusten tehtävänä on toimia ennen kaikkea vaarallisten kosketusjännitteiden potentiaalın tasaajana. Esimerkiksi jakelumuuntamon kipinävälissä syntyvä keskijänniteverkon maasulku aiheuttaa kaikkialla pienjänniteverkossa PEN -johtimen maadoitusjännitteen suuruisen jännitteen. Jos pienjänniteverkossa ja sähkökäyttäjillä ei ole tehty asianmukaisia maadoituksia, voi sähkökäyttäjillä esiintyä erittäin vaarallisia kosketusjännitteitä esim. sähkölaitteen maadoitetun kuoren ja maan välillä. Oikein tehdyllä maadoituksella myös maan potentiaali sähkökäyttäjän läheisyydessä nousee maadoitusjännitteen mukaiseen arvoon, eikä vaarallista kosketusjännitettä esiinny. Pienjänniteverkossa suojaustarkasteluja tehdään hie-man eri periaatteella AMKA- johdoille kuin maakaapeleille ja liittymisjohdoille. (Lakervi & Partanen, 2008,198)

3.4.2 Verkon maadoitukset pienjänniteverkossa

Suomessa pienjännitejakeluverkko on toteutettu TN-C – järjestelmänä, jossa on yhdistetty nolla- ja suojajohdin eli PEN -johdin. Tällöin asiakkaan sähköliittymään on tehtävä maadoitus standardin SFS-6000 mukaisesti. Jakeluverkon PEN -johdin on maadoitettava syöttöpisteessä, muuntajalla tai korkeintaan 200 m:n päässä siitä. Lisäksi jokainen yli 200 m pitkä johto tai johtohaara on maadoitettava loppupäästään tai enintään 200 m:n päässä siitä. AMKA -johdoilla suositellaan maadoittamista vähintään 500 m:n välein ylijännitesuojauksen toimivuuden vuoksi. Maadoituselektrodien maadoitusimpedanssin tulisi olla olosuhteiden salliessa alle 100 Ω . Mikäli tämä arvo ylittyy, on toimittava huonojen maadoitusolosuhteiden mukaisesti. Huonojen maadoitus olosuhteiden vallitessa tulee maadoitus tehdä jokaiselle johtohaaralle erikseen (SFS 600 RJ 19:02)

Mikäli kaikkien liittymien maadoitus on tehty määräysten mukaisesti, voidaan yli 200 m:n johtohaara jättää ilman erillistä maadoitusta. Tämä ei kuitenkaan ole suotavaa, sillä koskaan ei voida olla täysin varmoja liittymien maadoitusten toteuttamisesta. Muunto-
piirin maadoitusten toteuttamisperiaatteet on esitelty seuraavassa kuvassa 31. (Lakervi & Partanen, 2008,199)



Kuva 31. Muuntopiirin maadoitusten toteuttamisperiaatteet

Mikäli muuntopiirissä on vain yksi lähtö, on siihen tehtävä muuntamon maadoituksen lisäksi pienjänniteverkon maadoitus. Muutoin esimerkiksi maadoitusjohtimen katkettua muuntamolta, saattaa koko pienjänniteverkko jäädä ilman maadoitusta.

3.4.3 Ylikuormitussuojaus pienjänniteverkossa

Ylikuormitussuojauksella estetään johtimien liiallinen kuumentuminen kuormitusvirran vaikutuksesta, eli terminen tuhoutuminen ja palovaaran aiheutuminen. Ylikuormitussuojausta ei vaadita jakeluverkoissa maakaapeleilta, eikä paljailta tai itsestään sammuvilta johtimilta. AMKA -johdot sen sijaan tulee suojata ylikuormitukselta. Maakaapeli-verkot ovat sähkölaitoksissa yleensä asennettu palonkestävästi, jolloin ylikuormitussuojausta ei vaadita. Ainoastaan liittymiskaapelit saattavat vaatia paremman suojauksen. Näin ollen pienjännitekaapeleiden suojaaminen voidaan toteuttaa seuraavan taulukon 10 mukaisia sulakkeita käyttäen, jolloin kaapeleiden kuormitettavuus käytetään tarkoin hyödyksi ilman vaurioitumisriskiä. (SA:08 & Lakervi & Partanen, 2008, 199)

Taulukko 10. Pienjännitekaapeleiden suurimmat ylivirtasuojan nimellisvirrat gG -sulakkeita käytettäessä (Verkostosuositus SA 2:92)

Kaapeli	Liittymisjohdot		Runkojohdot
	Kuluttajan pääsulake [A]	Liittymisjohdon oikosulkusulake [A]	Sulake [A]
AXMK 4x25	80	160	100
AXMK 4x35	100	250	125
AXMK 4x50	125	315	125
AXMK 4x70	125	400	160
AXMK 4x95	160	500	200
AXMK 4x120	200	630	250
AXMK 4x150	200	630	250
AXMK 4x185	250	800	315
AXMK 4x240	315	1000	400
AMCMK 3x25/16	80	160	100
AMCMK 3x35/16	80	200	125

AMKA -johtoilla ylikuormitussuojaukseen vaikuttaa huomattavasti kuormitushuipun ajankohta. Huipun ajoituksessa kesäkuukausille, voi ympäristön lämpötila olla jopa 40 °C. AMKA -johtojen ylikuormitussuojaukseen käytettävien gG -sulakkeiden nimellisvirrat eri ympäristön lämpötiloissa esitetään seuraavassa taulukossa 11. Standardeissa ja tämän työn laskelmissa sulakearvoina käytetään 20 °C lämpötilan arvoja.

Taulukko 11. AMKA – johtojen ylikuormitussuojana toimivan gG -sulakkeen enimmäiskoko eri lämpötiloissa (Verkostosuositus SA 1:94)

AMKA	Nimellisvirta I_N [A]		
	Ympäristön lämpötila [°C]		
	20	25	40
3x16+25	63	50	50
3x25+35	80	63	63
3x35+50	100	80	80
3x50+70	125	100	100
3x70+95	160	125	125
3x120+95	200	200	160

Ylikuormitussuojaus voidaan toteuttaa myös johdon loppupäässä sijaitsevilla sulakkeilla. Tällöin ylikuormitussuojana voidaan käyttää liittymien pääsulakkeita, joiden yhteenlaskettu nimellisvirta ei ylitä johtimen kuormitettavuutta. Ylikuormitus- ja oikosulkusuojauksen toteutusmerkki esitetään myöhemmin (kuva 33)

3.4.4 Oikosulku suojaus pienjänniteverkossa

Pienjänniteverkoissa syötön nopean poiskytkennän on tapahduttava määrättyssä ajassa, pienimmän yksivaiheisen oikosulkuvirran vaikutuksesta. Vikavirran tulee toisin sanoen olla niin suuri, että sulake palaa riittävän nopeasti, ja toisaalta sulakkeen nimellisvirta ei saa olla liian suuri. (Lakervi & Partanen, 2008,201)

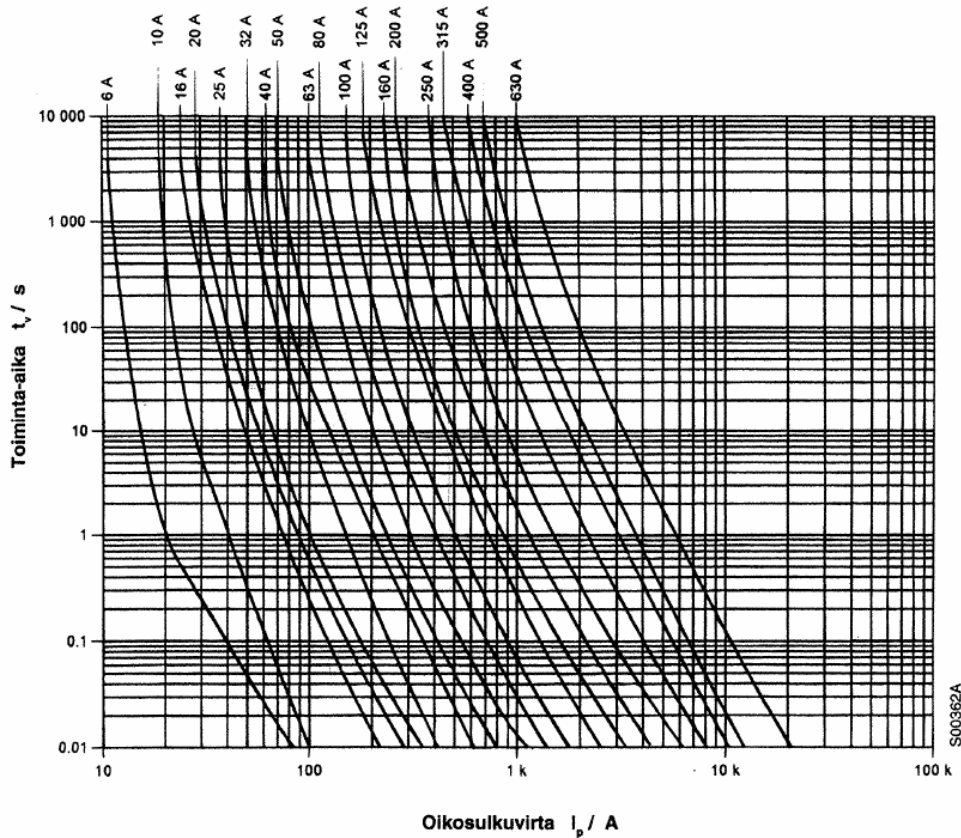
Yksivaiheinen oikosulkuvirta voidaan laskea Senerin verkostosuosituksen SA 2:08 kaavan alulla.

$$I_{k1v} = \frac{0,95 \cdot 3 \cdot U_v}{\sqrt{(2 \cdot R_M + R_{M0} + 3l(R_v + R_0))^2 + (2 \cdot X_M + X_{M0} + l(2X_v + X_{v0} + 3X_0))^2}} \quad (37)$$

missä

U_v = vaihejännite	R_M = muuntajan oikosulkuresistanssi
R_{M0} = muuntajan nollaresistanssi	R_v = vaihejohtimen resistanssi
R_0 = nollajohtimen resistanssi	
X_M = muuntajan oikosulkureaktanssi	X_{M0} = muuntajan nollareaktanssi
X_v = vaihejohtimen reaktanssi	X_{v0} = vaihejohtimen nollareaktanssi
X_0 = nollajohtimen reaktanssi	l = johdon pituus

Kun tiedetään oikosulkuvirta, voidaan sulakkeen toiminta-aika lukea käyrästä. Seuraavassa kuvassa 32 on esitetty OFAA -mallisten gG -kahvasulakkeiden toimintakäyrät. Kyseisiä kahvasulakkeita käytetään yleisesti jakeluverkkojen suojaamiseen. Selektiivinen suojaus saavutetaan jättämällä verkon peräkkäisten sulakkeiden nimellisvirtojen väliin yksi porrass väliä. Selektiivistä toimintaa ei pienjänniteverkoissa vaadita, mutta siihen tulisi mahdollisuuksien mukaan pyrkiä.



Kuva 32. OFAA -mallisten gG -kahvasulakkeiden toiminta-ajat virran funktiona.

Jakeluverkon automaattisen poiskytkennän minimoioikosulkuvirrat gG -sulakkeille. (Lakervi & Partanen, 2008, 203)

Pienjänniteverkoissa oikosulku on kytkettävä pois enintään viidessä sekunnissa. Jakeluverkoissa voidaan verkonhaltijan harkinnan mukaan käyttää myös pidempiä poiskytkentäaikoja, mutta 15 s toiminta-aikaa ei saa ylittää. Taulukossa (taulukko 14) esitetään jakeluverkon automaattisen poiskytkennän suorittavan sulakkeen nimellisvirran I_N suhde verkon pienimpään oikosulkuvirtaan. Kyseisillä arvoilla poiskytkentäaika saattaa ylittää 5 sekuntia eikä johtimien, erityisesti kaapeleiden, terminen kestoisuus ole varmaa. Mikäli (taulukon 12) arvot eivät ole voimassa, vian aikainen jännite maahan nähden ei saa ylittää 75 V.

3.4.5 Uuden sähköliittymän liittyminen vanhaan jakeluverkkoon

Uuden sähköliittymän liittyessä aiemmin rakennettuun sähkölaitoksen jakeluverkkoon, saa pääsulakkeet mitoittaa seuraavan taulukon 12 mukaisesti pienimmän yksivaiheisen oikosulkuvirran perusteella, mutta perusvaatimus on kuitenkin 5 sekunnin palamisaika. Aikaisemmin rakennetulla jakeluverkolla tarkoitetaan muita, kuin kokonaan uuden

pienjänniteverkon ja muuntamon käsittäviä muuntopiirejä. (Lakervi & Partanen 2008,202)

Taulukko 12. Liittymän pääsulakkeen nimellisvirran suhde pienimpään yksivaiheiseen oikosulkuvirtaan (Lakervi & Partanen 2008,203)

Liittymän pääsulake	Pienin yksivaiheinen oikosulkuvirta jakeluverkossa
gG-sulake $I_N \leq 63$ A	$3,5 \times I_N$
gG-sulake $I_N > 63$ A	$4,5 \times I_N$

Mikäli uusi asiakas liittyy muuntopiiriin, jonka käyttöönotto on tapahtunut ennen päivämäärää 1.7.1997, saadaan noudattaa (A1 93) mukaisia määräyksiä, eli seuraavan taulukon 13 mukaisia arvoja. Nykyään noudatetaan uusia voimassaolevia määräyksiä, eli 5 sekunnin sääntöä. Pienillä liittyjillä joilla pääsulake on 35 A tai sen alle, ei ole merkitystä kumpaa sääntöä käytetään, mikäli oikosulkuvirta on vähintään vaadittu 250 A. . Haukiputaan Sähköosuuskunnalla on käytössä uusille kohteille 250 A:n yksivaiheisen oikosulkuvirran minimivaatimus pienjänniteverkoissa.

Taulukko 13. Jakeluverkon automaattisen poiskytkennän minimioikosulkuvirrat gG -sulakkeille (Lakervi & Partanen 2008,202)

Ylivirtasuojaja	Pienin yksivaiheinen oikosulkuvirta jakeluverkossa
gG-sulake $I_N \leq 63$ A	$2,5 \times I_N$
gG-sulake $I_N > 63$ A	$3,0 \times I_N$

3.4.6 Liittymisjohdon suojaus pienjänniteverkossa

Sulakesuojauksen suunnittelussa liittymisjohdolla tarkoitetaan liittymää syöttävää, yksittäistä runkojohdosta lähtevää haaraa. Liittymisjohdossa ei saa olla haaroituksia ja sen on syötettävä liittymää suoraan jakeluverkon runkojohdosta. (SFS 144) Asiakkaan omistama ja rakennuttama liittymisjohto puolestaan on liittymän pääkeskuksen ja jakeluverkon välinen johto-osa, joka kuitenkin on mitoitettava sähköteknisesti verkonhaltijan toimesta. Mikäli liittymää syöttävä johto on suojattu jakeluverkon oikosulkusuojalla, jonka toiminta-aika on enintään 5 s liittymisjohdon lopussa tapahtuvassa yksivaiheisessa oikosulussa, riittää ylikuormitussuojaksi liittymän pääsulakkeet ja oikosulkusuojaksi

jakeluverkon ylivirtasulake. Käytettäessä taulukon 12 mukaisia mitoituksia, saattaa oikosulkusuojan toiminta-aika ylittää 5 s. Tällöin on noudatettava seuraavia vaatimuksia: (Lakervi & Partanen, 2008, 204)

- Liittymiskaapelin poikkipinta on vähintään 10 mm² kuparia tai 16 mm² alumiinia ja ylikuormitussuojaus johdon lopussa esim. liittymän pääsulakkein.
- Läpivienti tehtävä vähintään lujuusluokan 4 asennusputkella, ellei seinän rakenne ole paloturvallinen, esim. tiili tai betoni. Lisäksi liittymiskaapeli on suojattava mekaaniselta rasitukselta.
- Rakennuksen sisällä liittymiskaapelin asennus on tehtävä paloturvallisesti, eikä se saa koskettaa muita kaapeleita.
- Ulkoseinällä ja rakennuksen sisällä liittymiskaapelin pituus rajoitettava mahdollisimman lyhyeksi.

Seuraavissa taulukoissa (taulukot 14 ja 15) esitetään liittymisjohtona toimivien maakaapeleiden ja AMKA -johtojen oikosulkusuojasulakkeiden suurimmat sallitut nimellisvirrat. Taulukossa 15 mainittava 15 sekunnin toiminta-aika luetaan kuvan 27 käyriltä. Näiden ehtojen mukaisesti mitoitettun liittymisjohdon kunto on tarkistettava oikosulun tapahtuttua.

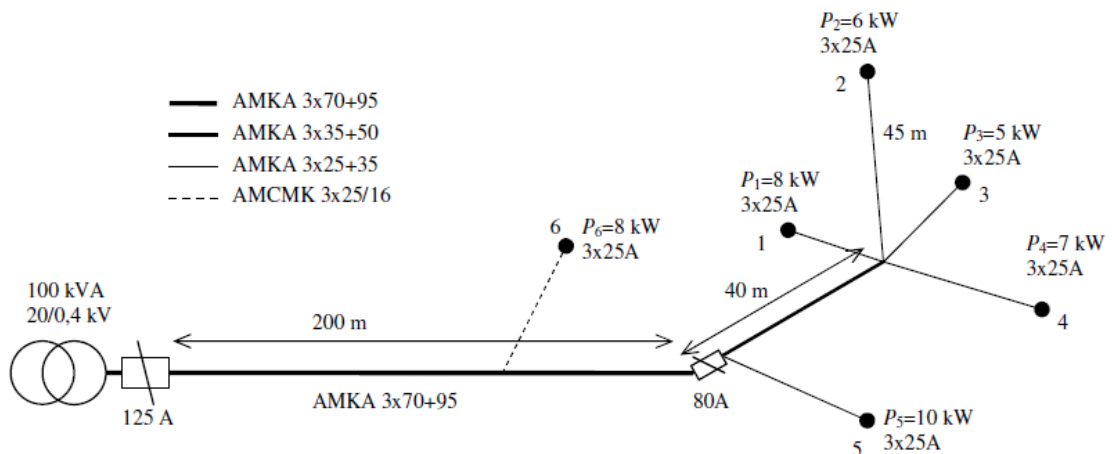
Taulukko 14. Kaapeloidun liittymisjohdon oikosulkusuojauksen suurimmat sallitut nimellisvirrat, toiminta-ajan ollessa enintään 15 s taulukon 11 mukaisilla oikosulkuvirroilla. (Verkostosuositus SA 1:94)

Kaapelin poikkipinta [mm ²]		gG-tyypin sulakkeen suurin sallittu nimellisvirta [A]
Kupari	Alumiini	
6*	10*	80
10*	16*	125
16	25	160
25	35	200

Taulukko 15. AMKA -johdolla toteutetun liittymisjohdon, tai runkojohdon haaran oikosulkusuojauksen suurimmat sallitut nimellisvirrat. (Verkostosuositus SA 1:94)

AMKA-johdin [mm ²]	gG-tyyppin sulakkeen suurin sallittu nimellisvirta [A]	
	Sulake ei täytä 15 s ehtoa	Sulake täyttää 15 s ehdon
1	2	3
3 x 16 + 25*	80	125
3 x 25 + 35	100	160
3 x 35 + 50	160	200
3 x 50 + 75	200	250
3 x 70 + 95	250	315
3 x 95 + 95	315	400
3 x 120 + 95	400	500

Seuraavassa esitetään esimerkkikohteen avulla sulakesuojauksen toteuttamisen periaatteet AMKA -verkolle. Seuraavassa kuvassa 33 on esitetty AMKA -verkon sulakesuojaus, kun kuormitushuipun aikaiseksi lämpötilaksi oletetaan 20 °C ja mitoitustehöt sekä liittymien sulakkeet ovat kuvan mukaiset.



Kuva 33. AMKA -verkon sulakesuojauksen esimerkki.

Mitoitustehoksi pienjännitelähdölle saadaan tarkasteluajan lopussa 62 kW. Teho vastaa kuormitusvirta on noin 94 A. Lähden sulakkeeksi voidaan valita epätarkkuudet huomioiden nimellisvirraltaan $I_N = 125$ A sulake. Sulake toimii AMKA 70- runkojohdon ylikuormitussuojana. Pienin yksivaiheinen oikosulkuvirta esiintyy liittymällä 2 ja on suuruudeltaan $I_{k1v} = 592$ A. AMKA 70- johdolle valittu 125 A sulake käy myös syötön nopean poiskytkennän puolesta, sillä taulukon 13 mukainen vaatimus $I_{k1v} > 3 \times I_N$ täyttyy. Virralla 592 A kyseinen 125 A gG -sulake toimii kuvan 32 käyrän mukaisesti alle kolmessa sekunnissa. (Simonen, 2006,72)

Liittymien 1 - 5 pääsulakkeiden nimellisvirtojen summa 125 A on suurempi kuin AMKA 35-johtimen maksimikuormitettavuus 115 A, joten on käytettävä enintään 100 A välisulaketta. Välisulakkeen jälkeisen verkonosan suurin kuormitusvirta tarkastelujakson lopussa on noin 77 A, joten voidaan valita 80 ampeerin sulake, jolla myös selektiivisyys toteutuu. Muutoin verkoston ylikuormitussuojaus hoituu tässä tapauksessa liittymien pääsulakkeilla ja PJ -lähden sulakkeella, sillä jakeluverkon 125 A sulake palaa alle viidessä sekunnissa.

125 ampeerin sulake runkojohdolla rajoittaa liittymää syöttävän johdon poikkipinnaksi liittymällä 6 vähintään 16 mm² alumiinia tai 10 mm² kuparia oikosulkukestoisuuden vuoksi (taulukot 14 ja 15). Pienimmät poikkipinnat ovat nykyään 25 mm² alumiinia ja 16 mm² kuparia, mutta vanhemmista verkoista löytyy pienempiäkin poikkipintoja, mikä tulee huomioida suunnittelussa. Mikäli jokin liittymisjohto olisi 6 mm² kuparia tai 10 mm² alumiinia, ei näiden oikosulkusuojana toimiva sulake saisi olla kuin 80 A. Edellä esitetyn perusteella AMKA -verkon sulakesuojauksen suunnittelu voidaan jakaa seuraaviin vaiheisiin:

- 1) Valitaan runkojohdolle sulake, joka on suurempi kuin maksimikuormitusvirta kuormituksen kasvu huomioiden ja pienempi kuin taulukon 11 arvo.
- 2) Lasketaan verkon pienin yksivaiheinen oikosulkuvirta. Taulukon 13 ja 250 A oikosulkuvirtaehdojen tulee täytyä. Mikäli ehdot eivät täyty on verkkoa vahvistettava, runkojohdon sulaketta pienennettävä tai käytettävä välisulaketta.
- 3) Tarkistetaan liittymisjohtojen ja mahdollisten ohuempien runkojohtojen kuormitustarve. Tarvittaessa on käytettävä välisulakkeita tai vahvistettava runkojohtoja.
- 4) Liittymisjohtojen oikosulkusuojana toimiva sulake ei saa olla taulukoiden 14 ja 15 arvoja suurempi. Tarvittaessa liittymisjohtoa on vahvistettava tai sille on asennettava sopiva välisulake.

3.5 Tasasähköjärjestelmä

Sähkönjakelu tasajännitteellä ei ole uusi keksintö Thomas Edisonin ansiosta ensimmäiset sähkönjakeluverkot oli toteutettu tasajännitteellä jo 1800 luvun lopulla. 1900-luvun alussa useissa suurissa kaupungeissa Euroopassa ja ainakin Pohjois-Amerikassa sähkön-

jakelu oli toteutettu tasasähköjärjestelmänä. Tasasähköjärjestelmällä saavutettiin hyvä jakelun luotettavuus, kun varavoimalähteinä käytettiin akustoja. Kuormitusten kasvun seurauksena huomattiin kuitenkin tasasähkön rajoittuneisuus sen aikaisella tekniikalla, sillä yhdessä kaapeliojassa saattoi olla jopa sata kaapelia. Tasasähkönjakelu oli käytössä myös useissa Suomen suurissa kaupungeissa, kuten Helsingissä, jossa käytettiin 120 VDC tasasähköjärjestelmää. (Peltoniemi 2012,32)

Moottoritekniikan kehittymisen myötä, etenkin induktiokoneen periaatteen keksimisen jälkeen, vaihtojännitejakelusta tuli kehittämisen arvoinen järjestelmä. 1800-luvun tasasähköjärjestelmä hävisi kilpailun George Westinghousen ja Nicola Teslan kehittämälle vaihtovirtatekniikalla toteutetulle sähkönjakelulle. Syynä olivat tasajännitejake-lussa esiintyvät puutteet. 1930-luvun alussa ryhdyttiin laatimaan suunnitelmia nykyisen kaltaiseen vaihtosähköjärjestelmään siirtymiseksi. Tasasähkönjakelusta luopumiseen oli aikoinaan hyviä syitä, mutta nyt tehoelektroniikan kehityksen myötä voidaan tasasähkönjakelu toteuttaa vastaamaan tämän päivän ja myös tulevaisuuden tarpeita. Kiinnostusta tasasähkönjakelua kohtaan on osaltaan lisännyt myös hajautettujen energiare-sursien helpompi liittyminen tasajännitteiseen sähkönjakeluverkkoon. Tavoiteltavia seikkoja ovat esimerkiksi sähkönlaadun ja -jakelun luotettavuuden parantaminen sekä siirtohäviöiden pienentäminen. Lisäksi monet hajautetun energiatuotannon ratkaisuista, esimerkiksi aurinkosähköiset järjestelmät ja polttokennot, tuottavat tasajännitettä, joten näiden kytkeminen tasajännitejakeluverkkoon voisi olla yksinkertaisempaa kuin kytkeminen perinteiseen vaihtosähköverkkoon. (Peltoniemi 2012,32)

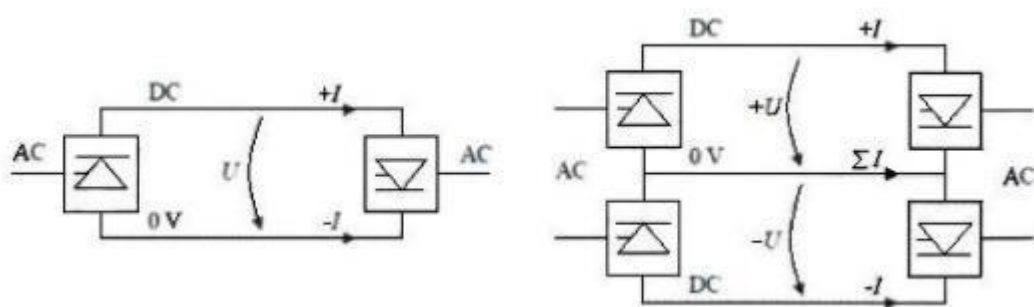
Tasajännitejakelun yhtenä merkittävimmistä eduista on sen parempi tehonsiirtokyky. Parempi tehonsiirtokyky saavutetaan, kun tasajännitejakeluverkon jännitettä nostetaan, pienjännitedirektiivin sallimissa rajoissa, korkeammalle kuin nykyisissä vaihtosähköja-keluverkoissa. Paremman tehonsiirtokyvyn vuoksi tehoa pystytään siirtämään entistä pidempiä matkoja. (Peltoniemi 2012,32)

Suurjännitepuolen pitkillä siirtoyhteyksillä on jo jonkin aikaa käytetty tasajännitetekniikkaa (HVDC High Voltage Direct Current). Merikaapeliyhteyksillä on toteutettu Suomen ja Ruotsin väliset Fenno-Scan 1 ja 2 sekä Suomen ja Viron väliset EstLink 1 ja 2, joista jälkimmäisen pitäisi olla käytössä 2012. Tasasähköjärjestelmän etuna on pidetty muiden muassa vaihtosähköjärjestelmää parempaa tehonsiirtokapasiteettia, parempaa tehon hallintaa ja pienempiä häviöitä. (Ylinen 2012,34)

Viimeaikoina on tutkimuksen kohteeksi noussut tasajännitetekniikan hyödyntäminen myös jakeluverkoissa. Euroopan unionin pienjännitedirektiivi 73/23/EEC ja sen päivitetty versio LVD 2006/95/EC, jossa pienjännitteeksi määritellään enintään 1000 V vaihtojännite ja enintään 1500 V tasajännite. Kilovoltin jakelujärjestelmä hyödyntää pienjännitemääritelmää LVD 2006/95/EC ja pienjännitteen tasasähköjakelujärjestelmä tunnetaan myös LVDC -jakelujärjestelmänä. Tasasähköjärjestelmässä sallittuja jännitteitä määritellään myös standardissa SFS 6000, joka asettaa niille direktiiviä tiukemmat vaatimukset. Sallitut käyttöjännitteet määräytyvät standardissa järjestelmän maadoitustavan mukaan. (Ylinen 2012,34)

3.5.1 Unipolaari- ja Bipolaarijärjestelmä

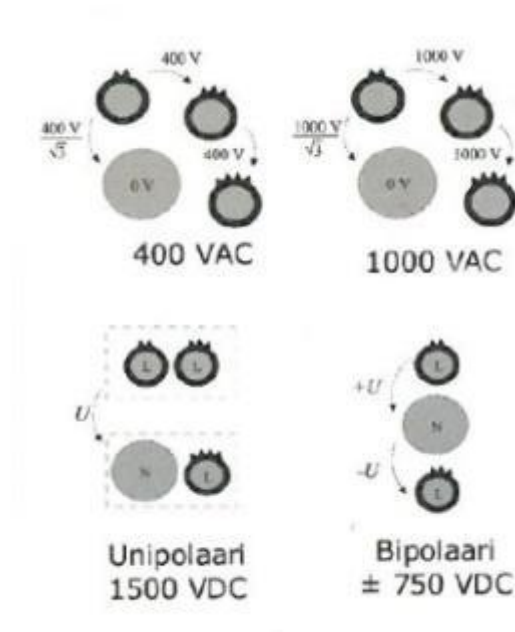
Pienjännitteinen tasasähköjärjestelmä rakentuu tasa- ja vaihtosuuntaajista sekä niiden välisestä tasasähköyhteydestä. Tasasähköyhteys toteutetaan yleensä uni- tai bipolaarijärjestelminä. Järjestelmät eroavat toisistaan niissä käytettävien jännitetasojen lukumäärän ja suuntaajien määrän perusteella, sekä järjestelmän teknisissä ominaisuuksissa. Pienjännitteisen tasasähköjärjestelmän suurimpaan sallittuun käyttöjännitteeseen näistä vaikuttaa jännitetasojen lukumäärä. Unipolaarisessa järjestelmässä käytetään yhtä jännitetasoa ja bipolaarisessa kahta keskenään jännitteen nollassa nähden vastakkaismerkistä jännitetasoa. Seuraavassa kuvassa 34 on esitetty unipolaaritasasähköjärjestelmä sekä bipolaaritasasähköjärjestelmä. (Ylinen 2012,34)



Kuva 34. Unipolaarijärjestelmä ja bipolaarijärjestelmä

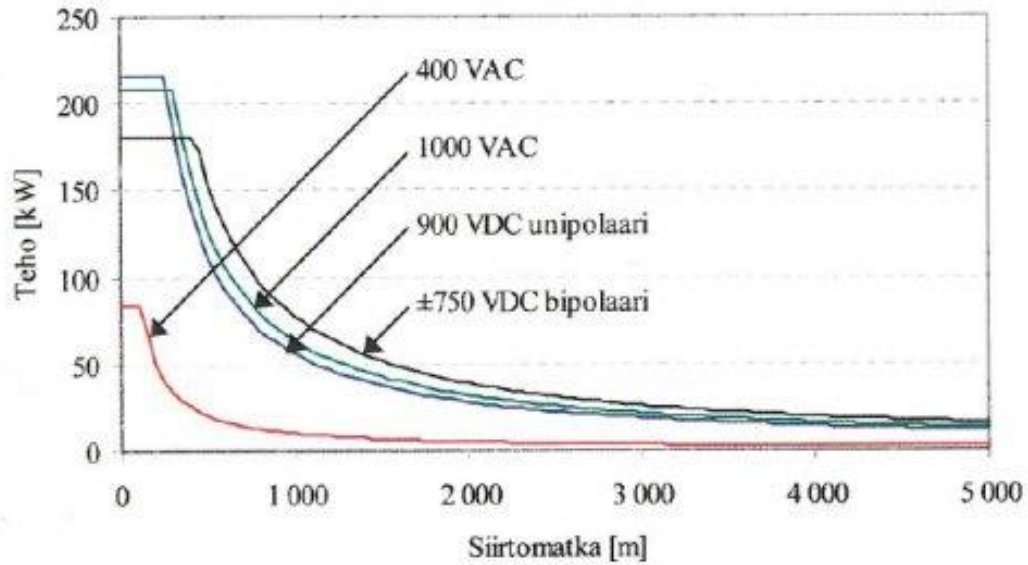
Käyttöjännitteet voivat olla unipolaarijärjestelmässä 900 VDC ja bipolaarijärjestelmässä ± 750 VDC. Bipolaarijärjestelmässä kuormat voivat kytkeä joko järjestelmän positiivisen ja negatiivisen navan välille, järjestelmän nollassa ja positiivisen navan välille tai järjestelmän nollassa ja negatiivisen navan välille. Tai kytkeä kolmijohtimisena bipolaariin tältä. Pienjännitteisessä tasasähköjärjestelmässä on periaatteessa teknisesti mahdollis-

ta hyödyntää olemassa olevia pienjännitejohtoja. Standardeissa on sallittu vaihtojännitteelle tarkoitettujen pienjännitemaakaapeleiden käyttö myös tasasähköllä tietyin rajoittein. Standardeissa sen sijaan ei ole mitään mainintaa AMKA:n käytöstä tasajännitteellä. Eräiden arvioiden mukaan AMKA:n käyttämiselle tasajännitteellä ei liene rakenteellisesti estettä, mutta kuitenkin ennen tasajännitekäyttöä pitäisi sille ensin suorittaa asianmukaiset tasajännitekelpoisuustestaukset. Tämä kasvattaa siirtomatkaa entisestään tasasähköjärjestelmässä verrattuna perinteiseen vaihtosähköjärjestelmään. Perinteisellä 400 VAC vaihtosähköjärjestelmällä voidaan 50 kW teho siirtää noin 200 metrin päähän, kun 1500 VDC unipolaarijärjestelmällä sama teho voidaan siirtää noin 3300 metrin ja 750 VDC bipolaarijärjestelmällä noin 1400 metrin päähän. Seuraavassa kuvassa 35 esitetään AMKA -johtojen kytkentätavat siirtokykytarkastelussa.



Kuva 35. AMKA johdon kytkentätavat siirtokykytarkastelussa (Ylinen 2012,35)

Seuraavassa kuvassa 36 esitetään periaatteellinen maksimitehonsiirtokyky matkan funktiona tasa- ja vaihtosähköjärjestelmillä. Kaapelina on laskelmissa käytetty AMK 3x35+70 resistiivisiä arvoja. AMKA- johto on oletettu soveltuvan tasajännitteellä käytettäväksi ja suurin sallittu jännitealenema on 6 %.



Kuva 36. Maksimisiirtokyky matkan funktiona (Ylinen 2012,35)

Muuntajina tasasähköjärjestelmässä voitaisiin periaatteessa käyttää perinteisiä vaihtojännitteelle tarkoitettuja jakelumuuntajia, mutta pienjännitedirektiivin mukaan tarvitaan täysimääräisen tasajännitteen tuottamiseksi toisenlaisia jakelumuuntajia.

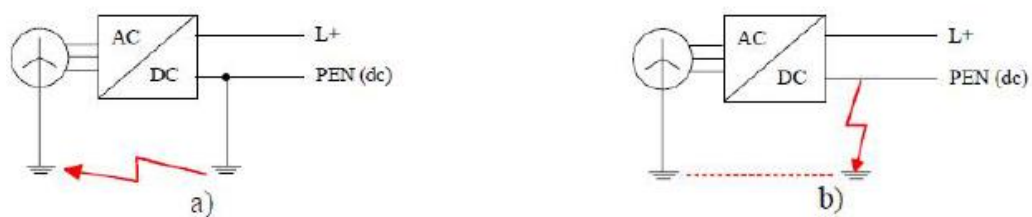
Esimerkiksi 20/1 kV vaihtojännitteisen jakelumuuntajan toisiojännite on huippuarvoltaan noin 1400 V, mikä käytännössä rajoittaa tasasähköyhteyden maksimikäyttöjännitteen jakelumuuntajan toisiojännitteen suuruiseksi, koska tasasähköä käytettäessä jännitteen huippuarvo on samansuuruinen kuin tehollisarvo. Perinteisten jakelumuuntajien lisäksi olisi markkinoille tuotava 20/0,53/0,53 kV:n kolmikäämimuuntajia. Kaksitoisioinen jakelumuuntaja on myös pienjännitteisen bipolaarisen tasasähköjärjestelmän toteutumisen edellytys. Passiivisten verkkokomponenttien lisäksi tasasähköjärjestelmässä tarvitaan tasa- ja vaihtosuuntaajia sekä mahdollisesti suojaus- ja kompensointilaitteita. Pienjännitteisen tasasähköjärjestelmän tehoelektroniset suuntaajat ovat tasa- ja vaihtosuuntaajia, joiden toteutustavat voivat olla erilaiset. Vaihtosuuntaajan on oltava aktiivinen silta, koska tasasähköyhteyden jännitetaso voi muuttua kuormitustilanteen mukaan. Aktiivisen sillan avulla voidaan sallia suurempia jännitteen alenemia sähköjake-luverkossa ja korjata esimerkiksi jännitekuoppien vaikutuksia. Vaihtosuuntaajasta poiketen tasasuuntaaja voi olla joko passiivinen diodisilta tai aktiivinen silta. Passiivisella diodisillalla lähtöjännitettä ei pystytä ohjaamaan ja tehoa voidaan siirtää vain vaihtosähköjärjestelmästä tasasähköjärjestelmään. (Löf, 2009,44)

Aktiivisena siltana toimiva tasasuuntaaja mahdollistaa tehonsiirron myös tasasähköjärjestelmästä vaihtosähköjärjestelmään. Suuntaajat tuottavat toimintaperiaatteensa vuoksi yliaaltoja sekä syöttö- että lähtöjännitteeseen. Yliaallot heikentävät sähkön laatua ja lisäävät tehohäviöitä eri verkkokomponenteissa. Suuntaajien yhteyteen olisi liitettävä yliaaltoja rajoittavia yliaaltosuotimia. Suodatustarpeesta riippuen yliaaltosuotimet voidaan toteuttaa aktiivisina tai passiivisina. Suotimien käyttö heikentää suuntaajien kokonaisyhteyttä ja monimutkaistaa niiden rakennetta. (Löf, 2009,44)

3.5.2 Tasasähköjärjestelmän suojaus ja sähköturvallisuus

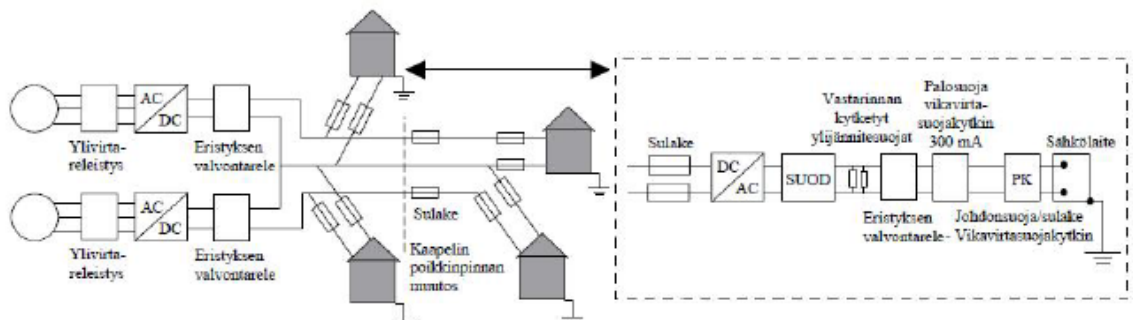
Sähköturvallisuus on yksi tärkeimmistä vaatimuksista uudelle sähköjakelujärjestelmälle. Suuntaajat ja asiakkaan verkkoon liitetyt kulutuskojeet on myös suojattava ylivirroilta ja -jännitteiltä. Nimellisvirtaan nähden moninkertaiset virrat voivat pahimmassa tapauksessa aiheuttaa jopa suuntaajan tuhoutumisen, ellei virtaa rajoiteta tai katkaista ajoissa. Laitteiden suojaukselle asetetut sähköturvallisuusvaatimukset tosin täyttyvät yleensä suurilta osin henkilöturvallisuusvaatimusten myötä.

Tasasähköjärjestelmä voi olla käyttömaadoitettu TN -järjestelmä tai maasta erotettu IT -järjestelmä vaihtosähköjärjestelmän tapaan. Tasasähköjärjestelmän maadoitustavasta riippumatta jakelumuuntajaa ei voida maadoittaa samalla tapaa kuin perinteisessä vaihtosähköjärjestelmässä. Käyttömaadoitetussa TN -järjestelmässä muuntajan tähtipiste pitää jättää maadoittamatta, sillä sen maadoittaminen TN -järjestelmässä muodostaa pysyvän oikosulun maan kautta. Maasta erotetussa IT -järjestelmässä jakelumuuntajan maadoittaminen ei aiheuta ongelmaa normaalissa käyttötilanteessa, mutta maasulkutilanteessa se muuttaa maasulkuvian maan kautta tapahtuvaksi oikosuluksi. Muuntajan tähtipisteen maadoittamisesta aiheutuvat vikatilanteet tasasähköjärjestelmässä on havainnollistettu alla olevassa kuvassa 37.



Kuva 37. Muuntajan tähtipisteen maadoittamisesta aiheutuvat vikatilanteet tasasähköjärjestelmässä, kun maadoitustapana on a) TN-järjestelmä ja b) IT-järjestelmä (Löf, 2009,46).

Tasasähköjärjestelmän suojausten toteuttaminen vaatii perinteistä vaihtosähköjärjestelmää monimutkaisemman suojausjärjestelyn. Tasasähköjärjestelmien suojaukselle ehdotettuja rakenteita ovat IT-IT, IT-TN TN-TN-järjestelmä. Suojausjärjestelmän rakennetta kuvaavan lyhenteen ensimmäinen osa tarkoittaa tasasähköverkon ja toinen osa sähkönkäyttäjän verkon maadoitustapaa. Esimerkiksi TNTN- järjestelmässä sekä tasasähköverkkoa että sähkönkäyttäjän verkko ovat käyttömaadoitettuja, kun taas IT-IT -järjestelmässä kumpikin on maasta erotettu. Seuraavassa kuvassa 38. on esitetty IT-IT -tasasähköjärjestelmän suojaukselle ehdotettu rakenne. (Löf, 2009,46).



Kuva 38. IT-IT -tasasähköjärjestelmän suojaukselle ehdotettu rakenne

Tasasähköjärjestelmässä oikosulkuviat voidaan luotettavasti katkaista perinteisellä sulakesuojauksella tai kompaktikatkaisijoilla muuntopiirin alussa. Maadoitetussa TN – järjestelmässä maasulkuvika vastaa oikosulkua, jolloin maasulut voidaan selvittää oikosulkusuojauksella. Maasta erotetussa IT -järjestelmässä vikavirralla ei muodostu paluureittiä, jolloin maasulkuviat pitää selvittää eristyksenvalvontareleistyksen avulla.

Tasasuuntaajan yhteydessä voidaan käyttää alijännitesuojausta, jolla estetään tasajännitteen sykkeisyyden kasvu kytkimen avoimen piirin vioittuessa. Lisäksi maasulkujen havainnointiin vaihtojännitepuolella voidaan käyttää maasulkureleiestystä. Käyttömaadoitettujen IT-TN ja TN-TN -järjestelmien toteuttaminen vaatii galvaanisen erotuksen, joka erottaa jakeluverkon ja sähkönkäyttäjän kiinteistöverkon toisistaan. Sähkönkäyttäjän kiinteistöverkko voidaan käyttömaadoittaa vain, jos jakelua kiinteistöverkko ovat galvaanisesti erotettu toisistaan. Ilman näiden verkkojen galvaanista erotusta jakeluverkon maasulut muodostavat yhdessä kiinteistöverkon käyttömaadoituksen kanssa vaarallisen kaksoisvian maan kautta, josta voi muodostua vaarallisen suuria maadoitusjännitteitä. Maasta erotetussa IT-IT -järjestelmässä sen sijaan ei tarvita galvaanista erotusta. (Löf, 2009,46)

Tasasähkö järjestelmän komponentteja on vielä suhteellisen vaikeasti saatavissa jakeluverkon tarpeisiin ja ne ovat kalliita. Osa testauksista on vasta pilottivaiheessa, eikä kaikkia tuloksia testeistä ole saatavissa. Tasasähkö järjestelmän laskelmat jätetään tässä insinööriyössä huomioimatta.

3.6 1000 V jakelujärjestelmä

Sähkönjakeluverkon kustannuksista suurin osan aiheutuu johtimista ja niihin liittyvistä rakenteista. Suomen liittyttyä vuonna 1995 EU:n jäseneksi alettiin Suomessa soveltaa pienjännitedirektiiviä (LVD -direktiivi) 73/23/EEC. Direktiivissä on määritelty pienjännitelaitteiksi sähkölaitteet, jotka on mitoitettu alle 1000 V vaihtojännitteelle (myöhemmin kilovoltti tai 1 kV) pienjännitteeksi. Vastaavasti 75–1500 V tasajännitteet luokitellaan saman direktiivin mukaan pienjännitteiksi. Määräysten muuttuminen ja pienjänniterajan nostaminen 1000 V:iin on lisännyt kiinnostavuutta hyödyntää koko pienjännitealue sähkönjakelussa.

Kilovoltin pienjännitteen käytön etu on 20 kV johtolinjausta pienemmät investointi kustannukset ja 0,4 kV johtoa pienemmät häviöt. Varsinkin metsäisten ja vesistöjen rajoittamien harvaanasuttujen alueiden sähköistäminen kilovoltin järjestelmällä on kustannustehokkaampaa kuin pitkien erillisten keskijännitelinjoiden rakentaminen. Samalla vikojen vaikutusalueet pienevät, koska jokainen 1000 V:n johtohaara muodostaa oman suojausalueensa. Pienentämällä keskijänniteverkon yhtenäisiä syöttö- ja suojausalueita voidaan parantaa jakeluverkon käyttövarmuutta. Kilovoltin järjestelmässä voidaan käyttää olemassa olevia AMKA – riippukierrekaapeleita tai maakaapeleita niiden auraamisen tultua nykyään entistä edullisemmaksi. Kilovoltin järjestelmässä voidaan siirtää noin 2,5 kertaa suurempia tehoja ja 2,5 kertaa kauemmas kuin perinteisessä 400 V:n järjestelmässä, jossa jännitealenema asettaa rajoituksia jo alle kilometrin siirtoetäisyyksillä. (Lakervi & Partanen, 2008,168–170)

1000 V johdot säästävät maisemaa, sillä ne eivät tarvitse leveää johtokatua kuten 20 kV keskijännitejohdot. 1000 V verkot soveltuvat hyvin käytettäväksi herkissä ranta- ja järvimaisemissa. Lisäksi ne mahdollistavat kaapeliauraamisen lisäämisen siihen soveltuvilla vähintään 1000 V kaapeleilla. Näin voidaan vähentää ympäristöä haittaavien kylästäettyjen pylväiden käyttöä.

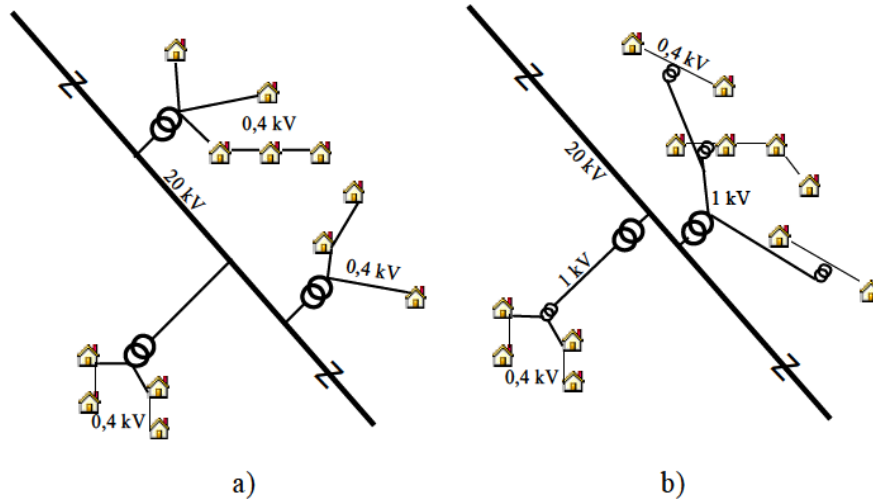
Nykyisestä keskijänniteverkon pituudesta olisi tarkastelualueesta riippuen 10–30 % korvattavissa 1 kV tekniikalla. Karkeasti arvioituna se voisi siis parantaa jakeluverkon käyttövarmuutta jopa noin neljänneksen. Useilla verkkoyhtiöillä 1 kV pienjännitejakelujärjestelmä ei ole vielä kovin yleisesti käytössä. Teknitaloudellisesta näkökulmasta varmoja käyttökohteita 1 kV johdoille löytyy kuitenkin keskijännitejohtojen korvaajina alueilla, joissa ilmajohtoverkossa haarajohtojen siirtoteho on alle 60 kW ja siirtomatkat 1-5 km. Vastaavasti maakaapeliverkossa varmat käyttökohteet ovat haarajohdot, joiden siirtoteho on alle 100 kW ja siirtomatkat 1-5 km. Perinteisellä 0,4 kV pienjännitejohdolla siirtoetäisyys jää normaalisti alle kilometrin jännitteen aleneman muodostuessa rajoitettavaksi tekijäksi. 1 kV järjestelmä on taloudellinen ratkaisu myös 0,4 kV pienjänniteverkon vahvistamiseksi verkossa, jossa uusien asiakkaiden liittäminen muuntopiiriin vaatisi joko muuntopiirin jaon tai erittäin vahvojen 0,4 kV johtojen rakentamisen. (Lakervi & Partanen 2008,168)

Erityisesti taajamien maakaapeliverkoissa verkon vahvistaminen perinteisin menetelmin voi tulla hyvinkin kalliiksi, jolloin pienjännitemaakaapeliverkon runkojohtojen jännitteen nostaminen 1 kV:iin voisi olla hyvä ratkaisu pienjänniteverkon siirtokapasiteetin nostamiseksi. Ilmajohto- ja maakaapeliverkkojen lisäksi 1 kV jakelujärjestelmälle teknitaloudellisia käyttökohteita löytyy saaristoalueilta ja huvila-asutetuilta järviseuuduilta, joissa vesistökaapelien siirtotehot ovat pieniä ja pituudet pitkiä. Usein kaapelien pituuden vuoksi joudutaan käyttämään kalliita 20 kV vesistökaapeleita, sillä jännitteen aleneman vuoksi ei voida käyttää 0,4 kV:n vesistökaapeleita. Nostamalla pienjännitevesistökaapelin jännitetaso 1 kV:iin saadaan siirtoetäisyys huomattavasti pidemmäksi pienjännitteellä. (Lakervi & Partanen 2008, 168)

3.6.1 Tekninen toimintaperiaate

Kolmas pienjänniteporras, 1000 V, sijoittuu nykyisen keskijänniteverkon ja pienjänniteverkon väliin muodostaen kolmannen jakelujänniteportaan nykyään käytettävien 20 kV ja 0,4 kV lisäksi. Koko 20/1/0,4 kV jakelujärjestelmä on kolmivaiheinen ja 1000 V järjestelmä toimii välijärjestelmänä keskijänniteverkon ja nykyisen kaltaisen 400 V pienjänniteverkon välissä. 1000 V johdon taloudellinen käyttöalue muodostuu yleensä alle 100 kW tehoille ja johtopituuksille muutamasta sadasta metristä noin 5 km:iin. Seuraavan sivun kuvassa 39 on esitetty yksinkertainen malli kolmijänniteportaisesta jakelu-

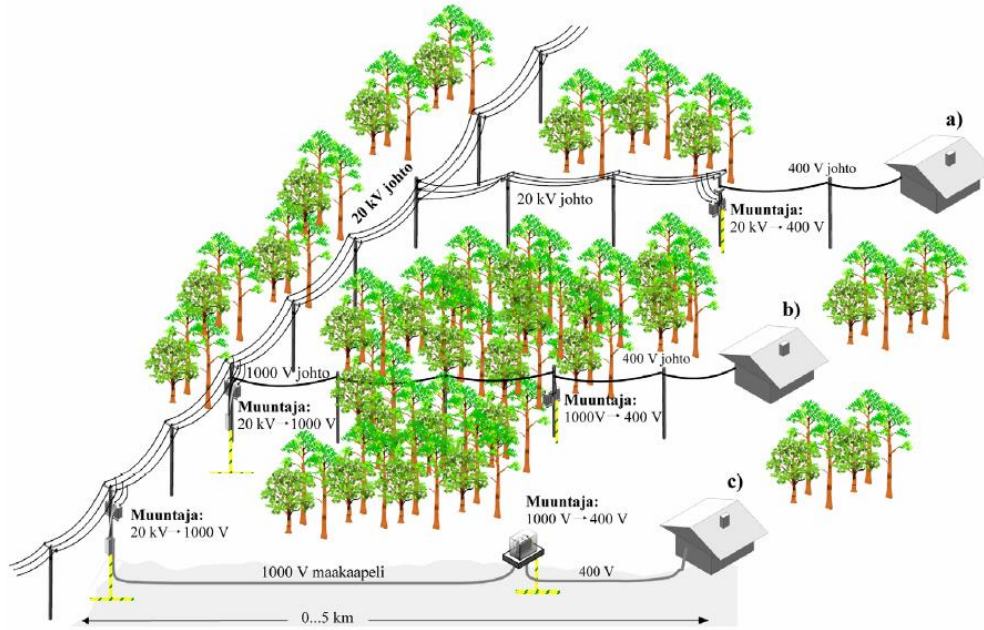
verkosta, jossa 20 kV keskijännitejohdosta on otettu syöttö pienjänniteasiakkaille käyttäen 1000 V:n pienjänniteporrasta. (Partanen, Lohjala, Kaipia, Rissanen & Lassila, 2005,7)



Kuva 39. Asiakasryhmän syöttö a) perinteisellä ja b) kolmijänniteportaisella verkkoratkaisulla.

Kolmijänniteportaisessa sähköjakoverkossa jännite muunnetaan keskijänniteverkon, esimerkiksi 20 kV jännitteestä, nimellijännitteeltään 1000 V pienjännitteeksi ja sitten lähellä kulutuspaikkoja asiakkaille sopivaksi 400 V jännitteeksi. Järjestelmä on mahdollista toteuttaa myös muuntamalla jännite 400 V pienjännitteestä 1000 V:iin ja jälleen lähellä kulutusta takaisin 400 V:iin. Tällaisessa ratkaisussa on järjestelmän taloudellinen kannattavuus ja teknisten reunaehtojen täytyminen tarkistettava erittäin huolellisesti. Keskijänniteverkon ja 1000 V verkon väliin jäävä osuus 400 V verkkoa pienentää koko järjestelmän tehonsiirtokykyä ja jännitejähkyä. Lisäksi tällaisessa toteutuksessa voi ilmetä ongelmia riittävän oikosulkuvirran syöttämisessä.

Vastaavaan 400 V johtoon verrattuna 1000 V järjestelmällä saavutetaan parempi tehonsiirtokyky. Pienjännitejohdinrakenteiden edullinen kustannustaso mahdollistaa myös 1000 V johtojen keskijännitejohtoja edullisemmän maakaapeloinnin. Tällöin on luontevaa jatkaa myös tarvittava osa 400 V pienjännitejakelua maakaapeloinnina. Seuraavassa kuvassa 40 on esitetty periaatteelliset ratkaisut pienien kuormien syöttämiseksi haja-asutusalueella käyttäen sekä perinteistä että kolmijänniteportaista verkkomallia. (Lakervi & Partanen, 2008,169)



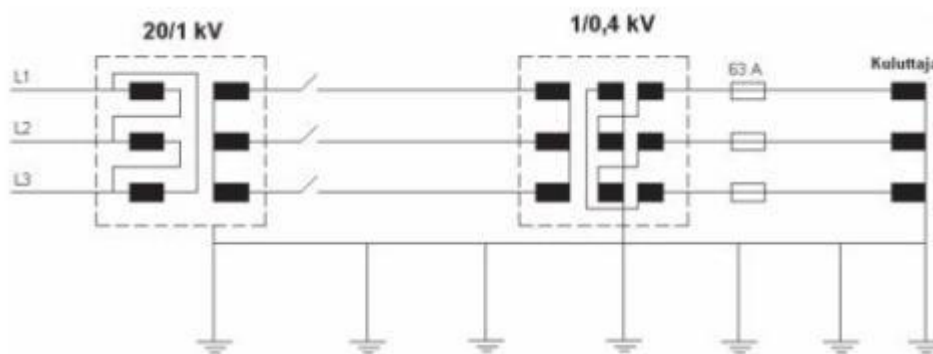
Kuva 40. Sähkönjakelua haja-asutusalueella: a) perinteinen haja-asutusalueen järjestelmä, b) 1000 V AMKA -johto korvaa 20 kV haarajohdon ja c) 1000 V maakaapeli korvaa 20 kV haarajohdon.

Eristys eri jänniteportaiden välillä muuttuu, kun 20 kV keskijänniteverkon ja 400 V pienjänniteverkon väliin lisätään 1000 V pienjänniteporras. Standardissa IEC 60071-1 on määritelty nimellisjännitteet ja kestokoejännitteet mm. pienjännitejärjestelmille joiden suurin jännite on 1000 V (Partanen ym. 2005,8)

Nykyään 1000 V komponenteiksi luokiteltujen entisten 400 V komponenttien on oltava koestettu 1000 V vaatimusten mukaisesti. 1000 V jännitteellä käytettävään pienjänniteilmajohtoon, esimerkiksi AMKA -riippukierrejohtoon, ei voida olettaa kohdistuvan 400 V jännitteellä käytettävää johtoa suurempia järjestelmän ulkopuolisia ylijännitteitä. Järjestelmän sisäisistä ylijännitteistä yleisimpiä ovat maasulku- ja kytkentäylijännitteet. Maasulun aikana terveiden vaiheiden jännitteen tiedetään nousevan maasta erotetussa järjestelmässä korkeintaan noin 1,05 kertaa pääjännitteen suuruiseksi. Tällöin 1000 V maasta erotetussa järjestelmässä vaikuttaa maasulun aikana vaiheen ja maan välillä suurimmillaan 5 % terveen verkon käytönaikaista pääjännitettä suurempi jännite. Näillä perusteilla 1000 V järjestelmässä ei ylitetä vielä 400 V tai 690 V koejännitteitäkään. Standardissa IEC 60664-1 on määrätty maksimissaan 1000 V pienjännitekomponenteille mitoituskoejännitteet (syöksykoejännitteet) (Partanen ym. 2005,9)

3.6.2 20/1/0,4 kV verkon suojaus- ja käyttöperiaate

Tässä kappaleessa tarkastellaan 20/1/0,4 kV järjestelmän myötä muuttuvan pienjänniteverkon suojausta. Kappaleessa ei oteta kantaa keskijänniteverkon suojaukseen, kolmiportainen jakelujärjestelmä ei muuta siihen vaikuttavia tekijöitä. Pääpaino on asiakkaan turvallisuuteen ja verkon käyttöön liittyvissä tekijöissä. 1000 V järjestelmän suojauksesta on kokemuksia koeasennuksien kautta. Mittausten ja teoreettisten vikatilannetarkastelujen pohjalta 1000 V verkkoa on päädytty käyttämään maasta erotettuna. Suomen maadoitusolosuhteissa maadoitetun 1000 V verkon on todettu olevan turvallisuusriski kaksoisvikatilanteessa, jossa nollajohdon katkos yhdistyy maasulkuun. Tällaisessa tapauksessa koko pienjänniteverkon kosketusjännitteet ylittävät moninkertaisesti sallitut arvot. Maasta erotetun verkon tapauksessa ongelmaa ei esiinny. Seuraavassa kuvassa 41 on esitetty 20/1/0,4 kV järjestelmän käyttöperiaate. Myös 1000 V johdon PE -johdin kannattaa maadoittaa. Tällä parannetaan 400 V verkon maadoituksia. (Partanen ym. 2005,9)

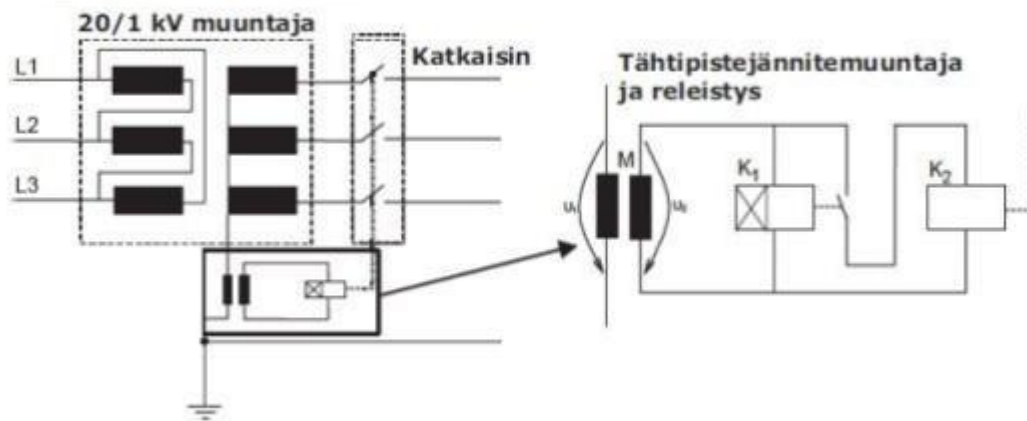


Kuva 41. Maasta erotetun 1000 V järjestelmän rakenne.

Maasta erotetun järjestelmän suojausta ei voi perustaa pelkkään sulakesuojaan, sillä periaatteeltaan yksivaiheista oikosulkua muistuttava vikatilanne on muuttunut maasulkuviaksi. Vikavirrat ovat niin pieniä, että sulakesuojaus ei enää toimi maasulkuvioissa. Suojauksen toteuttamiseen käytetään katkaisijaa, johon oikosulkusuojauksen lisäksi voidaan yhdistää maasulkusuojauksen laukaisu. 20/1 kV muuntamoilla on käytössä alun perin Suur-Savon Sähkö (SSS) Oy:n kehittämä suojauspaketti, joka koostuu katkaisijasta ja ylivirtareleiestyksestä, sekä tähtipistejännitteen mittaukseen perustuvasta maasulkusuojauksesta.

Katkaisija on kehitetty teollisuuskäyttöön alkujaan tarkoitettuun 1000 V luokitellusta kojeesta. Maasulkusuojauksen toteuttamista 1000 V järjestelmässä helpottaa se, että

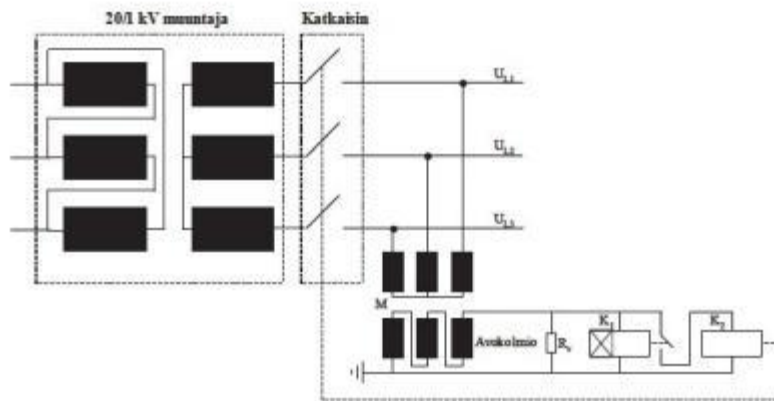
maasulkusuojauksessa ei tarvitse ottaa huomioon maasulkuvirran suuntaa, vaan riittää, kun luotettavasti voidaan todeta maasulkuvian syntyminen. Poikkeustapauksissa 1000 V johtolähtöjä voi olla useampi kuin yksi, mutta näissäkin tapauksissa johtolähdöt kannattaa pääsääntöisesti kytkeä saman suojauksen taakse. Jos suojaukset halutaan tehdä johdokohtaisesti, on rakennettava suunnattu maasulkusuojaus. Seuraavassa kuvassa 42 on esitetty maasulkusuojauksen toimintaperiaate. (Partanen ym. 2005,10)



Kuva 42. Tähtipistejännitemittaukseen perustuvan 1000 V maasulkusuojauksen kaavio. M = jännitemuuntaja ($S_n = 140 \text{ VA}$, $U_1/U_2 = 575/230 \text{ V}$), K1 = hidastusrele, K2 = laukaisurele (katkaisimien ohjaus).

Maasulkutilanteessa verkon epäsymmetria kasvaa ja tähtipistejännite kasvaa. Pahimmillaan maasulun aikana tähtipistejännite nousee vaihejännitteen suuruiseksi. Tähtipistejännitettä mittaavan jännitemuuntajan toisio on kytketty kuvan 42 mukaisesti hidastusreleen kautta laukaisureleelle, joka ohjaa katkaisimia. Laukaisurele asetellaan siten, että käyttötilanteessa normaali epäsymmetria ei aiheuta laukaisua. Käytännössä hyväksi havaittu asetteluarvo on ollut $> 50 \%$ nimellisestä vaihejännitteestä. Hidastusreleellä säädetään havahtumisaika siten, että esimerkiksi ylijännitesuojien aiheuttama hetkellinen maasulkutilanne ei aiheuta laukaisua. 1000 V verkon ylijännitesuojaukseen voidaan käyttää esimerkiksi ylijännitesuojia, joiden suurin sallittu jatkuva käyttöjännite on 3 kV. (Partanen ym. 2005,10)

Avokolmiomittauksen perusperiaate vastaa tähtipistejännitteen mittausta. Avokolmiomittauksessa mitataan tähtipistejännitemittauksen tapaan järjestelmän nollijännitettä, joka aiheutuu järjestelmän epäsymmetriasta. Kaaviokuva avokolmiomittaukseen perustuvasta maasulkusuojauksesta on esitetty seuraavassa kuvassa 43.



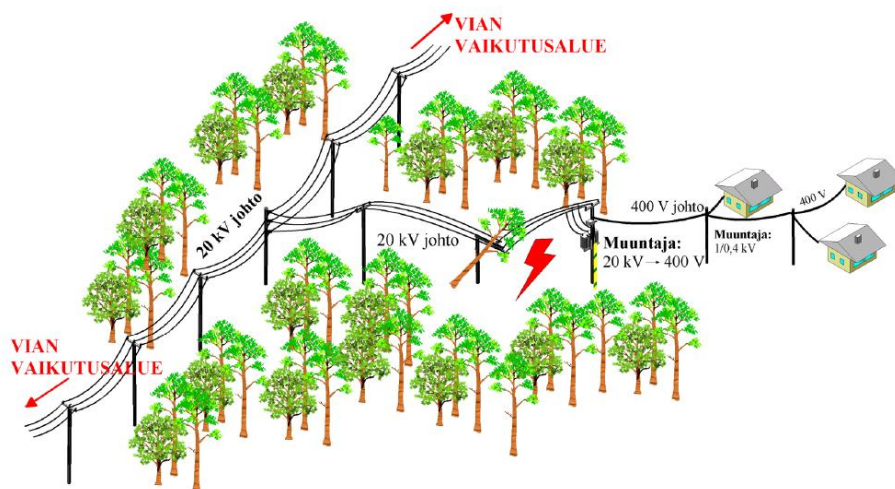
Kuva 43. Avokolmiomittaukseen perustuvasta maasulkusuojaus. M = avokolmiojännitemuuntaja (SN = 10 VA, $U_1/U_2 = 577/33,3$ V) R_v = etuvastus, K_1 = hidastusrele, K_2 = laukaisurele (katkaisimen ohjaus) (Partanen ym. 2005, 28)

Avokolmiomittauksessa ei ole samanlaista riskiä virhekytkennälle, kuten tähtipistejännite mittauksessa, koska 20/1 kV muuntajan tähtipisteen liitin voidaan jättää muuntajan kannella koskemattomaksi. Jos jostain syystä tähtipiste kuitenkin maadoitetaan, ei se estä maasulkusuojaus toimintaa. On kuitenkin huomioitava, että tehollisesti maadoitetussa järjestelmässä yksivaiheisessa maasulussa (oikosulussa) epäsymmetria on maasta erotettua järjestelmää pienempi. Jos suojauksen asetteluarvo on korkea, ei järjestelmän epäsymmetria välttämättä ole riittävän suuri suojauksen laukaisemisrajan saavuttamiseksi. 20/1/0,4 kV verkon yhteydessä 400 V verkkoa käytetään maadoitettuna kuten aiemminkin, verkon suojausperiaate ei muutu. (Partanen ym. 2005, 28)

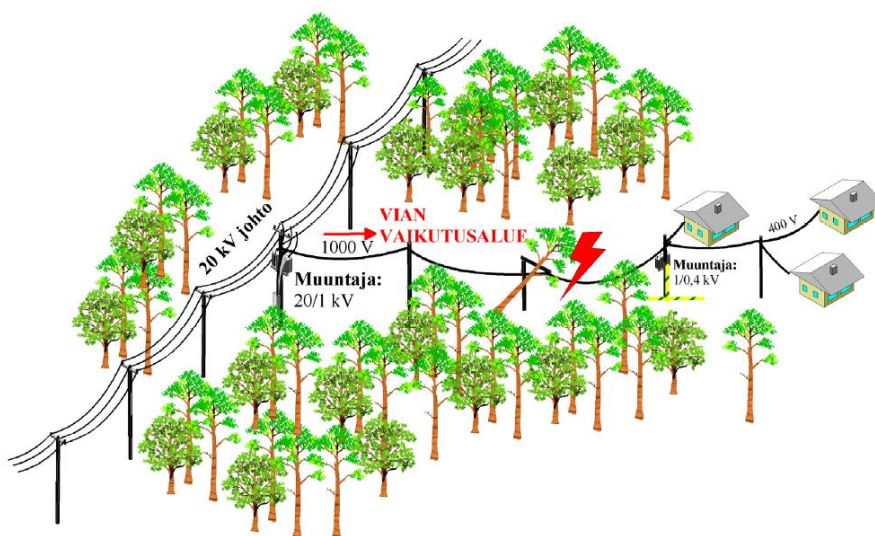
Varsinkin haja-asutusalueiden sähköjakelussa on käyttövarmuuden parantaminen otettava huomioon aiempaa tarkemmin. Jakeluverkkojen käyttövarmuuden tasoa voidaan arvioida vikojen aiheuttamien keskeytysten määrällä. Asiakaskyselyjen mukaan hyvän sähköyhtiön toiseksi tärkein piirre on toimitusvarmuus ja sähköjakelun häiriöttömyys. Tärkein ominaisuus on edullinen hintataso. Ilman keskeytyksistä aiheutuvia haittoja nykyiset ilmajohtoverkot olisivat edullinen ja teknisesti helposti olosuhteisiin mukautuva menetelmä haja-asutusalueiden sähköjakeluun. Sähköjakelun laatuun vaikuttavista tekijöistä keskeytykset koskettavat kaikkia haja-asutusalueiden asiakkaita, kun esimerkiksi jännitetaso-ongelmat vaikuttavat vain pieneen osaan asiakkaista. (Partanen ym. 2005,12)

Käyttövarmuutta suunniteltaessa otetaan huomioon mm. millaiset viat saavat aiheuttaa keskeytyksen asiakkaan sähköjakeluun ja miten nopeasti vikojen aiheuttamien keskey-

tysten jälkeen jakelu voidaan palauttaa normaaliin tilaan. Käyttövarmuuden tasoon voidaan vaikuttaa mm. johtorakenteilla (ilmajohto/maakaapeli), rengassyöttömahdollisuuksilla, sähköasemilla ja kauko- ja käsiohjattavien kytkinlaitteiden määrällä ja optimaalisella sijoittamisella. Viasta aiheutuvan keskeytyksen vaikutus ja laajuus riippuu mihin jakeluverkon osaan vika syntyy. 20 kV johdolle syntyvä vika aiheuttaa keskeytyksen kaikille syöttöalueen asiakkaille. Pienjänniteverkon viassa keskeytyks koskee yhtä muuntopiiriä tai vain osaa muuntopiirin asiakkaita. Asiakkaita pienjänniteverkon keskeytyksen piirissä on vain muutamia, kun 20 kV johtoviassa jakelukeskeytyks koskee usein satoja asiakkaita. Seuraavissa kuvissa 44 ja 45 on esitetty pien- ja keskijännitevikojen erilaiset vaikutusalueet. (Partanen ym. 2005,12)



Kuva 44. Vian vaikutus perinteisellä 20/0,4 kV tekniikalla rakennetussa verkossa. Häiriö näkyy kaikkialla 20 kV keskijännitejohdon sähkön käyttäjillä.



Kuva 45. Vian vaikutusalue uudella kolmijänniteportaisella 20/1/0,4 kV tekniikalla. Häiriö näkyy vain kyseisen 1000 V johtohaaran sähkön käyttäjillä.

Lisättäessä jakeluverkkoon kolmas jänniteporras keskijänniteverkon johtopituus lyhenee ja varsinkin lyhyiden keskijännitehaarajohtojen määrä vähenee. Avojohtoverkoissa tämä tarkoittaa metsään sijoitettujen johtokatuja määrän pienenemistä ja avojohdoille tyypillisten vikojen vähenemistä. Esimerkiksi AMKA -tyyppiset pienjänniteriippukierrehodot eivät vikaannu yhtä helposti kuin avojohtorakenne. Riippukierrehodot kestävät hyvin risujen raapimisen sekä pienempien puiden kaatumisen linjalle. Suurin 1000 V järjestelmän etu on sen muodostama oma suojausalue. Kuvan 45 mukaisesti tämä rajaa kaikki 1000 V järjestelmän ja siihen kytkeytyneen 400 V verkon viat keskijännitejohtolähdön ulkopuolelle.

1000 V järjestelmä toteutetaan pienjännitejohtoin, joten se ei tarvitse leveää johtokatua ympärilleen kuten 20 kV avojohto. Näin metsien luonnonmukaisuus ja mökkialueiden herkäät maisema-arvot säilyvät. Maksettavien johtoaluekorvausten määrä pienenee ja maankäyttösopimusten saaminen helpottuu johtokatuja tilantarpeen vähentyessä. Seuraavassa kuvassa 46 on esitetty tyypillinen haja-asutusalueen keskijännitejohto johtokatuineen ja AMKA -riippukierrehodolla toteutettu pienjännitejohto. (Partanen ym. 2005,10)



Kuva 46. Johtorakenne toteutettuna

a) keskijänniteavojohtona, b) pienjänniteriippukierrekaapelilla.

1000 V järjestelmälle osittain vaihtoehtoisia ja osittain täydentäviä ratkaisuita ovat mm.

- Keskijänniteverkon maakaapelointi ja päällystettyjen avojohtojen käyttäminen
- Keskijännitejohtojen siirtäminen teiden laitaan
- Tavallista korkeampien pylväiden käyttäminen keskijännitelinjoilla
- Keskijännitejohtojen johtokatujen leventäminen
- Keveiden sähköasemien lisääminen haja-asutusalueille
- Keskijännitesatelliittikytkinasemien lisääminen

Näistä 1000 V järjestelmän ohella käyttökelpoisimmiksi havaitut vaihtoehdot ovat keveiden sähköasemien ja satelliittiasemien lisääminen haja-asutusalueille, sekä keskijänniterunkojohtojen maakaapelointi, päällystettyjen avojohtojen käyttö ja linjojen siirtäminen teiden laitamille. Yhdistämällä ratkaisuita voidaan sähköjakeluverkon käyttövarmuutta parantaa huomattavasti nykyisestä tasostaan. (Partanen ym. 2005,14)

3.6.3 20/1/0,4 kV järjestelmän komponentit

Pääosa jo olemassa olevista verkostokomponenteista on sovellettavissa 1000 V käyttöön. 1000 V järjestelmässä käytettävä asennustekniikka ja osa verkostokomponenteista on toteutettu Suur-Savon Sähkö (SSS) Oy:n koeasennuksista saatujen kokemusten pohjalta. Perinteisen järjestelmän komponentit ovat toimineet tuotekehityksen pohjana. Käytössä on tällä hetkellä varsinkin Suur-Savon alueella 20/1 kV muuntajia, jotka on rakennettu perinteisistä 20/0,4 kV jakelumuuntajista. Lähes kaikki nykyään käytössä olevat muuntajat ovat öljyeristeisiä. (Partanen ym. 2005,15)

Johtimien asennustavasta riippumatta on nykyisissä asennuksissa käytetty muuntajat, pääasiassa pylväsmuuntamoita sekä 20/1 kV että 1/0,4 kV muuntajille. 20/1 kV muuntamolla on käytössä alun perin SSS Oy:n kehittämä suojauspaketti, joka koostuu katkaisijasta ja ylivirtareleiestyksestä, sekä tähtipistejännitteen mittaukseen perustuvasta maasulkusuojauksesta. Katkaisijan alkuperä on teollisuusympäristössä. Seuraavassa kuvassa 47 on esitetty käytettävän suojauspaketin rakenne.



Kuva 47. 1000 V verkkojen suojauksessa käytettävä suojalaite ja sen osat. (Partanen ym. 2005,15)

Maasta erotetussa verkossa ei voida käyttää sulakesuojausta, koska sillä ei pystytä havaitsemaan pienivirtaista maasulkua. 1000 V verkon suojaukselle on viranomaisen toimesta asetettu vaatimus, jonka mukaan vikatyypistä riippumatta kaikki vaiheet on kytkettävä jännitteettömiksi. 1000 V järjestelmää varten on myös suunniteltu merkintäkilpiä, joilla kaikki 1000 V johdot merkitään. Tällä vältetään sekaannukset, kun esimerkiksi samoihin pylväisiin asennetaan 400 V johtimia ja kalusteita. 400 V verkon teknisessä rakenteessa ei 1000 V järjestelmän myötä tapahdu muutoksia nykyiseen verrattuna. 400 V pienjänniteverkossa käytetään olemassa olevia komponentteja. SSS Oy:n näkemyksen mukaan suurimmat tuotteistustarpeet ovat maakaapeliverkkoon soveltuvien 1/0,4 kV muuntamoiden kehittäminen ja 1000 V suojausjärjestelmän kehittäminen. (Partanen ym. 2005,15)

1000 V pienjänniteverkossa voidaan käyttää samoja 1000 V leimalla varustettuja pienjännitekaapeleita (AMKA, AXMK), liittimiä, päätteitä ja muuta asennustarvikkeita, kuin 400 V jännitteellä. Julkisessa sähköjakelussa käytettävät pienjännitejohdot on leimattu 1000 V jännitteelle EU pienjännitedirektiivin mukaisesti. Kyseiset komponentit on pienjännitedirektiivin mukaisesti luokiteltu jo valmiiksi 1000 V pienjännitteelle. Kaapelien asennustekniikka ei 1000 V järjestelmän myötä muutu. 1000 V maakaapelien auraaminen on taloudellinen keino lisätä haja-asutusalueiden kaapelointiasetusta. Nykyään on saatavilla jo erityisesti auraamiseen tarkoitettuja kaksinkertaisella vaimen-

netulla vaipalla varustettuja maakaapeleita, joiden hinnat eivät ole merkittävästi perinteisiä AXMK -maakaapeleita suurempia. Jo käytössä olevat pienjännitejohdoille tarkoitettut liittimet, ripustimet ym. asennustarvikkeet on suoraan sovellettavissa 1000 V käyttöön. 400 V maakaapeliverkoissa käytettävät jakokaapit on myös pääasiassa suoraan sovellettavissa 1000 V verkkoihin. Toistaiseksi 1000 V verkoissa ei ole ollut tarvetta käyttää haaroituspisteissä johtokohtaista suojausta, vaan koko 1000 V verkko suojataan yhdellä 20/1 kV muuntamolle asennetulla suojauspaketilla. 1000 V verkon suojaus asetellaan siten, että koko verkko on luotettavasti suojattu niin oikosulku- kuin maasulkuvikojen varalta. (Partanen ym. 2005,16)

3.6.4 Muuntajat

Jakelumuuntajat ovat yksittäisinvestointeina suhteellisen edullisia. Tarvittavasta suuresta muuntajamäärästä johtuen jakelumuuntajakannan kustannuksista muodostuu merkittävä osa koko sähköjakeluverkon kustannuksista. Suurin osa jakelumuuntajien kustannuksista muodostuu investointi- ja käyttökustannuksista. Jakeluverkon rakenteen muuttaminen kolmijänniteportaiseksi vaatii uudenlaisia jakelumuuntajia. Muuntajilla on keskeinen asema verkon taloudellisessa kannattavuudessa. Koska 20/1/0,4 kV järjestelmä vaatii enemmän muuntajia kuin perinteisesti on tarvittu, tulee muuntajista aiheutuvista kustannuksista aiempaa tärkeämpi osa jakeluverkon kokonaiskustannuksista. Uusina komponentteina jakeluverkkoon tulevat 1/0,4 kV muuntajat ja 20/1 kV muuntajat. Kaikkien muuntajien valmistuksen ohjenuoraksi soveltuu standardi IEC 60076. (Partanen ym. 2005,16; Eklind, 2008,48)

Jakelumuuntajilta edellytetään normaalisti vinokuorman sietokykyä. Tällöin suositeltaviksi muuntajien kytkentäryhmiksi jää Dyn- ja Yzn-kytkennät. Koska 1000 V järjestelmässä on kaksi perättäistä jakelumuuntamoaa (20/1 ja 1/0,4 kV), on jakelumuuntajien kytkentäryhmien ja verkon käyttötavan valintaan kiinnitettävä erityistä huomiota. Jännitteen säätö muuntajissa on erityisen tärkeää sähkönsiirto- ja jakeluverkoissa. Jännitettä on pystyttävä säätämään verkon kuormituksen mukaan. Jännitteen säätö tapahtuu muuntajan muuntosuhdetta muuttamalla. Muuntosuhteen muuttamiseksi on vaihdettava käämikierrosten lukumäärää, yleensä tämä tehdään yläjännitepuolen käämityksille alajännitepuolta pienemmän virran vuoksi. Jakelumuuntajissa säätö toteutetaan väliotto-kytkimen avulla. (Partanen ym. 2005,16; Eklind, 2008,48)

3.6.5 20/1 kV jakelumuuntajat

20/1 kV muuntajat pystytään tehokkaasti rakentamaan olemassa olevien 20/0,4 kV muuntajien pohjalta. Muuntajan yleisen eristystason määrää muuntajan yläjännitepuolella käytettävä jännite (20 kV). Tämän vuoksi ei muuntajan yleisiin eristerakenteisiin tarvitse tehdä muutoksia nostettaessa toisiosion jännite 400 V:sta 1000 V:iin. Muuntajan sydämen mitoitus määräytyvät pääasiassa siirrettävän tehon perusteella. Tällöin 20/1 kV muuntajien tehojen ollessa samat kuin 20/0,4 kV muuntajien ei sydänrakenteeseen tarvitse tehdä muutoksia. Yksinkertaisimmillaan ainoat muutokset nykyisiin 20/0,4 kV jakelumuuntajiin täytyy tehdä muuntajien käämikierrosmääriin. Tämän vuoksi käytettävät 20/1 kV muuntajat vastaavat nykyisiä 20/0,4 kV muuntajia, sekä hinnoiltaan että teknisiltä arvoiltaan. 20/1 kV muuntajat eivät myöskään poikkea ulkomitoiltaan perinteisistä 20/0,4 kV muuntajista. Sähköverkossa olevien muuntajien kokonaismäärän kasvussa on häviöihin kiinnitettävä kuitenkin erityistä huomiota. Tämän vuoksi muuntajien häviöt saavat olla korkeintaan samaa luokkaa kuin kansallisessa verkostosuosituksessa esiintyvän häviösarja-2 jakelumuuntajilla (SA 2:08 ; Partanen ym. 2005,16; Eklind, 2008,48)

3.6.5 Vikatilateiden tarkastelu

1000 V verkon suojaus on asetettava havahtumaan kaksivaiheisen oikosulkuvirran suuruuden mukaan. 20/1 kV muuntajalla sijaitseva 1000 V verkon suojaus asetellaan havahtumaan kaksivaiheisen oikosulkuvirran mukaan ja verkon suurin kolmivaiheinen oikosulkuvirta taas määrittää nopeimman suojausportaan pisimmän laukaisuaajan, jonka verkossa olevat komponentit kestävät vikaantumatta. Jos järjestelmän pienin oikosulkuvirta on suojausten luotettavalle toiminnalle liian pieni, on rajoittava johto-osuus vaihdettava poikkipinnaltaan suuremmaksi. 1000 V verkon ylivirtasuojalaitteessa on kolme asetettavaa havahtumisporras. Ensimmäinen havahtumisporras on pikalaukaisulle, joka toimii suurilla oikosulkuvirroilla. Toinen porras toimii ensimmäistä pidemmällä aikaviiveellä ja asetellaan havahtumaan 1000 V verkon kaksivaiheisissa oikosuluissa. Kolmas porras toimii ylikuormituksella, 1/0,4 kV muuntajan suojana ja 400 V verkon varasuojana. Suoja asetellaan siten, että se havahtuu, kun kuormitusvirta ylittää verkon suurimman sallitun termisen kuormitusvirran. Suoja voidaan asettaa myös 400 V verkon vikavirran mukaan huomioiden, että suojausten asettelu on vähintään 2,5 kertaa normaalia kuormitusvirtaa suurempi. Suojaustason aikaviive asetellaan niin pitkäksi,

että 400 V vioissa sulakkeet ehtivät toimiessaan katkaista varmasti syötön ennen 1000 V suojaa. 400 V verkon suojaus ja tekninen suunnittelu toteutetaan samoin kuin perinteisen 20/0,4 kV järjestelmän yhteydessä. (Partanen ym. 2005,56)

400 V pienjänniteverkko on käyttömaadoitettu verkko. Tällöin maasulkuviat vastaavat poikkeuksetta oikosulkuvikoja. 400 V verkon suojaukseen käytetään myös 20/1/0,4 kV järjestelmän yhteydessä sulakkeita tai sulakkeisiin rinnastettavia varokekytkimiä. Sulakesuojauksen luotettava toiminta vaatii riittävän suuret vikavirrat. 1000 V verkolla on suuri vaikutus sillä syötettävän 400 V verkon vikavirtoihin.

Kolmivaiheinen oikosulku

Kolmivaiheinen oikosulku on symmetrinen vika. Kolmivaiheisen oikosulun osalta on verkon mitoitus tehtävä niin, että järjestelmä kestää oikosulkuvirroista aiheutuvat rasiot, ja suojaus pystyy katkaisemaan suurimmatkin esiintyvät oikosulkuvirrat. Vian symmetrisyyden takia asiakkaalle ei aiheudu vaaratilanteita. Jos suojaus on mitoitettu oikein, ei sähköverkkoon kytketyille laitteille aiheudu vahinkoa, sillä verkko kytkeytyy nopeasti jännitteettömäksi. Oikosulkuvirtoja laskettaessa on laskennan kiintopisteeksi otettava laskettavan muuntopiirin liittymispiste syöttävään keskijänniterunkojohdossa. Laskettaessa 1000 V järjestelmän oikosulkuvirtoja, kaikki oikosulkuvirran suuruuteen vaikuttavat impedanssit redusoidaan 1000 V jännitetasoon vikapaikkaan. (Partanen ym. 2005,57) Kolmivaiheinen vikavirta lasketaan yhtälöllä

$$I_k = \frac{U}{\sqrt{3} (Z'_{SV} + \sqrt{(R'_{j20kV} + R'_{M201} + R_{j1kV})^2 + (X'_{j20kV} + X'_{M201} + X_{j1kV})^2}} \quad (38)$$

Missä:

Z'_{SV} = 1000 V jännitetasoon redusoitu syöttävän verkon impedanssi (taustaverkon impedanssi ja päämuuntaja 110/20 kV)

R'_{j20kV} = 1000 V jännitetasoon redusoitu 20 kV johdon vaiheresistanssi

R'_{M201} = 1000 V jännitetasoon redusoitu 20/1 kV muuntajan vaiheresistanssi

R_{j1kV} = 1000 V johdon vaiheresistanssi

X'_{j20kV} = 1000 V jännitetasoon redusoitu 20 kV johdon vaihereaktanssi

X'_{M201} = 1000 V jännitetasoon redusoitu 20/1 kV muuntajan vaihereaktanssi

X_{j1kV} = 1000 V johdon vaihereaktanssi

ja Syöttävän verkon oikosulkuimpedanssi liittymispisteessä voidaan määrittää esimerkiksi

kyseisen pisteen tiedetystä oikosulkuvirrasta yhtälöllä

$$Z_{SV} = \frac{c \cdot U_{SV}}{\sqrt{3} I_{kSV}} \quad (39)$$

Missä:

U_{SV} = Syöttävän verkon jännite

I_{kSV} = Syöttävän verkon oikosulkuvirta liityntäpisteessä

20 kV jännitetason resistanssit, reaktanssit ja impedanssit redusoidaan 1000 V jännitetasoon seuraavan syöttävän verkon impedanssille esitetyn yhtälön mukaisesti

$$Z'_{SV} = Z_{SV} \left(\frac{U_{2n}}{U_{1n}} \right)^2 \quad (40)$$

20/1 kV muuntajien oikosulkuresistanssit ja reaktanssit voidaan laskea jo valmiiksi 1000 V jännitetasoon. 400 V verkon kolmivaiheinen oikosulkuvirran laskenta vastaa 1000 V verkon oikosulkuvirran laskentaa. Koska kolmivaiheinen oikosulku on symmetrinen vika, ei 400 V verkon maadoitetulla käytettävällä ole vaikutusta vikavirtaan. Laskettaessa 400 V verkon kolmivaiheista oikosulkuvirtaa on verkon impedanssit vikapaikasta katsoen redusoitava 400 V jännitetasoon. (Partanen ym. 2005,58) Kolmivaiheinen vikavirta lasketaan yhtälöllä:

$$I_k = \frac{U}{\sqrt{3} (Z''_{SV} + \sqrt{(R_K^2 + X_K^2)}} \quad (41)$$

$$R_k = R''_{j20kV} + R'_{M201} + R'_{j1kV} + R_{M104} + R_{j400V} \quad (42)$$

$$X_k = X''_{j20kV} + X'_{M201} + X'_{j1kV} + X_{M104} + X_{j400V} \quad (43)$$

missä

Z''_{SV} = 400 V jännitetasoon redusoitu syöttävän verkon impedanssi

R''_{j20kV} = 400 V jännitetasoon redusoitu 20 kV johdon vaiheresistanssi

R'_{M201} = 400 V jännitetasoon redusoitu 20/1 kV muuntajan vaiheresistanssi

R'_{j1kV} = 400 V jännitetasoon redusoitu 1000 V johdon vaiheresistanssi

R_{M104} = 1/0,4 kV muuntajan vaiheresistanssi

R_{j400V} = 400 V johdon vaiheresistanssi

X''_{j20kV} = 400 V jännitetasoon redusoitu 20 kV johdon vaihereaktanssi

X'_{M201} = 400 V jännitetasoon redusoitu 20/1 kV muuntajan vaihereaktanssi

X'_{j1kV} = 400 V jännitetasoon redusoitu 1000 V johdon vaihereaktanssi

$X_{M104} = 1/0,4 \text{ kV}$ muuntajan vaihereaktanssi

$X_{j400V} = 400 \text{ V}$ johdon vaihereaktanssi

Yläpilkuin merkityt suureet on redusoitu 400 V jännitetasoon. Yläpilkkujen lukumäärä osoittaa, monenko muuntajan yli suureet on redusoitava. Esimerkiksi Z_{SV} on redusoitava sekä 20/1 kV muuntajan että 1/0,4 kV muuntajan ylitse.

Kaksivaiheinen oikosulku

Kaksivaiheinen oikosulku on epäsymmetrinen tilanne, jonka laskentaan tarvitaan myötaverkon lisäksi vastaverkon tiedot. Kaksivaiheisessa oikosulussa vikaantuneet vaiheet koskettavat toisiaan, mutta eivät ole yhteydessä maahan. Kaksivaiheisessa oikosulussa täytyy ottaa huomioon kolmivaiheisen vian tapauksessa tarvittujen myötaverkon impedanssien lisäksi myös vastaverkon impedanssit. Vastaverkon impedanssien oletetaan yleensä olevan yhtä suuria kuin myötaverkon impedanssit. Kaksivaiheiselle oikosulkuvirralla saadaan riittävän tarkka arvo kolmivaiheisesta oikosulkuvirrasta seuraavalla yhtälöllä.

$$I_{k2} = \sqrt{3/2} * I_{k3} \quad (44)$$

Laskenta voidaan toteuttaa samankaltaisesti sekä 1000 V että 400 V verkoille kolmivaiheisen oikosulkuvirran avulla. Kaksivaiheisessa oikosulussa viallisten vaiheiden jännite riippuu vikavirran verkon komponenteissa aiheuttamasta jännitehäviöstä. Terveen vaiheen jännite säilyy ennallaan. 400 V verkossa tapahtunut kaksivaiheinen oikosulku näkyy 1000 V verkossa kuormituksen kasvuna, kuten kolmivaiheisenkin vika. 400 V kaksivaiheisessa oikosulussa 1000 V verkon kuormitus kasvaa kuitenkin epäsymmetrisesti siten, että kahden vaiheen virta kasvaa oikosulkuvirran puolikkaan verran ja kolmannes vaiheessa oikosulkuvirran verran. (Partanen ym. 2005,58)

Yksivaiheinen oikosulku

Yksivaiheinen oikosulku on mahdollinen vain tehollisesti maadoitetussa verkossa.

Maasta erotetussa verkossa vastaava vika on yksivaiheinen maasulku. Maadoitetussa 400 V verkossa yksivaiheinen oikosulku syntyy, kun jännitteellinen osa koskettaa nollajohtoon tai maadoitettuun osaan. Oikosulkuvirta kulkee vaihejohtimesta nollajohtimeen ja tämän kautta muuntajan tähtipisteeseen. Yksivaiheisessa oikosulussa terveiden vai-

heiden jännitteet nousevat. Vaihejännitteiden nousemisen suuruus riippuu maasulkuker-
toimesta. Tehollisesti maadoitetuksi verkko määritellään silloin, kun maasulkukerroin
on pienempi kuin 1,4. Maasulkukerroin ilmaisee, montako kertaa terveeseen verkon vaihe-
jännitteen suuruiseksi vikaantuneen verkon terveiden vaiheiden jännitteet nousevat yk-
sivaiheisen oikosulun aikana. Vikatilanteessa jänniteosoittimien väliset kulmat vääristy-
vät ja verkko joutuu epäsymmetriseen tilaan. Vikavirralla saadaan alla oleva yhtälö

$$I_f = \frac{3U_V}{Z_{SVT} + \sqrt{(R_{K1})^2 + (X_{K1})^2}} \quad (45)$$

$$R_{k1} = 3R_f + 3R_{jN} + 2R_{m2} + 3R_j + R_{m2N} \quad (46)$$

$$X_{k1} = 3X_f + 3X_{jN} + 2X_{m2} + 3X_j + X_{m2N} \quad (47)$$

joissa

Z_{SVT} = syöttävän verkon impedanssi, sisältäen taustaverkon 110/ 20 kV päämuuntajan,
20 kV verkon ja 1000 V verkot

R_{jf} = vikaresistanssi

R_{jN} = nollajohdon resistanssi

R_{m2} = 1/0,4 kV muuntajan vaiheresistanssi

R_j = 400 V johdon vaiheresistanssi

R_{m2N} = 1/0,4 kV muuntajan nollaresistanssi

X_{jN} = nollajohdon reaktanssi

X_{m2} = 1/0,4 kV muuntajan vaihereaktanssi

X_j = 400 V johdon vaihereaktanssi

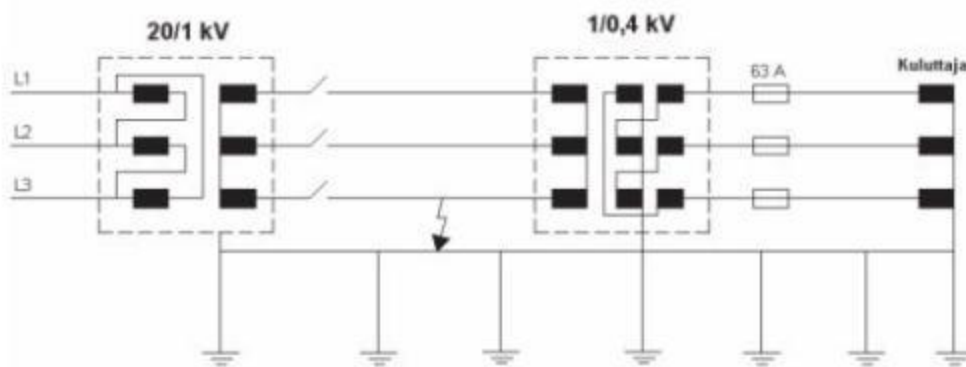
X_{j0} = 400 V johdon vaihejohtimen nollareaktanssi

X_{m2N} = 1/0,4 kV muuntajan nollareaktanssi

Yksivaiheinen oikosulku aiheuttaa nollajohtimeen kosketusjännitteen, jonka suuruus
riippuu vikavirrasta, nollajohtimen impedanssista ja maadoitusimpedanssista. 400 V
yksivaiheinen oikosulku näyttäytyy 1000 V verkossa epäsymmetrisen kuormituksen
tapaan. Johtuen 1/0,4 kV muuntajissa käytetyistä Yzn tai Dyn kytkentäryhmistä, jakau-
tuu 400 V järjestelmän yksivaiheinen vikavirta 1000 V järjestelmässä kahdelle vaiheel-
le. (Partanen ym. 2005,60)

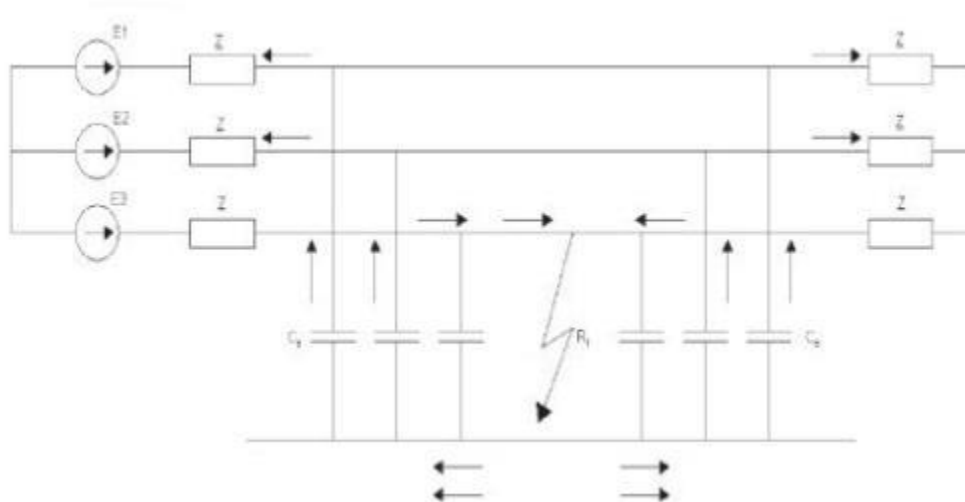
Maasta erotetun järjestelmän yksivaiheinen maasulku

Yksivaiheinen maasulku syntyy yhden vaiheen jännitteisen osan koskettaessa verkon maadoitettua osaa. Yksivaiheinen maasulku on mahdollinen vain maasta erotetussa järjestelmässä. Maadoitetussa järjestelmässä vastaava vika on yksivaiheinen oikosulku. 1000 V järjestelmässä maasulkuvika syntyy esimerkiksi tilanteessa, jossa vaihejohdin on kosketuksessa AMKA -riippukierrehjon kannatinköyden kanssa. Maasulkuvika 1000 V johdolla on kuvan 48 mukainen. (Partanen ym. 2005,60)



Kuva 48. Maasta erotetun 1000 V järjestelmän 1-vaiheinen maasulku (Partanen ym. 2005,60)

Epäsymmetrian seurauksena varausvirtojen summa poikkeaa nolasta muodostaen maadoitettujen osien kautta kulkevan maasulkuvirran. 1000 V verkossa maasulkuvirtojen muodostumista ja kulkeutumista voidaan kuvata seuraavan kuvan 49 mukaisesti.



Kuva 49. 1000 V jakeluverkon maasulkuvirtojen muodostuminen ja maasulkuvirtojen kulkeutuminen vikakohtaan. (Partanen ym. 2005,60)

Vikaresistanssittoman maasulun maasulkuvirta voidaan laskea kaavalla

$$I_{EM} = \sqrt{3}U2\pi fC_0 \quad (48)$$

missä:

I_{EM} = maasulkuvirta vikavastuksettomassa maasulussa

C_0 = verkon vaiheen maakapasitanssi

U = pääjännite

Vikaresistanssittoman maasulun maasulkuvirta voidaan laskea myös kaavalla

$$I_{EM} = \frac{U_V}{Z_{C0}}, \text{ jossa} \quad (49)$$

$$Z_{C0} = \frac{1}{3 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_0} \text{ saadaan lauseke} \quad (50)$$

missä:

I_{EM} = maasulkuvirta vikavastuksettomassa maasulussa

Z_{C0} = verkon maakapasitanssien impedanssi

C_0 = verkon vaiheen maakapasitanssi

U_V = vaihejännite

Kun vikaresistanssi otetaan mukaan, saadaan seuraava maasulkuvirran yhtälö

$$I_E = \frac{\sqrt{3}\omega C_0 U}{\sqrt{1 + (3\omega C_0 R_f)^2}} \quad (51)$$

missä

I_E = vikaresistanssin kautta kulkeva maasulkuvirta

U = verkon pääjännite

C_0 = verkon yhden vaiheen maakapasitanssi

R_f = vikaresistanssi

$\omega = 2\pi f$

maasulun maasulkuvirta voidaan laskea myös kaavalla

$$I_E = \frac{U_V}{Z_{EF}} \quad (52)$$

missä

$$Z_{EF} = \sqrt{R_f^2 + Z_{C0}^2} \quad (53)$$

I_E = vikaresistanssin kautta kulkeva maasulkuvirta

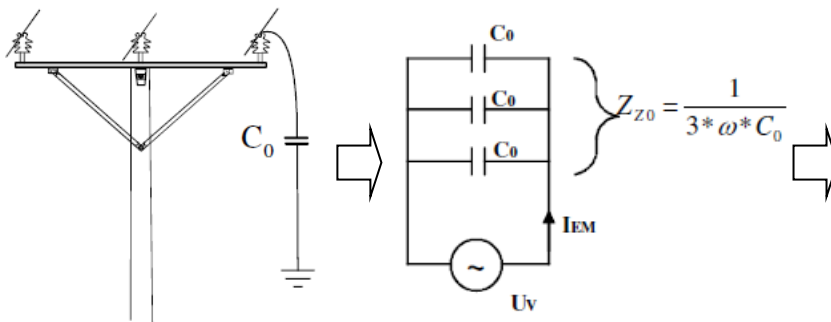
U = verkon pääjännite

C_0 = verkon yhden vaiheen maakapasitanssi

R_f = vikaresistanssi

$\omega = 2\pi f$

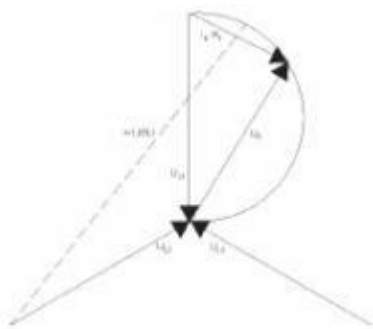
Edellisten lausekkeiden avulla lasketaan virta, joka kulkee viallisesta vaiheesta maahan. 1000 V jakeluverkot muodostuvat useimmiten galvaanisesti erillisistä johtohaaroista, joiden syöttöpisteestä lähtee harvoin useampi kuin yksi 1000 V johtohaara. Syöttöpisteestä ei yleensä kulje muista johtohaaroista muodostuvia taustaverkon maasulkuvirtoja. Terveiden vaiheiden maakapasitanssien kautta tuleva maasulkuvirta pääsee vikapaikkaan kahta eri reittiä joko muuntajan 20/1 kV käämien kautta tai 1/0,4 kV muuntajien käämien kautta. Syöttöpisteestä kulkevan maasulkuvirran suuruus on riippuvainen siitä, missä kohden verkkoa maasulkuvika tapahtuu. (Partanen ym. 2005,61; Martimo, 2011, 67) Seuraavassa kuvassa on havainnollistettu vikatilanne (kuva 50)



Kuva 50. 1000 V jakeluverkon AMKA -linjan yksivaiheinen maasulku (Martimo, 2011, 67)

Maasulkuvirran suuruus riippuu koko galvaanisesti yhteen kytketyn 1000 V verkon laajuudesta. Maasulkuvirta riippuu myös käytetystä johtotyypistä ja asennustavasta. Esimerkiksi AMKA -riippukierrehjon rakenteelliset erot maakaapeliin verrattuna aiheuttavat kapasitanssin erot ja sitä kautta erisuuruiset maasulkuvirrat. 1000 V järjestelmän maasulkuvikoja laskettaessa ei lopputuloksen tarkkuudessa tehdä suurta virhettä vaikka syöttävän verkon impedanssit jätetään huomiotta, sillä varsinainen maasulun vikavirtapiiri katkeaa 20/1 kV muuntamalla. Tyypillisimmillään 1000 V verkoissa maasulkuvirta on kaapeliverkoissa alle 1 A ja AMKA- riippukierrekaapeleilla alle 0,2 A. Maasulkuvirtojen pienuuden takia AMKA- riippukierrekaapeleilla toteutetuissa 1000 verkoissa vikaresistanssin vaikutus nollajännitteen suuruuteen on pieni. (Partanen ym. 2005, 62)

Yksivaiheisen maasulun aiheuttamat ylijännitteet nostavat terveiden vaiheiden eristysten jänniterasitusta. Jatkuvassa tilassa voi yksivaiheisen maasulun seurauksena terveiden vaiheiden jännite voi suurimmillaan nousta 5 % pääjännitettä suuremmaksi. Maasulkuvirran aiheuttaman jännite epäsymmetrian vaikutuksesta myös verkon tähtipisteen potentiaali poikkeaa maan potentiaalista, eli syntyy nollajännite. Tämä jännite on sama, jonka maasulkuvirta saa aikaan kulkiessaan maakapasitanssien kautta. Seuraavassa kuvassa 51 on esitetty jännitteiden käyttäytyminen maasulkuvian aikana maasta erotetussa verkossa. Järjestelmän nollajännite on maasulkuvirran ja vikaresistanssin funktio ja muuttuu selkeästi epäsymmetrisissä vikatilanteissa.



Kuva 51. Jännitteiden käyttäytyminen maasulkuviassa maasta erotetussa verkossa (Lakervi & Partanen 2008, 187).

Nollajännite U_0 saadaan lausekkeesta

$$U_0 = \frac{1}{3 \cdot \omega \cdot C_0} I_e \quad (54)$$

tai

$$U_0 = \frac{Z_{C0}}{Z_{EF}} U_V \quad (55)$$

missä

U_0 = nolla jännite

I_e = galvaanisesti yhteen kytketyn verkon maasulkuvirta suorassa maasulussa

Z_{EF} = verkon maakapasitanssien vikavastuksen impedanssi

U_V = verkon vaihejännite

Suorassa resistanssittomassa maasulussa nollajännite on vaihejännitteen suuruinen.

Jos R_f on nolla

$$U_o = \frac{Z_{C0}}{\sqrt{Z_{C0}^2}} * U_v \Rightarrow U_o = U_v \quad (56)$$

Nolla jännite voidaan esittää myös muodossa

$$\frac{U_o}{U_v} = \frac{1}{\sqrt{1+(3 * \omega * C_o * R_f)^2}} \quad (57)$$

tai

$$\frac{U_o}{U_v} = \frac{1}{\sqrt{1+(\frac{\sqrt{3} * I_e * R_f}{U})^2}} \quad (58)$$

missä

I_e = galvaanisesti yhteen kytketyn verkon maasulkuvirta suorassa maasulussa

R_f = vikaresistanssi

U_v = verkon vaihejännite

U = verkon pääjännite

Suorassa resistanssittomassa maasulussa nollajännite on vaihejännitteen suuruinen.

Vaihejohtimen katkeaminen

Vanhemmat ja vielä yleisesti käytössä olevat pienjänniteverkon suojalaitteet eivät havaitse vaihejohtimen katkeamista tai liittimen irtoamista jos nämä eivät aiheuta oikosulkuja tai maasulkuja. Tällöin jakeluverkko jää syöttämään vajaanapaisesti. Käytännössä kun 1000 V järjestelmän yksi vaihe on poikki, asiakkaalle tulevassa käyttöjännitteessä yhden vaiheen jännite pysyy normaalina ja kahdessa muussa vaiheessa jännitteet vaihtelevat kuormituksen mukaan ollen suurimmillaan puolet terveiden verkon vaihejännitteestä. Alijännitteet ja epäsymmetrisyys ei aiheuta asiakkaalle suoranaisesti hengenvaaraa, mutta jännitteiden huonosta tasosta johtuen jotkin herkät elektroniset laitteet saattavat vioittua. Myös moottorit voivat rikkoutua, jos niiden suojana ei ole moottorisuojakytimiä tai suojalaitteet eivät toimi. Pahin tilanne on, jos laitteiden rikkoutuminen aiheuttaa tulipalon. Käytännössä vastaavia vikatilanteita asiakkailla esiintyy keskijänniteverkon johtimien katkeamisissa. Käytännössä vakavat vahinkotapaukset ovat erittäin harvinaisia, ja yleensä selvittää yksittäisillä laitteiden rikkoutumisilla. Uusimmissa AMR -mittalaitteissa on myös vaiheiden jännitteen laadun mittaus ominaisuus. Vikatapausta voidaan havaita ja kytkeä pois pienjännite hallinta ohjelmistolla. (Partanen ym. 2005, 66)

3.7 Jänniteboosteri

Tulevaisuudessa sähkön laatuvaatimusten on ennustettu tiukkenevan entisestään. Pienjänniteverkon automaatio on yksi ratkaisu näihin haasteisiin. Perinteisesti jakelujännitteen laatua on pienjänniteverkossa parannettu kasvattamalla oikosulkuvirtaa verkkoa vahvistamalla, jolloin pienjänniteverkosta on saatu jännitejäykkyydeltään vahvempi. Riittävän vahvassa pienjänniteverkossa myös jännitteen alenema on voitu hallita paremmin. Jännitteen alenema muodostuukin yleensä rajoittavaksi tekijäksi perinteisellä 0,4 kV pienjännitejohdolla vasta, kun siirtoetäisyys on yli kilometrin. Siitä huolimatta pienjänniteverkossa saattaa olla myös sitä pidempiä johtohaaroja, joissa jännitteen aleneman vuoksi joudutaan käyttämään jännitteenkorotusmuuntajia. Perinteisesti jännitteenkorotusmuuntajat ovat varustettu portaattomalla mekaanisella säädöllä. Jännitteenkorotusmuuntajia on kuitenkin pienjänniteverkossa hyvin vähän ja niiden tarve vähenee jatkuvasti, sillä lähes kaikki yli kilometrin pienjännitehaarat ovat joka tapauksessa ikänsä puolesta pian saneerauksen tarpeessa. Nykyään yli kilometrin mittaisia pienjännitehaaroja ei enää yleisesti rakenneta.

Lämpöpumppujen ja muiden suurten moottorikuormien yleistyessä esiintyy pienjänniteverkossa yhä enemmän jännitetason vaihteluita. Pehmokäynnistimen puuttuessa varsinkin suuremmat moottorit aiheuttavat käynnistyessä välkyntää. Tulevaisuudessa jännitetason vaihtelut vain lisääntyä hajautetun tuotannon myötä, useimpien tuotantomuotojen tuottama teho on luonteeltaan vaihtelevaa. Jännitetason vaihteluiden yleistyessä tarvitaan pienjänniteverkkoon yhä enemmän aktiiviseen jännitteen säätöön kykeneviä laitteita, kuten tehoelektroniikkaa, jos halutaan hyödyntää olemassa olevaa verkkoa sen pitoajan loppuun. Aktiiviseen jännitteen säätöön on olemassa myös erilaisia automaatiotratkaisuja.

Sähkönjakelun toimitusvarmuutta voidaan pienjänniteverkossa kehittää rakenteellisilla muutoksilla, kuten korvaamalla ilmajohtoverkkoa maakaapelilla tai automaation avulla. Toisin kuin keskijänniteverkossa ei pienjänniteverkossa ole automaatiota hyödynnetty toimitusvarmuuden parantamiseksi juuri lainkaan. Automaation avulla ei varsinaisesti voida vähentää vikojen määrää, mutta asiakkaiden kokemaa keskeytysaikaa se voi vähentää, sillä osa vikojen aiheuttamista pienjänniteverkon keskeytyksistä voidaan selvittää pelkästään vaihtamalla palanut sulake. Sähkönjakelu olisi näissä tapauksissa palautettavissa automaation avulla välittömästi. Lisäksi hajautetun tuotannon yleistymisen

saattaa pakottaa nykyisestä sulakesuojauksesta luopumiseen ainakin osittain, jolloin uusia suojausratkaisuja joudutaan joka tapauksessa pohtimaan. pienjänniteverkon jännitejääkkyyttä on perinteisesti lisätty vaihtamalla muuntaja suuremmaksi, vahvistamalla pienjänniteverkkoa johdinpoikkipinta-alaa kasvattamalla tai tekemällä muuntopiirin jako. Edellisillä toimenpiteillä on jännitetason vaihteluista aiheutuvia ongelmia voitu vähentää.

Vaihtoehtoinen ratkaisu edellisille on jänniteboosteri, jonka avulla suurempia jakelujännitteen laatua parantavia investointeja voidaan lykätä myöhempään ajankohtaan. Jänniteboosteri on näitä edullisempi ratkaisu sekä helposti siirrettävissä ja nopeasti asennettavissa uuteen paikkaan. Jänniteboostereita on jo käytössä muutamilla pohjoismaisilla verkkoyhtiöillä. Suomessa niitä on ollut käytössä SLO myynnin mukaan 32 kpl vuoden 2011 lopulla. mm Vattenfall Verkko Oy:llä, Vatajankosken Sähkö Oy:llä, Pohjois-Karjalan Sähkö Oy:llä ja Koillis-Satakunnan Sähkö Oy:llä. Haukiputaan Sähköosuuskunnalla. Alla olevassa taulukossa 16 on esitetty Suomessa vuoden 2011 lopulla olevista jänniteboostereista.

Taulukko 16. MVB jänniteboosterit Suomessa.

KPL VUODEN ALUSTA							
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	YHT.
5840000 MVB 40-400 Jänniteboosteri 40 A	2	4	4	2	3	1	16
ELEKTROSKANDIA SUOMI OY	0	0	0	0	1	0	
HAUKIPUTAAN SÄHKÖOSUUSKUNTA	0	0	0	0	0	1	
KOILLIS-SATAKUNNAN SÄHKÖ OY	0	0	1	0	0	0	
LEPPÄKOSKEN SÄHKÖ OY	0	1	0	0	1	0	
OY NORDISKA HANDEL AB	0	1	0	0	0	0	
SUUR-SAVON SÄHKÖTYÖ OY	0	2	0	0	0	0	
VAKKA-SUOMEN VOIMA OY	0	0	2	0	0	0	
VATTENFALL VERKKO OY	0	0	1	0	0	0	
ÅLANDS ELANDELSLAG	2	0	0	2	1	0	
5840001 MVB 125-400 Jänniteboosteri 125 A	1	4	2	5	2	2	16
ENERKE OY	0	0	2	0	0	0	
FORTUM SÄHKÖSIIRTO OY	0	3	0	0	0	0	
KRONOBY ELVERK	0	1	0	0	0	0	
LEPPÄKOSKEN SÄHKÖ OY	0	0	0	0	0	1	
SALLILA SÄHKÖSIIRTO OY	0	0	0	1	1	0	
TAMPEREEN VERA OY	0	0	0	0	1	0	
VAKKA-SUOMEN VOIMA OY	0	0	0	1	0	1	
ÅLANDS ELANDELSLAG	1	0	0	3	0	0	

Magtech markkinoi kuutta eri mallia aktiivisia jänniteboosteria alkaen 10 kVA:sta aina 630 kVA:n. Suomessa on pienjännitekäytössä kahta pienempää mallia MVB40-400 ja MVB125-400. Pienemmälle MVB40-400 jänniteboosterille luvataan tehoa 17 kVA:ta ja seuraavalle MVB125-400 55 kVA:ta. Jänniteboosterille luvataan ylikuormitettavuutta

jopa 60 % 6 tunnin ajan +20 C Alla olevassa kuvassa 52 on kuvat Suomeen asennetusta MVB jänniteboostereista. Kuvassa 53 on MVB jänniteboosterin rakenne esillä.



Kuva 52. MVB 40 ja MVB 125 (Tjeldholm, 2012,6)



Kuva 53. MVB jänniteboosterin rakenne. (Tjeldholm, 2012,81)

3.7.1 Toimintaperiaate

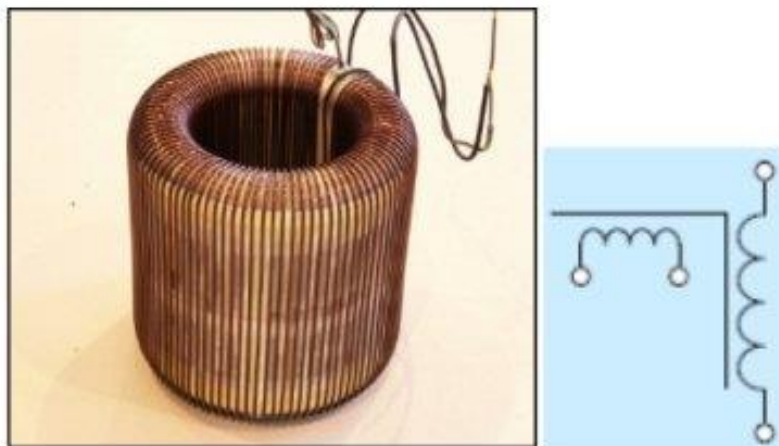
Jänniteboosteri on aktiiviseen jännitteen säätöön kykenevä 0,4/0,4 kV -muuntaja. Sen jännitteen säätö perustuu norjalaisen Magtechin kehittämään ja patentoimaan magneettisesti ohjattuun induktanssiin. Magneettisesti ohjatun säädön vuoksi jänniteboosteri ei sisällä liikkuvia mekaanisia osia, kuten jännitteenkorotusmuuntajat yleensä. Induktans-

sin säätö tapahtuu ns. virtuaalista ilmaväliä muuttamalla. Jännitteen säätö perustuu jännitteen jakoon. MVB säätää jokaista vaihetta itsenäisesti. Seuraavissa kuvissa 54–57 on kuvattu MVB jänniteboosterin toimintaperiaatetta. (Magtech 2012 esitemateriaali)



Kuva 54. Induktanssin säätö, ilmaväliä muuttamalla. (Tjeldholm, 2012,8)

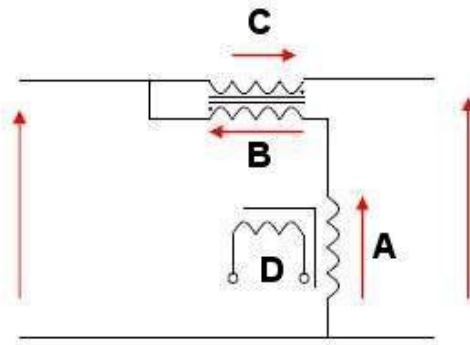
Jänniteboosteri jokainen vaihe koostuu erillisestä magneettisesti ohjattavasta induktanssista, joita säädetään pääkäämin sisällä olevalla tasavirtakäämillä. Seuraavissa kuvassa 55 on esitetty säädettävän käämin rakenne



Kuva 55. Jänniteboosterin säädettävän käämin rakenne. (Tjeldholm, 2012,9)

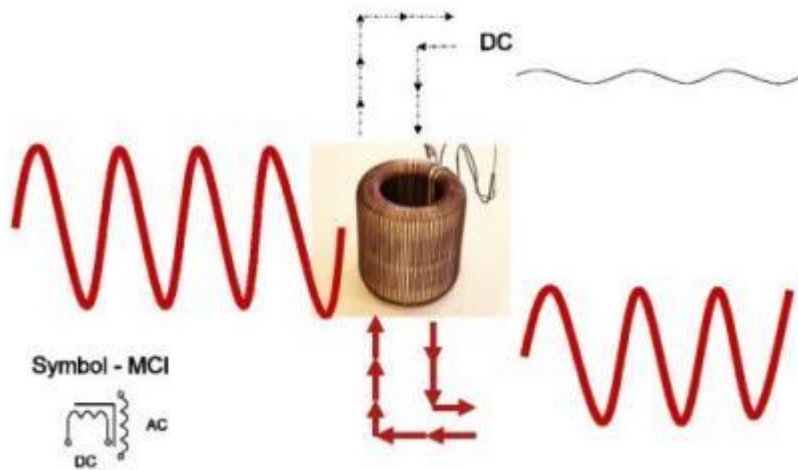
Jännitteen säätö perustuu jännitteen jakoon. MVB säätää jokaista vaihetta itsenäisesti jänniteboosteri toiminnossa MVB jänniteboosterin tulo puolella on jokaisen vaiheen tulossa kaksi käämiä sarjassa. Seuraavassa kuvassa 56 on esitetty yhden vaiheen toiminta periaate. Tulon jännite jakaantuu käämien A ja B yli käämien impedanssin suhteessa. Käämin A induktanssia säädetään ilmaväliä muuttamalla. Käämiä A magnetoidaan tasavirralla käämin D kautta, jolloin sen virtuaalinen ilmaväli muuttuu ja samalla muuttuu käämin A impedanssi. Käämien A ja B impedanssien suhde muuttuu ja se muuttaa myös jännitejakoa. Lähdössä jännite muodostuu kolmen käämin yli olevasta jännitteestä A, B ja C. Käämit B ja C toimivat kuin muuntaja, jonka muunto suhde on vakio 1:3.

Käämin C indusoiuu 1/3 osa käämin B jännitteestä. Lähdön jännitettä tarkkaillaan ja jos tulossa tapahtuu muutos säätää prosessori välittömästi (200 ms) käämin D magne-
tointi jännitettä.

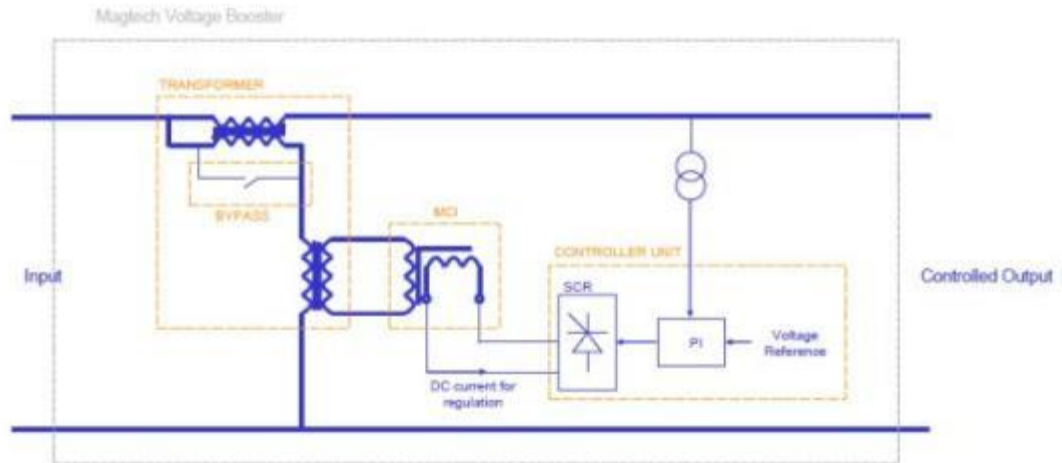


Kuva 56. Jänniteboosterin jännitteen säädön toimintaperiaate

Seuraavassa kuvassa 57 on esitetty tasavirta magne-
toinnin vaikutus käämiin A. Kuvassa 58 on esitetty MVB jänniteboosterin ohjauksen lohkokaavio.

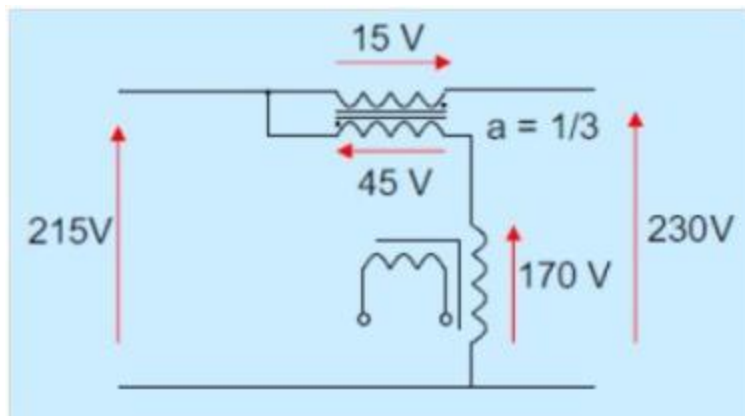


Kuva 57. Magne-
toinnin vaikutus. (Tjeldholm, 2012,10)

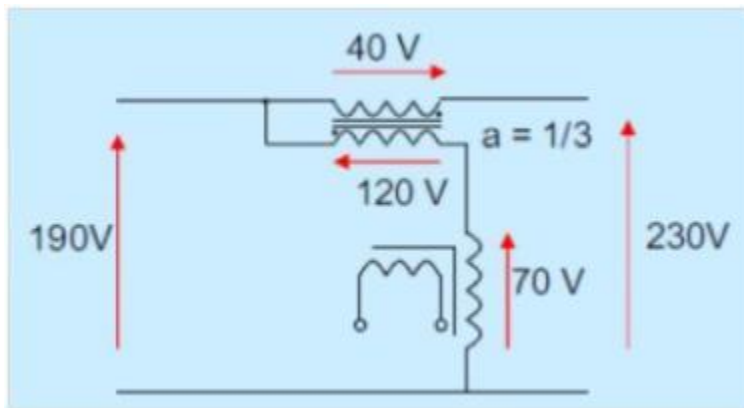


Kuva 58. MVB jänniteboosterin ohjauksen lohkokkaavio. (Tjeldholm, 2012,51)

Seuraavissa kuvissa 59 ja 60 on esitetty säädön toimintaa käytännössä. Kun sisääntulojännite on 215 V, jännite jakaantuu kahden käämin yli, kuten kuvassa 56 on esitetty. Käämin A magnetointia säädetään syöttämällä tasavirtaa käämiin D niin että käämin A yli jää 170 V. Toisen käämin yli jää loput, eli tässä tapauksessa 45V. Toisen käämin muuntosuhteen mukaan käämiin C indusoituu 15 V jännite. Lähdön puolella nämä kaikki kolme käämiä A, B ja C on kytketty sarjaan. Kolmen käämin jännitteet summautaan, lähdön jännitteeksi saadaan $170\text{ V} + 45\text{ V} + 15\text{ V} = 235\text{ V}$. Ohjausyksikkö mittaa ja valvoo että lähdön jännite pysyy säädetyssä arvossaan, Jos tulossa tapahtuu muutos, säädin reagoi (200 ms) ja säättää käämin D magnetointia. Jos tulojännite on 190 V, kuten kuvassa 60 ohjaa prosessori magnetointikäämiä D niin että käämin A yli jää 70 V, 120 V jää silloin vaikuttamaan käämiin B. Käämien B ja C vakio muuntosuhteen mukaisesti indusoituu käämiin C 40 V:n suuruinen jännite. Lähdön yhteen laskettu jännite on $70\text{ V} + 120\text{ V} + 40\text{ V} = 235\text{ V}$.

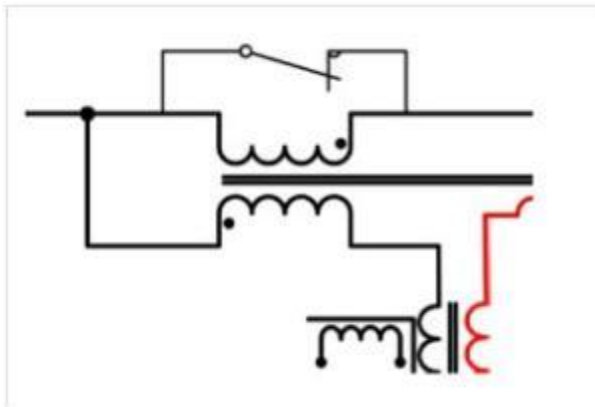


Kuva 59. Sisääntulon vaikutus ulostuloon U_{in} 215 V. (Tjeldholm, 2012,13)



Kuva 60. Sisään tulon vaikutus ulostuloon Uin 190 V. (Tjeldholm, 2012,14)

Jänniteboosteri pystyy korjaamaan jopa 20 % jännitteen poikkeaman. Jänniteboosteri pystyy nostamaan jännitettä 196 V:sta 235 V:iin. Jos tulojännite laskee alle 196 V:n, alkaa ulostulo jännitekin tipahtaa. Jänniteboosteri sisältää myös ohjaus kontaktorin, joka reagoi jos jännite on liian korkea +15 %, liian matala -15 % tai jänniteboosteri ylikuormittuu ja lämpötila nousee liikaa. Alla olevassa kuvassa 61 on esitetty ohituskontaktori.



Kuva 61. Ohituskontaktori.

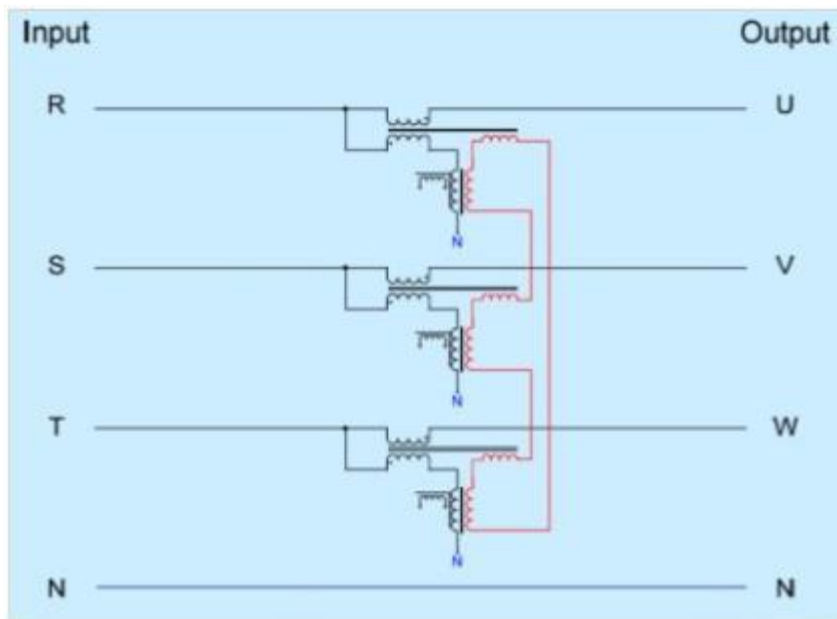
Seuraavassa kuvassa 62 on esitetty MVB jänniteboosterin rakenne ja käämien sijainnit



Kuva 62. Jänniteboosterin rakenne. (Tjeldholm, 2012,14)

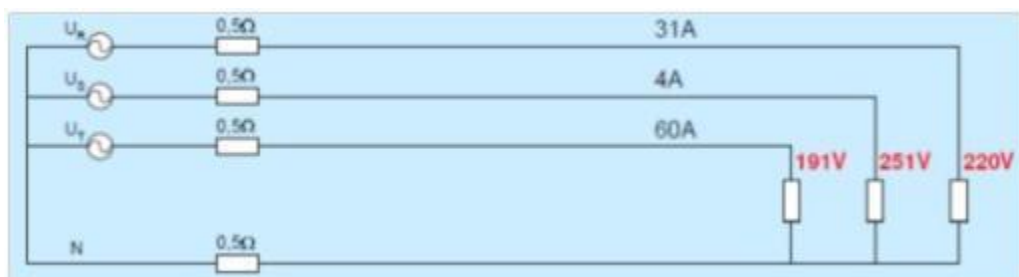
3.7.2 Tasapainokäämi

Epätasaisesti vaiheiden kesken jakautunut kuormitus on melko yleinen ilmiö pienjänniteverkossa ja rasittaa sekä verkkoa että siihen kytkettyjä laitteita. Jänniteboosteri säätää kunkin vaiheen jännitettä erikseen ja kykenee pitämään ne halutun suuruisena, jolloin se pystyy korjaamaan epäsymmetrisistä kuormista aiheutuvan jännitteen epäsymmetrian. MVB jänniteboosteri sisältää yksittäisten vaiheiden säädin lisäksi ns. tasapainokäämin. (Magtech Technology days 2012 esitemateriaali, 2012, 16–19.) Seuraavassa kuvassa 63 on esitetty tasapainokäämi.



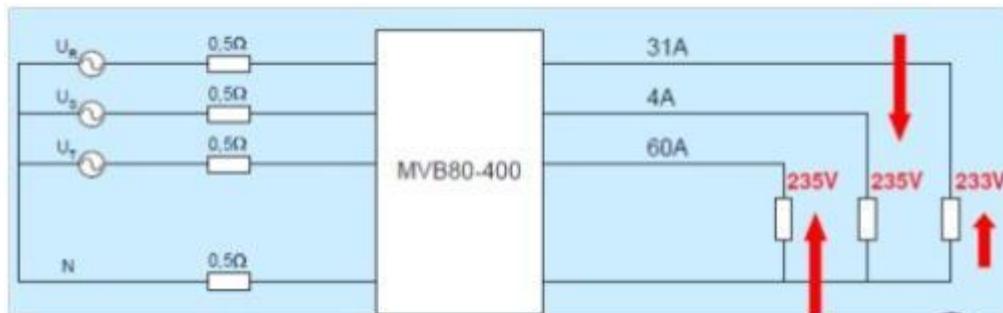
Kuva 63. Tasapainokäämi. (Tjeldholm, 2012,17)

Seuraava kuva 64 kuvaa pitkillä johtohaaroilla olevaa epäsymmetriaa. Kuvassa 64 on esitetty tilanne jossa pitkillä siirtolinjoilla vaiheiden välinen kuormitusero luo epäsymmetrisen tilanteen ja kuluttajalla se näkyy alla olevalla tavalla vaihejännite erona. Kuvassa 65 on esitetty miten jänniteboosteri kykenee tilanteen korjaamaan tasapainokäämin avulla.



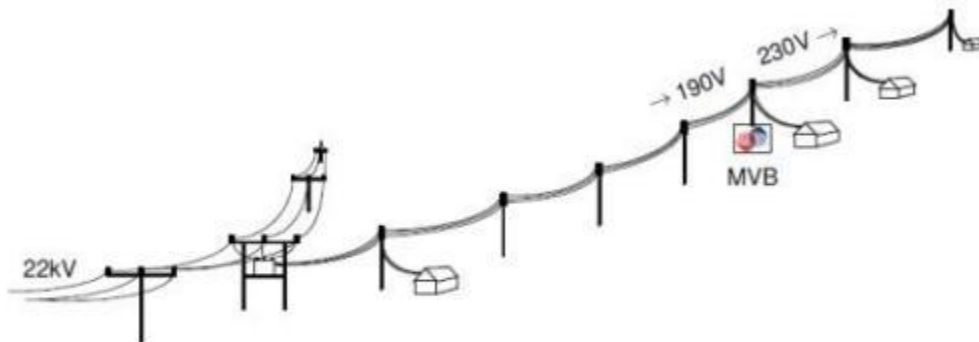
Kuva 64. Epäsymmetrinen kuormitus (Tjeldholm, 2012,31)

Jänniteboosterilla voidaan tasapainottaa kuormituksen jakautumista. Seuraavassa kuvassa 63 on esitetty epäsymmetrisen kuorman tasapainotusta jänniteboosterin avulla.



Kuva 65. Epäsymmetrinen kuormitus ja MVB (Tjeldholm, 2012,32)

Jänniteboosterin avulla voidaan valmistajan mukaan haluttu jännitetaso säilyttää perinteisessä 0,4 kV pienjänniteverkossa jopa kahden kilometrin etäisyydelle jakelumuuntajasta (Magtech 2008b). Nopean säätöaikansa (< 200 ms) ansiosta se pystyy vastaamaan hyvin nopeasti myös nopeisiin jännitetason vaihteluihin, jolloin asiakkaan liittymispisteen jännitteestä saadaan tasainen. Seuraavassa kuvassa 66 on esitetty tilanne jossa jänniteboosteri on kytketty pitkään siirtolinjaan ja nostaa jännitteen 235 V tasoon.

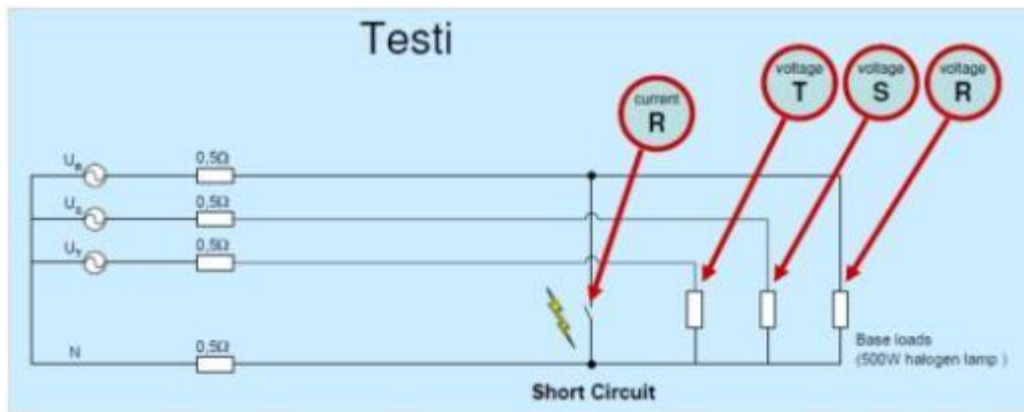


Kuva 66. Jänniteboosteri siirtolinjassa

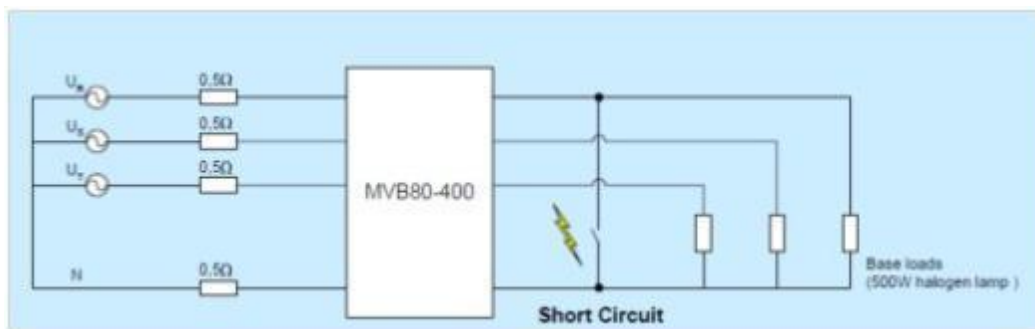
3.7.3 Valmistajan laboratoriomittauksia

Jänniteboosteri parantaa myös jossain määrin sähköturvallisuutta kasvattamalla oikosulkuvirtoja 60 % pienjänniteverkoissa, joissa jakelumuuntaja on tähtipisteestään maadoitettu. Alla on kuvia oikosulusta ja sen Magtechin laboratorioissa tekemistä mittaustista. Alla on toimittajan esittämä testi tilanne (kuvat 67 ja 68) miten jänniteboosteri voi korjata yksivaiheisen oikosulun aiheuttaman oikosulkuvirran arvoa. Kuvissa 69 ja

70 on esitetty Magtechin laboratoriossa tehtyjä mittauksia ja oskilloskoopilla otettuja tuloksia.

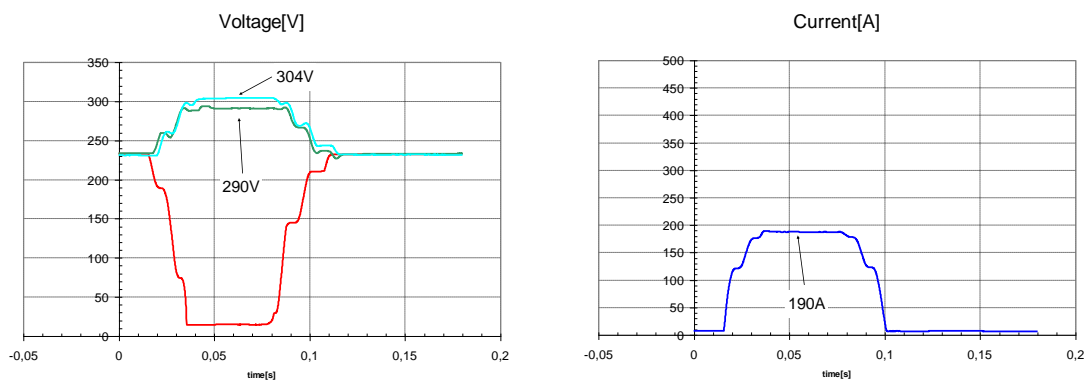


Kuva 67. Yksivaiheinen oikosulku (Tjeldholm, 2012)



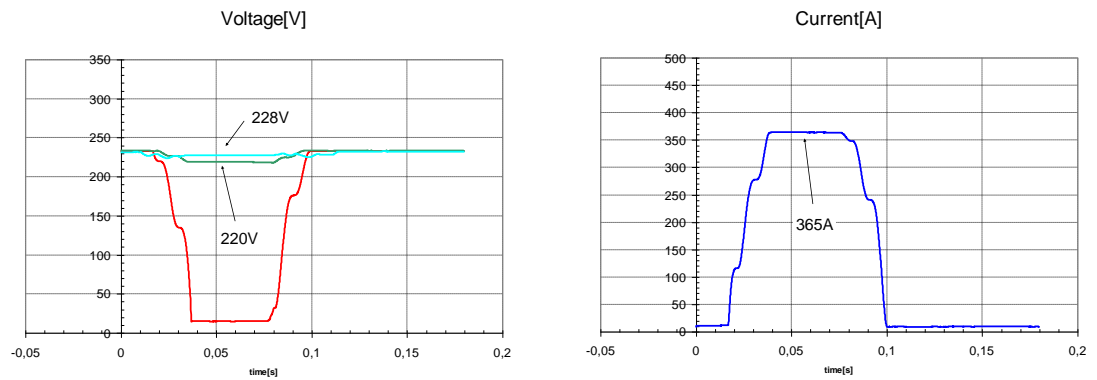
Kuva 68. Yksivaiheinen oikosulku (Tjeldholm, 2012)

Magtechin mittauksia oikosulun aikana ilman jänniteboosteria ja sen avulla on esitelty seuraavissa kuvissa. Alla olevassa kuvassa 69 on kuvattu jännitteen ja virran käyttäytyminen yksivaiheisessa oikosulussa ilman jänniteboosteria.



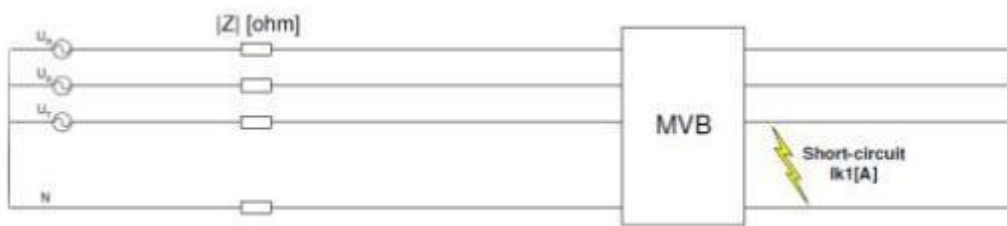
Kuva 69. Jännitteen ja virran käyttäytyminen yksivaiheisessa oikosulussa ilman jänniteboosteria. (Tjeldholm, 2012,49)

Seuraavassa kuvassa 70 on kuvattu jännitteen ja virran käyttäytyminen yksivaiheisessa oikosulussa kun jänniteboosteri on mukana.

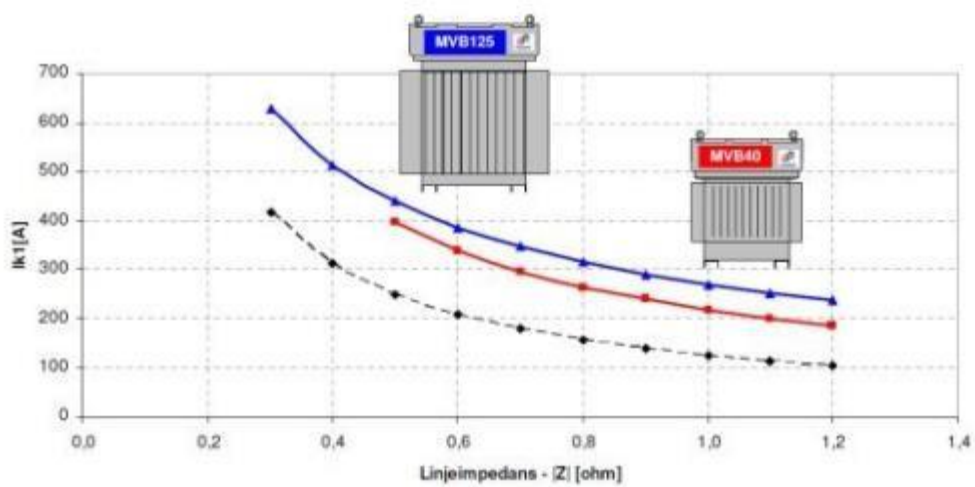


Kuva 70. Jännitteen ja virran käyttäytyminen yksivaiheisessa oikosulussa, jänniteboosterin avulla. (Tjeldholm, 2012,50)

Oikosulkuvirtojen vertailua seuraavassa kuvassa 71



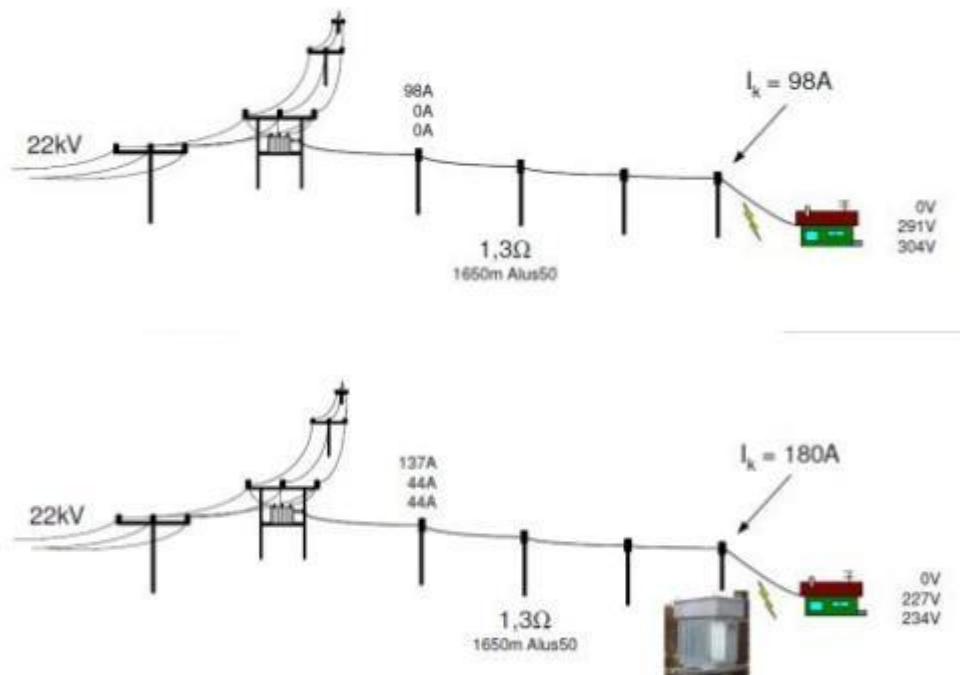
Kuva 71. Oikosulkuvirtojen vertailua (Tjeldholm, 2012,53)



Kuva 72. Oikosulkuvirran kuvaaja linjaimpedanssin funktiona, MVB 125 MVB 40. (Tjeldholm, 2012,54)

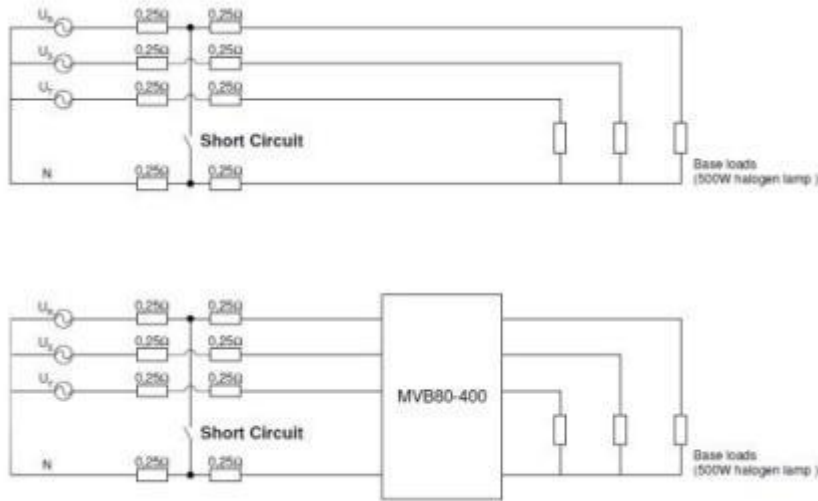
Kuvassa 72 on esitetty kahden jänniteboosterin oikosulkuvirran korjauskyky linjaimpedanssin funktiona. Graffissa mustalla on esitetty oikosulkuvirran arvo pitkässä siirtolinjassa ilman jännitettä ja oikosulkuvirtaa korjaavaa yksikköä. Punaisella on esitetty MVB40:n ja sinisellä MVB125:n oikosulkuvirran arvot. Liki kaksinkertainen oikosulkuvirran kasvattaminen perustuu Magtechin kokemuksiin ja laboratorio tuloksiin. Taulukkolaskelmassa on likiarvo kaava, jonka mukaan normaali oikosulkuvirta muodostuu. $I_{k1V} = 270 * |Z|^{-0,7}$, vastaavasti pienemmän jänniteboosterin $I_{k1V} = 218 * |Z|^{-0,86}$ saadaan kaavalla. Kaava laskee edellisen syöttävänlinjan impedanssien summan ja sen mukaan yksivaiheisen oikosulkuvirran. Likiarvo kaavalla saadaan lähes sama yksivaiheinen oikosulkuvirta kun perinteisellä kaavalla 37. Taulukossa ei ole erillistä laskentakaavaa korotetulle oikosulkuvirralle, mittauksen tulokset perustuvat laboratorio testeihin. Minimi yksivaiheinen oikosulkuvirta voidaan luotettavimmin laskea kaavalla 37.

Seuraavassa kuvassa 73 on esitetty kuluttajalinjalla tapahtuva oikosulku ja sen virran arvo. Kuvassa on esitetty myös korjaavana toimenpiteenä tilanne missä jännitelinjaan ennen kuluttajaa on asennettu jänniteboosteri, joka korjaa tilannetta ja kasvattaa oikosulkuvirran arvoa.

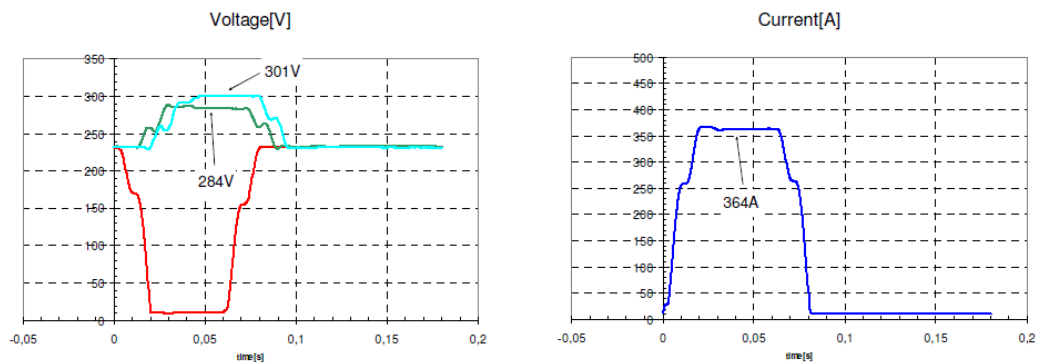


Kuva 73. Oikosulkuvirran muutos jänniteboosterin avulla.

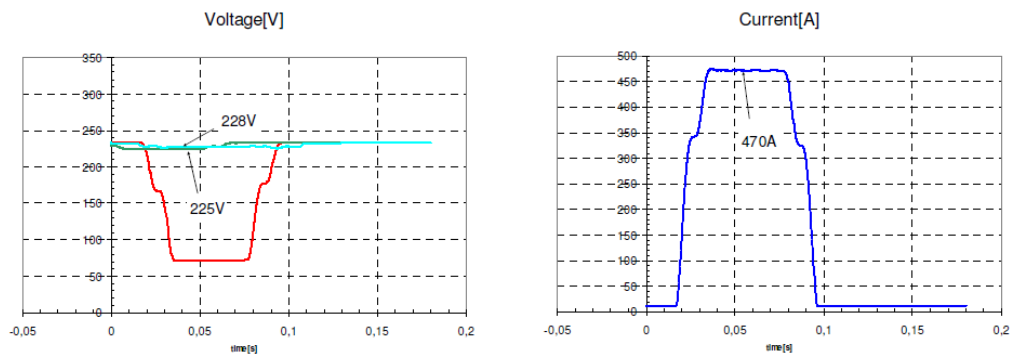
Seuraavissa kuvissa 74–76 on esitetty toimittajan mittauksia oikosulkutilanteessa jänniteboosterin avulla ja ilman.



Kuva 74. Oikosulkumittauksia. (Tjeldholm, 2012,53)



Kuva 75. Oikosulkumittauksen tuloksia ilman jänniteboosteria.



Kuva 76. Oikosulkumittauksen tuloksia jänniteboosterin kanssa. (Tjeldholm, 2012,51)

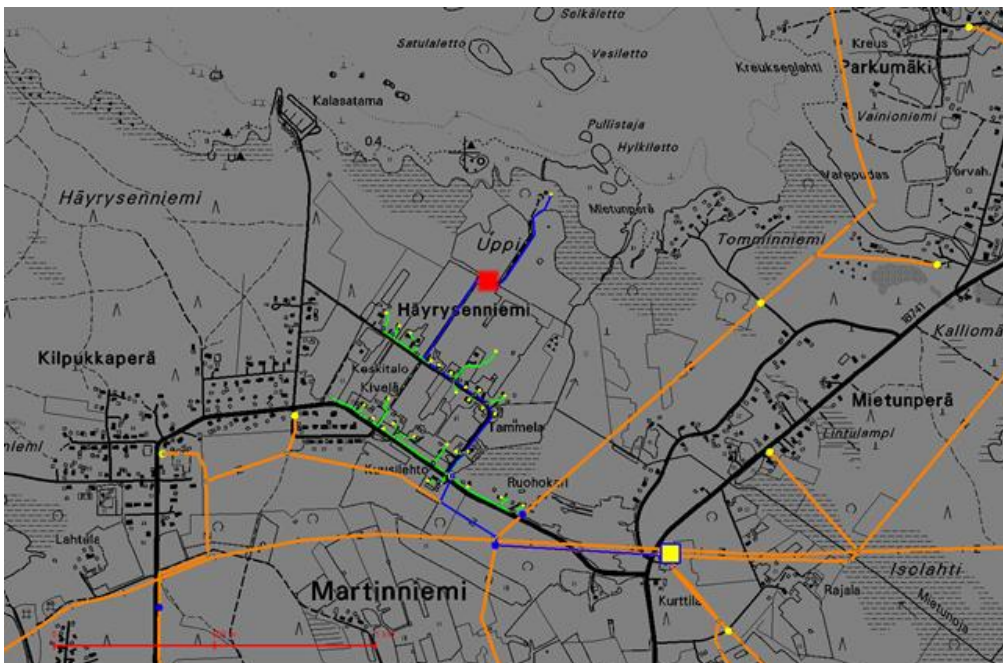
Oikosulkuvirtojen kasvu helpottaa pienjänniteverkon suojausta etenkin pienimpien oikosulkuvirtojen havaitsemisen osalta. Vaikka jänniteboosterilla voidaan parantaa jännitteen laatua monella tapaa, voi se sitä myös jossain määrin heikentää. Jänniteboosterin huonona puolena voidaan pitää sen teknistä luvattua käyttöikää joka on vain 15–20 vuotta. Verkkokomponentin käyttöikäksi se on aika lyhyt. Haukiputaan Sähköosuuskun-

nalla on yksi MVB40 jänniteboosteri käytössä. Seuraavassa kuvassa 77 on Häyryseniemellä sijaitsevan MVB 40–400 jänniteboosterista.



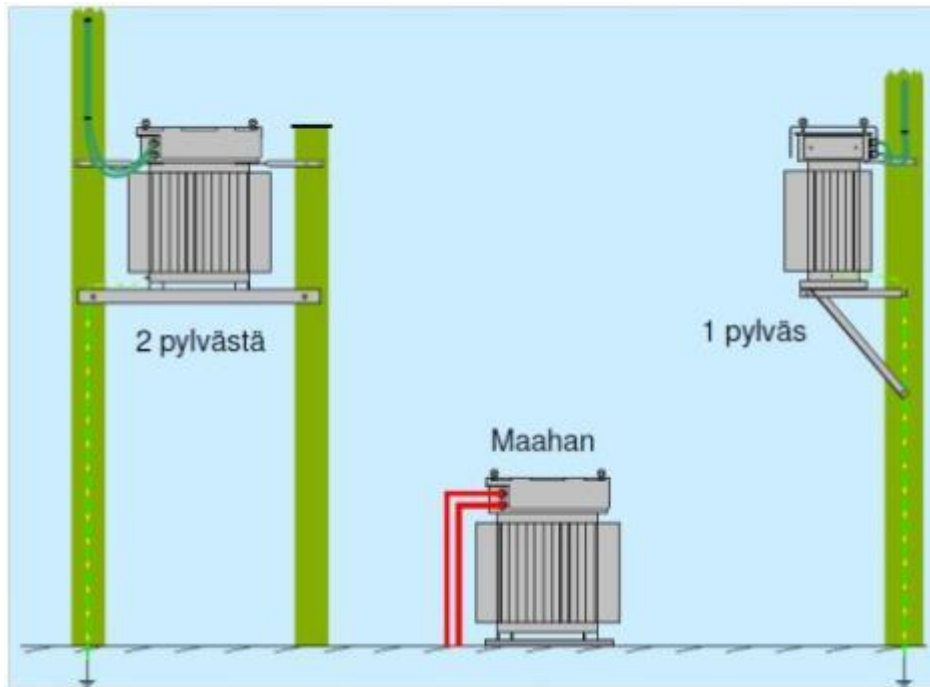
Kuva 77. HSO:n käytössä olevasta jänniteboosterista

Jänniteboosteri sijaitsee erään pitkän pienjännitelinjan muuntajan ja kuluttajan puolivälissä. Kuluttajalle on matkaan muuntajalta 1236 m. Alla DMS 600n karttakuva 78 kuluttajalinjasta. Kuluttajan kiinteistö on Hylkiletossa ja jänniteboosteri on noin puolessa välissä syöttökaapelia. Jänniteboosterin sijainti on merkitty seuraavaan kartta kuvaan 78 punaisella neliöllä, sinisellä merkittyyn syöttöjohtoon.

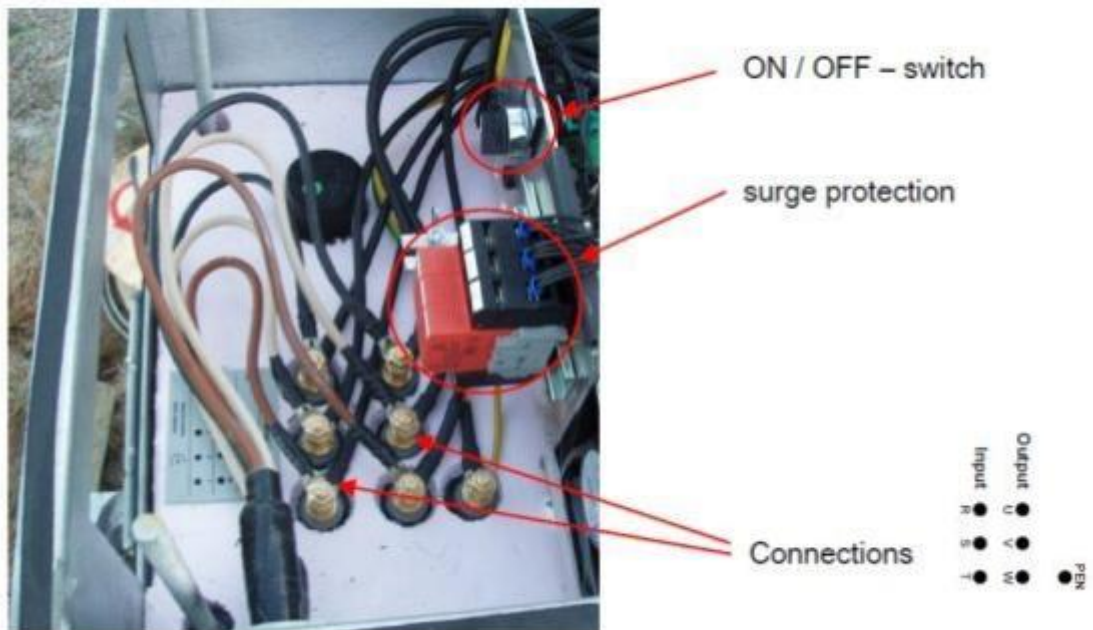


Kuva 78. HSO:n MVB 40 Jänniteboosterin sijainti (DMS 600)

Seuraavassa on esitelty muutamia kuvia 79–82 jänniteboosterin asennuksesta ja sen sijoituksista.



Kuva 79. Asennusvaihtoehdot (Tjeldholm, 2012,25)



Kuva 80. Jänniteboosterin asennuksesta kannelta. (Tjeldholm, 2012,95)

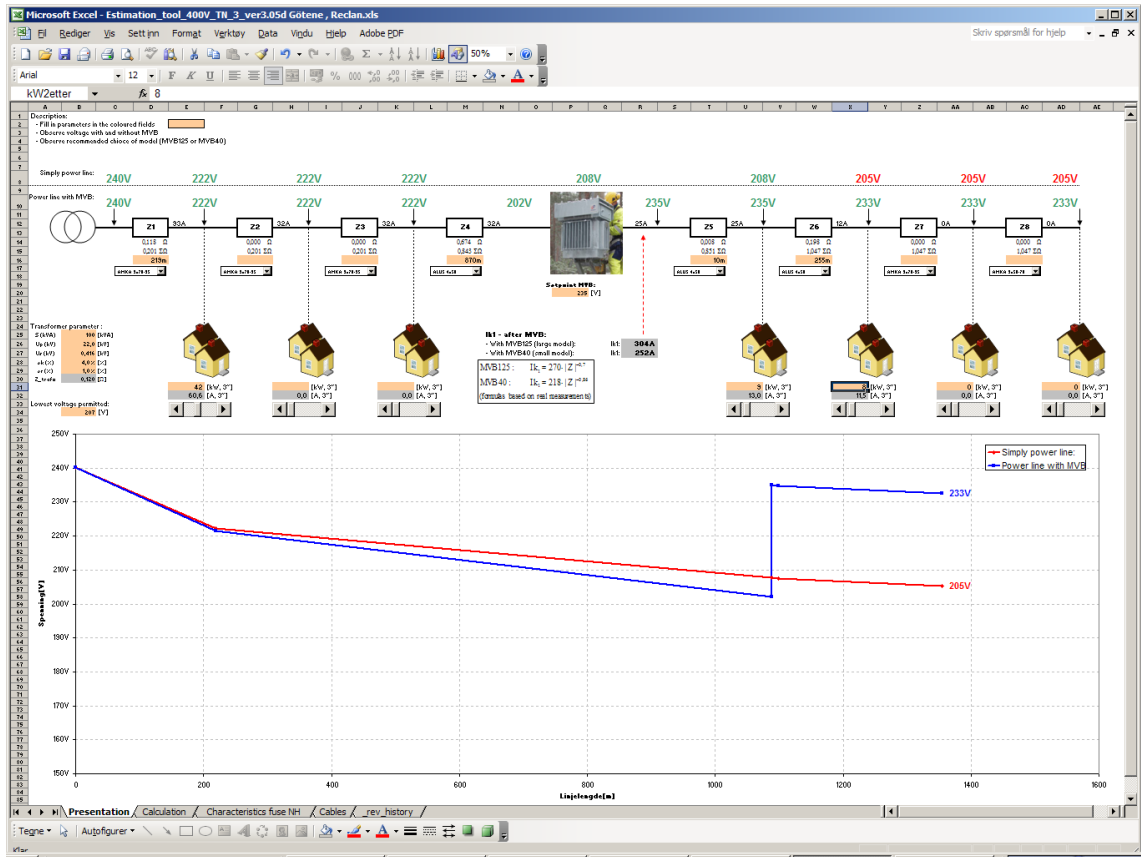


Kuva 81. Pylväsasennus (Tjeldholm, 2012,26)



Kuva 82. Asennusvaihtoehtoja (Tjeldholm, 2012,26)

Magtech on kehittänyt suunnittelijoita varten Excel työkalun jolla voi tehdä yksinkertaisia mallinnuksia jännitteenaleneman ja oikosulkuvirran käyttäytymisestä normaalitilanteessa ja jänniteboosterin kanssa. Taulukkoon voi syöttää olemassa olevan verkon muuntajan tiedot, pienjännitejohtojen mitat ja kuluttajien tarvitsemat tehot seitsemässä eri pisteessä. Tehoja ja etäisyyksiä muuttamalla voidaan hakea jänniteboosterille optimaalisin sijoitus. Alla olevassa kuvassa 83 MVB Excel – laskentatyökalusta.



Kuva 83. MVB Excel – laskentatyökalu

4. TYÖN TOTEUTUS

Seuraavissa kappeleissa perehdytään valitun kohteen, Hämeenjärven nykyiseen sähkönsyöttöön, alueen suunnitelmiin ja tehontarpeen määritykseen, sekä lasketaan edellä kerrotuilla menetelmillä muutama toteutusvaihtoehto ja verrataan niitä keskenään.

4.1 Hämeenjärven alueen nykytilanne ja suunnitelmat

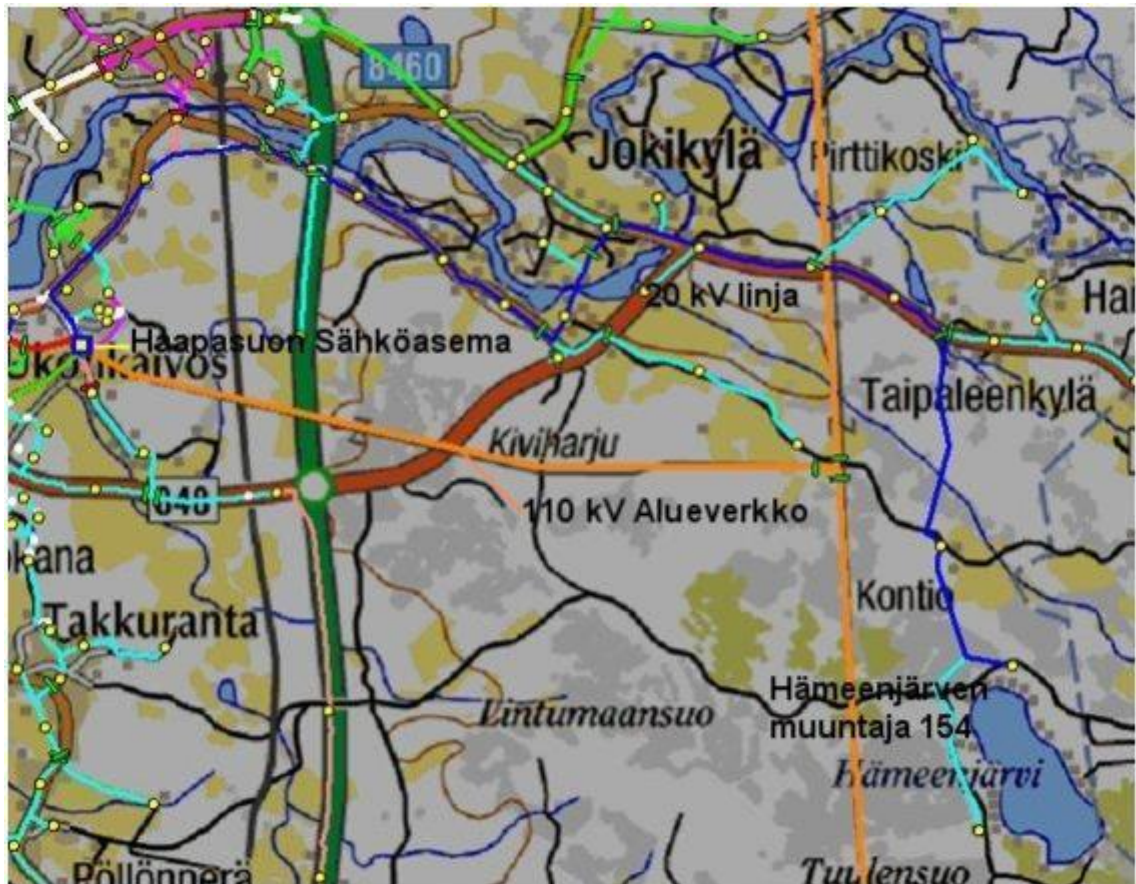
Hämeenjärven huviloiden PJ -syöttö on toteutettu kahdella 20/0,4 kV muuntajalla. Hämeenjärven pohjois-päässä oleva muuntopiiri 154 on valittu tämän työn tarkastelun kohteeksi. Muuntopiirin läntisenhaaran alueella on nykyään yksitoista rakennettua vapaa-ajan kiinteistöä ja itähaaran varressa on kaikkiaan 26 vapaa-ajan kiinteistöä. Kaikki tontit ovat omarantaisia, kooltaan ja syvyydeltään vaihtelevia ja rakennukset ovat rannan tuntumassa. Seuraava kuva 84 on otettu Hämeenjärven pohjoispäästä järvelle aurinkoisena kesäpäivänä. Kuvasta voi hahmottaa etäisyyksiä ja syytä miksi alue on haluttu.



Kuva 84. Hämeenjärvi kesällä 2012.

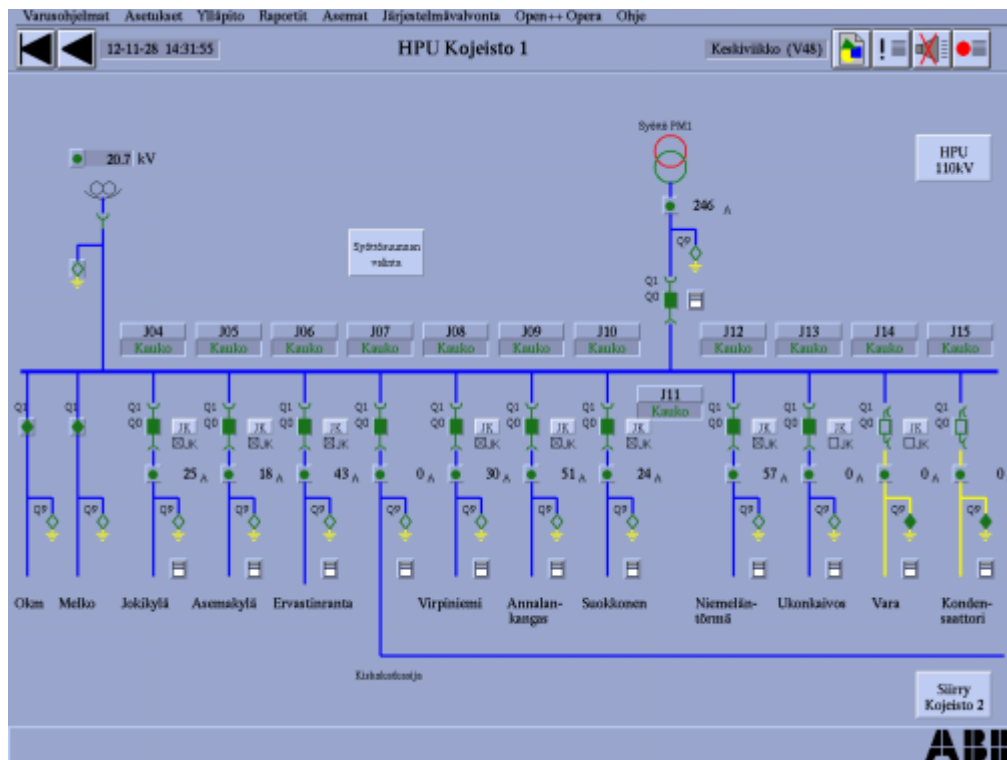
4.1.1 Keskijännitesyöttö

Hämeenjärven sähkönsyöttö tapahtuu suhteellisen pitkän KJ -johdon kautta. Haapasuon sähköasema syöttää tehoa Hämeenjärven muuntajalle 154. Haapasuon sähköaseman Johtolähtö HPU_J04 Jokikylä syöttää useaa muuntopiiriä. Hämeenjärven muuntaja on 14,7 km päässä Haapasuon sähköasemalta. Johto-osuus Hämeenjärvelle koostuu useasta laskennallisesti erilaisesta ja mittaisesta johto-osuudesta, joita kokomatalla on yhteensä 39 kpl. Johto-osuudella on erottimia, joilla jakorajoja voidaan muuttaa, haaroja toisiin muuntopiireihin, sekä maastollisia esteitä, johto-osuudet, niiden kaapelityypit ja pituudet on esitetty liitteessä 3(2). Johto ylittää Kiiminkijoen kaksi kertaa, ylityksissä on käytetty erilaista kaapelia kun metsäosuuksilla. Johto alittaa rautatien ja moottoritien, näissä alituksissa, sekä sähköaseman lähdössä on käytetty maakaapelia. Tehon tarve vähenee lähestyttäessä viimeistä muuntajaa ja johto-osuudetkin ovat sen takia hieman toisistaan poikkeavia ja poikkipinta-alaltaan ohuempia. Seuraavassa kuvassa 85 on esitetty tummansinisellä keskijännite johto, jolla tehoa syötetään Hämeenjärven muuntajaan 154. Kuvassa keltaiset pisteet edustavat matkan varrella olevia muuntajia ja vihreät poikki-viivat erottimia.



Kuva 85. Hämeenjärven muuntaja 154, sekä syöttävä keskijännitelinja. (DMS 600)

Haapasuon sähköaseman kiskojännite U_{KISKO} on 20,7 kV, lähtö on esitetty seuraavassa kuvassa 85. Johtolähdön HPU_J04 Jokikylä kolmivaiheinen oikosulkuvirta I_{k3V} ja kaksivaiheinen oikosulkuvirta I_{k2V} saadaan ABB:n DMS600 verkkotietojärjestelmästä. Verkkotietojärjestelmän mukaan sähköaseman kiskoston, Johtolähdön HPU_J04 Jokikylä I_{k3V} on 6668A ja kaksivaiheinen oikosulkuvirta I_{k2V} on 5144A. I_{k3V} pitää sisällään taustaverkon impedanssin ja päämuuntajan impedanssin. 110/20 kV:n muuntajilla voidaan ajatella resistanssin olevan lähes nolla ja silloin reaktanssi on lähes yhtä suuri kuin impedanssi $X_K \approx Z_K$. Seuraavissa laskelmissa taustaverkon oletetaan olevan ns. ”jäykkä”, eli taustaverkon arvot pysyvät vakiona myös oikosukutilanteessa. Varmuuden vuoksi selvitettiin kantaverkon haltijalta Fingridiltä 110 kV alueverkon syöttämät uudet kolmivaiheiset oikosulkuvirrat ja taustaverkon oikosulkuimpedanssit linjan päässä. Perustilanteessa Haapasuon 110 kV kantaverkon $I_{k3V} = 7,1$ kA ja taustaimpedanssi $Z_K = 2,75 + j9,1 \Omega$ (Huhtanen, 4.1.2013, sähköpostiviesti). Seuraavassa kuvassa 85 on esitetty Haapasuon sähköaseman johtolähdöt.



Kuva 86. Haapasuon sähköaseman johtolähdöt. (DMS 600)

Päämuuntajan 25 MVA:n impedanssi voidaan laskea muuntajan kilpiarvoista.

$S_N = 25$ MVA, $P_K = 14,7$ k W ja u_k keskiasennossa 9,9 %

$$Z_{TPM1} = \frac{z_k\%}{100} * \frac{(U_N)^2}{S_N}, \quad Z_k = \frac{9,9}{100} * \frac{(21 \text{ kV})^2}{25 \text{ MVA}} = 1,746 \Omega$$

$$R_{\text{TPM1}} = \frac{P_k}{S_N} * \frac{(U_N)^2}{S_N}, = \frac{14,7\text{kW} * (21\text{ kV})^2}{(25\text{MVA})^2} = 0,01037\Omega$$

$$X_{\text{TPM1}} = \sqrt{Z_k^2 - R_k^2}, X_{\text{TPM1}} = \sqrt{1,746\Omega^2 - 0,01037\Omega^2} = 1,7463\Omega$$

$$Z_{\text{TPM1}} = 0,01037\Omega + j1,74633\Omega.$$

Taustan impedanssi redusoidaan 20 kV: tasoon muuntosuhteen neliöllä.

$$Z'_{T20} = Z_T * \left(\frac{U_{N2}}{U_{N1}}\right)^2$$

$$\Rightarrow 2,75\Omega * \left(\frac{21\text{ kV}}{110\text{ kV}}\right)^2 + j9,1\Omega * \left(\frac{21\text{ kV}}{110\text{ kV}}\right)^2$$

$$Z'_{T20} = 0,10023\Omega + j0,33166\Omega$$

Syöttävänverkon impedanssi Z_{SV} kiskostossa on $Z'_{T20} + Z_{\text{TPM1}}$

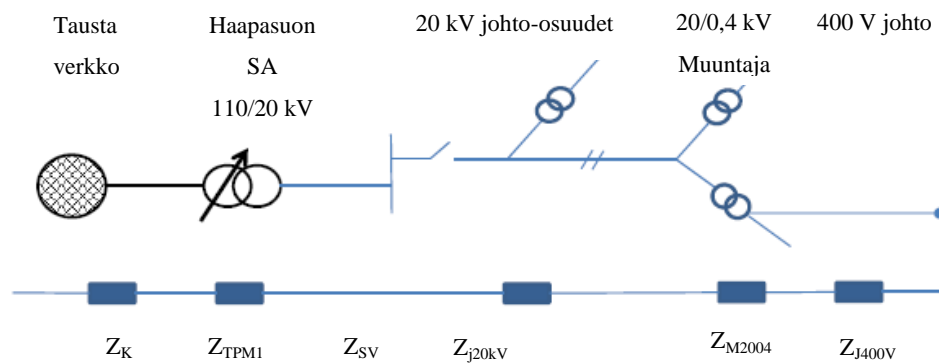
$$Z_{\text{SV}} = \sqrt{(R'_{T20} + R_{\text{TPM1}})^2 + (X'_{T20} + X_{\text{TPM1}})^2}$$

$$Z_{\text{SV}} = \sqrt{(0,10023\Omega + 0,01037\Omega)^2 + (0,33166 + 1,7463\Omega)^2} = 2,08\Omega$$

Kolmivaiheinen oikosulkuvirta kiskoston lähdössä saadaan sivun 79 kaavalla 30,

$$I_{\text{K3VKISKO}} = \frac{c * U_{\text{kisko}}}{\sqrt{3} * Z_{\text{SV}}} = \frac{1,1 * 20,7\text{ kV}}{\sqrt{3} * 2,05\Omega} = 6317,5\text{ A}$$

DMS 600:n arvoja ei ole vielä päivitetty uusilla Fingridin arvoilla, jonka vuoksi oikosulkuvirtojen arvot hieman poikkeavat toisistaan. Seuraavassa kuvassa 87 on esitetty yksinkertaistettu sähköjakeluverkon malli ja sijaiskytkentä johon on merkitty myötäverkon impedanssit.



Kuva 87. Hämeenjärven syöttö

Johdon suojaus laskelmassa on laskettava myös 2- vaiheisen vikavirran arvo, jossa mukana on myös koko 20 kV:n johto-osuuden impedanssit. 20 kV:n Laskennassa käytetään c:n arvona 1,0, jolla saadaan minimivikavirtaa vastaava kolmivaiheinen oikosulkuvirta. Johtojen resistanssit ja reaktanssit saadaan Senerin verkostosuorituksesta SA2:08. Oikosulkulaskennassa johtojen 20 °C resistanssi arvot redusoidaan 40 °C lämpötilaan.

johdot, resistanssit ja reaktanssit lasketaan aritmeettisesti yhteen. Kaapeleiden arvot taulukosta SA 2:08. Impedanssi laskelma johto-osa kohtaisesti liitteessä 3(2).

$$Z_{\text{johdot}} = \sqrt{(R1_v + R2_v + \dots + R39_v)^2 + (X1_v + X2_v + \dots + X39_v)^2} = 10,01 \Omega$$

$$I_{k3v} = \frac{c \cdot U_{\text{kisko}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{SV} + Z_{\text{johdot}})}, \frac{1,1 \cdot 20,7 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot (2,05 \Omega + 10,01 \Omega)} = 1087 \text{ A}$$

Releasettelua varten tarvittava I_{k2v} , kaksivaiheinen vikavirta saadaan kaavalla

$$I_{k3v} = \frac{c \cdot U_{\text{kisko}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{SV} + Z_{\text{johdot}})}, \frac{1,0 \cdot 20,7 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot (2,05 \Omega + 10,01 \Omega)} = 988 \text{ A}$$

$$I_{k2v} = I_{k3v} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 858 \text{ A}$$

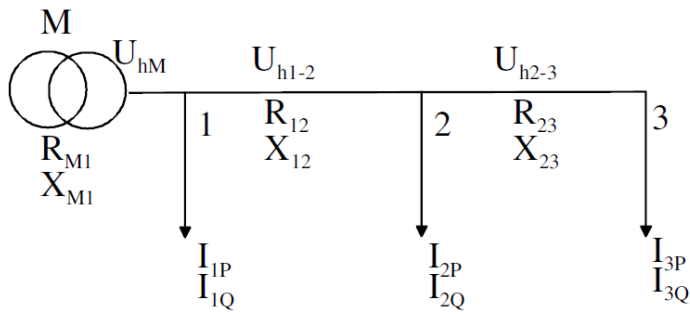
Huomioidaan Thevenin epätarkkuus 5 % ja releasettelun 20 % epätarkkuus $0,95 \cdot 858 \text{ A} = 813 \text{ A}$, releasettelun 20 % epätarkkuus $0,8 \cdot 813 \text{ A} = 650 \text{ A}$, saadaan kaksivaiheinen minimi virta.

Verkkotietojärjestelmä ABB DMS600 antaa johdon loppupäähän $I_{k3v} = 1241 \text{ A}$ ja $I_{k2v} = 939 \text{ A}$. Ero johtuu taustaverkon uusista impedanssiarvoista joita ei ole vielä päivitetty DMS:ään ja siitä että DMS:ään on syötetty kaapelivalmistajan resistanssi ja reaktanssi arvot, jotka poikkeavat hieman Senerin verkostosuosituksen arvoista. Releasuojauksen asettelut Haapasuon asemalla on momenttilaukaisulle $I >> 1500 \text{ A}$, $0,05 \text{ s}$ ja $I > 300 \text{ A}$ $0,7 \text{ s}$. Senerin verkostosuosituksesta SA 2:08 saadaan Sparrow johdolle 1 sekunnin oikosulkukestoisuus 3,7 kA. Releasettelun 0,7 sekunnin aikaan kuuluu havahtuminen + katkaisijan toiminta-aika + valokaariaika, voidaan laskea kaavan 33 mukaisesti kaapelin oikosulkukestoisuus 0,7 sekunnin ajalle.

$$I_{SALL} = \frac{I_{k1s}}{\sqrt{t}} = \frac{3,7 \text{ kA}}{\sqrt{0,7s}} = 4422 \text{ A}$$

I_{SALL} on reilusti suurempi kuin releasettelun momenttilaukaisu joten terminen oikosulkukestoisuus on kunnossa. Sähköasemalla on tehty Inspectan toimesta tarkastus 14.11.2012 ja tarkastuksessa asettelut olevan kunnossa.

Jännitealenema tarkastelussa johto-osuuksien päto-, sekä loistehot saadaan verkkotietojärjestelmästä. Tehoista voidaan laskea virrat, jotka kutakin johto-osuutta kuormittavat. Kullekin johto-osuudelle lasketaan erillinen jännitealenema siihen kohdistuvalla kuormalla ja jännitealenemat summataan seuraavan kuvan 88 mukaisesti. Johtojen resistanssit ja reaktanssit saadaan Senerin verkostosuorituksesta SA2:08. Keskijännitteen jännite alenemaksi keskijänniteosuudelle hyväksytään verkostosuosituksen SA 2:08 mukaan $\pm 3-7 \%$. Aikaisemmin jo todettiin että tässä työssä hyväksyttävä raja on 5 %. Jännite alenema johto-osa kohtaisesti on esitetty liitteessä 3.



Kuva 88. Jännitealeneman muodostus (Martimo, 2011,23)

ABB:n DMS600:n mukaan jännitealenema on 0,3 % ja loppupisteen jännite 20,93kV. Tarkistuslaskelman mukaan koko keskijännitejohto-osuuden jännite alenema on yhteensä 77,65 V, prosentuaalinen jännite alenema on 0,38 % ja loppupisteen jännite on 20,62 kV. Ero laskelmissa johtuu laskelmissa käytettyjen verkostosuosituksen SA 2:08 resistanssi ja reaktanssi arvojen ja DMS:ssä kaapelivalmistajan arvojen eroista, sekä lämpötila redusoinnista.

4.1.2 Nykyinen muuntaja 200 kVA

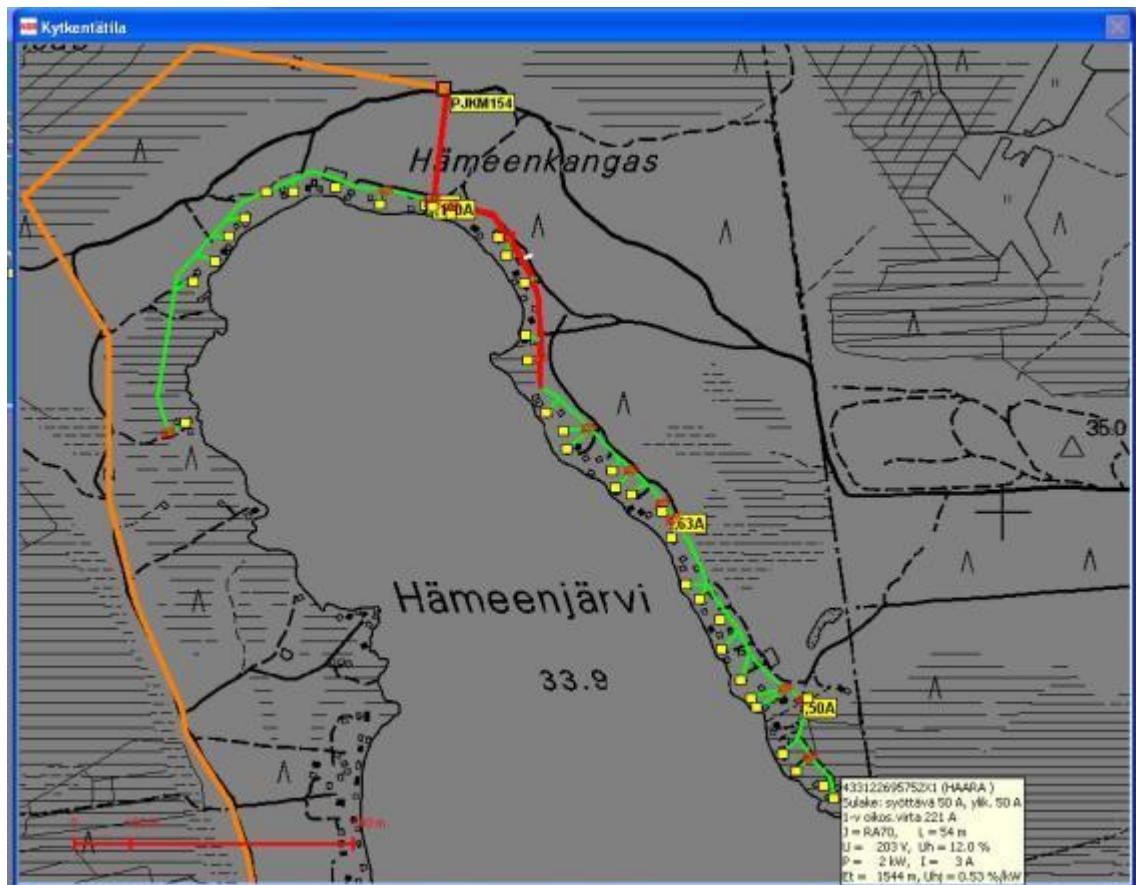
Muuntopiirissä 154 on 200 kVA:n muuntaja. Muuntaja on vaihdettu muuntajakortin mukaan 14.7.2011. Aikaisemmin paikalla on ollut 100 kVA:n muuntaja, joka on käynyt kulutuksen kasvaessa pieneksi. Seuraavassa kuvassa 89 on esitetty Hämeenjärven muuntopiirin 154 nykyinen pylväsmuuntaja. Muuntajan uusi kuormitus tarkastellaan seuraavan PJ -verkko kappaleen jälkeen.



Kuva 89. Hämeenjärven muuntaja 154

4.1.3 Pienjänniteverkko

Muuntajan ja itähaaran kauimmaisen kuluttajan välinen etäisyys on 1,577 km. Muuntajan ja läntisenhaaran kauimmaisen kuluttajan välinen etäisyys on 1,057 km. Kauimmaisen kuluttajan etäisyys muuntajalta on noin kolminkertainen nykyiseen suositukseen verrattuna (Lakervi & Partanen, 2008, 262). Etäisyys ääripään kuluttajien välillä on 2,230 km. Johtoja on jo kertaalleen vahvistettu jännitehäviöiden pienentämiseksi ja oikosulkuvirran kasvattamiseksi. Seuraavassa kuvassa 90 on esitetty Hämeenjärven PJ-verkko. Haukiputaan Sähköosuuskunnalla päivitetään kulutustiedot DMS:ään kerran vuodessa, yleensä vuoden alkupuolella. DMS 600 antaa itähaaran viimeisen kuluttajan liittymispisteen jännitteeksi 203V, U_h % on 12 %. Kuvasta 90 voidaan nähdä, että itähaaran viimeisen kuluttajan liittymispisteen yksivaiheinen oikosulkuvirta olisi 221 A. Läntisenhaaran viimeisen kuluttajan liittymispisteen jännite on 222V, U_h % on 3,8 %, liittymispisteen yksivaiheinen oikosulkuvirta 240 A.



Kuva 90. Hämeenjärven muuntopiirin 154 PJ-verkko (DMS 600)

Tarkistetaan DMS:n jännitealenemat ja yksivaiheiset oikosulkuvirrat DMS 600:ssa olevilla tehonkulutus arvoilla ja kaapeli pituuksilla. Kaapeleiden impedanssi arvot verkostosuosituksen SA 2:08 taulukosta (liite 2). Jännitealenema ja oikosulkuvirta laskelmissa

käytetään edellisissä kappaleissa kerrottuja kaavoilla 4,5 ja 37. Jännitealenema laskennassa on käytetty 20 asteen lämpötilaa. Oikosulkuvirran laskennassa on käytetty 40 asteen lämpötilaa. ATJ:stä on ajettu lista muuntopiirin asiakkaista ja edellisen VKA:n DMS 600 kulutuksista. Asiakkaiden nimiä ei kuluttajasuojalain vuoksi voi julkaista. Liitteessä 3 (2-3) on esitetty molempien haarojen energian kulutus liittymä pisteittäin. Listassa on esitetty syöttöjohdon tyyppi, pituus muuntajalta liittymäpisteeseen, sekä liittymäpisteen teho. Tehosta on laskettu kuormitus virta I_p ja I_q , tehokerroin 0,98. Taulukkoon on laskettu kunkin johto-osuuden prosentuaalinen jännitealenema.

Laskelmien mukaan itähaaran viimeisen kuluttajan liittymispisteen jännite on 206,69 V, U_h % on 10,50 %, yksivaiheinen oikosulkuvirta kuluttajan liittymispisteessä on 203 A. Etäisyys muuntajalta 1574m ja liittymästä 33 m, kulutuksen ollessa 1kW. Kuluttajan liittymiskaapeli on 33 m pitkä ja kuluttajalle laskettu jännite alenema on 10,52 % jännitteen ollessa 206,63 V. Yksivaiheinen oikosulkuvirraksi kuluttajalla 188,24 A.

DMS:n ja laskelmien oikosulkuvirran ero johtuu kaapelivalmistajan ja Senerin verkostosuosituksen SA2:08 pienestä eroista ja DMS 600 lämpötila redusoinnista. Myös pätö- ja loisivirroissa ja sitä kautta $\cos \varphi$:ssä on pientä eroa. Laskelmissa käytetty tehokerroin $\cos \varphi$ on 0,98, DMS:ssä 0,95. Viimeisen kuluttajan syöttökaapelin tyyppiä ei ole merkitty DMS600:an. Kuluttajan 33 m:n liittymiskaapeli on ABB DMS600:n merkitty tuntemattomaksi. Tarkistuslaskelmassa on käytetty AXMK 4 x 25 S:n arvoja, koska tämä kaapeli on useassa muussa kiinteistössä liittymiskaapelina.

Läntisenhaaran viimeiselle kuluttajalle saadaan vastaavasti jännite alenemaksi 0,7 % jännitteen ollessa 224,6V ja yksivaiheiseksi oikosulkuvirraksi 227 A. DMS600:n vastaavat arvot antaa I_k :ksi 240 A ja jännitteeksi 222 V. Liitteen 3(3) taulukosta nähdään että usean läntisenhaaran kuluttaja teho on 0 kW.

Muuntopiirin 154 kulutus on pikkuhiljaa enenevässä määrin lisääntynyt ja jo tällä hetkellä, reilu vuosi edellisen vahvistuksen jälkeen DMS 600:n sekä automaattisen mittauksen AMR:n tuoman tarkemman kulutusseurannan kautta havaittu ongelmia jännitteen tasoissa. Viimevuoden 2012 aikana Hämeenjärvellä sähkönkulutus on kasvanut aikaisemman trendin mukaisesti. Liitteessä 3(4) on laskettu vastaavat jännitealenemat ja oikosulkuvirrat EDM:n automaattisen mittauksen antamin keskimääräisin kulutus arvoin.

AMR -mittauksen antamat kulutus arvot ovat yli kaksinkertaiset DMS 600:n arvoihin verrattuna.

4.1.4 Markku Annalan haastattelu

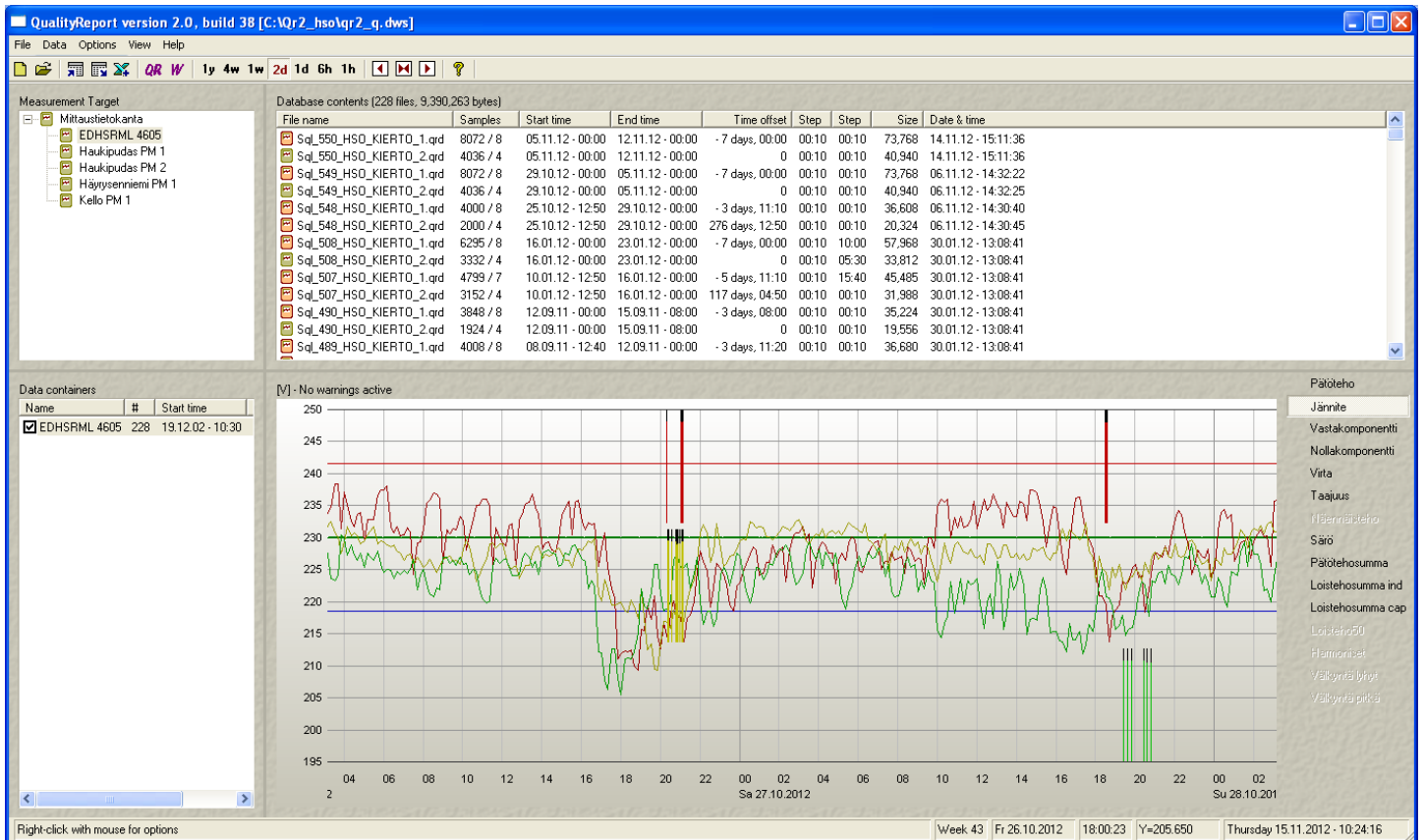
Haastattelin Haukiputaan Sähköosuuskunnan entistä toimitusjohtajaa Markku Annalaa, jolla on huvila Hämeenjärven rannalla. Markulla on pitkä ja laaja-alainen tuntemus Hämeenjärven kehittymisestä, sekä sähköverkon tilasta ja sen tarpeista, myös energian kuluttajan näkökulmasta. Markulla on ollut mökki Hämeenjärven rannalla jo 18 vuotta. Hän on toiminut Hämeenjärven asukkaiden aktiivisena puuhamiehenä ja mm Hämeenjärven Kalastuskunnan puheenjohtajana yli 10 vuotta. Markun mukaan vanhempia mökkejä on uusittu talviasuttaviksi jo lähes puolet. Osa huviloista on vanhempien jo eläkkeellä olevien omistamia ja osa niistä on myynnissä, tai menevät piakkoin myyntiin. Alue on kehittynyt viime vuosina huimaa vauhtia. Annalan Markun haastattelussa tuli ilmi hyvin kattavasti alueen saneerausinnostus.

Markun näkemys on että ainoa oikea ratkaisu olisi tuoda 20 kV muuntaja lähemmäs kulutusta, sekä vahvistaa PJ -kaapelointia. Aikoinaan muuntajan ja KJ -johdon tuonti lähemmäs kuluttajia ei maanomistajien vastustuksen takia ole onnistunut. Erillistä lupa prosessia ei oltu jääty odottelemaan vaan linja rakennettiin pitkänä PJ- syöttönä, jolloin lupaa ei tarvittu. Nykyään maanomistajan ovat olleet suostuvaisia ja jopa pyytäneet uutta muuntajaa lähemmäs paremman ja laadukkaamman sähkönsyötön turvaamiseksi. Linjan perällä olevissa kiinteistöissä jännite vaihtelu on ollut suurta ja välkyntää paljon. Alueen ympäristö on luonnontilainen ja järvi on varsin matala. Kovin suurta kuormitusta alueen luonto ei kestä ja tästä oli maininta myös alueen osallistumis- ja arviointi suunnitelmassa. (Annala 2,11,2012, haastattelu)

4.1.5 Laatumittaukset

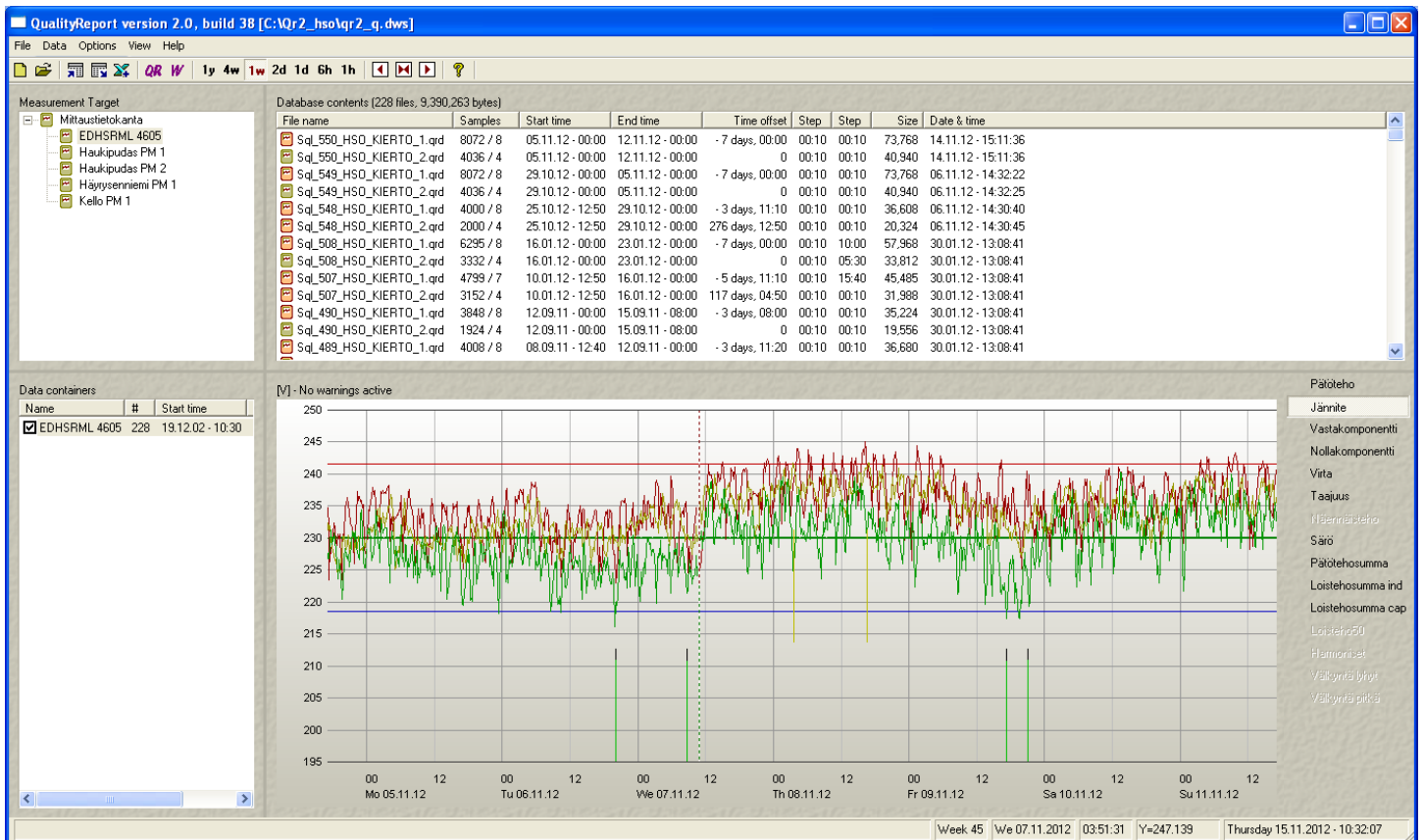
Hämeenjärven itähaaran loppupäässä olevaan liittymään, vietiin lokaluussa erillinen laatumittari, jonka mittaustulokset saimme viikoittain Electrix Oy:ltä. Seuraavassa kuvassa 91 on ote laatumittauksen tuloksista ko. huvilan liittymästä, joka on itähaaran neljänneksi viimeinen liittymä. Matkaa muuntajalta on 1488 m, mittaustietojen mukaan käyttöpaikan kulutus on 3 kW. DMS600 ilmoittaa käyttöpaikalle jännite alenemaksi 0,5 % / kW ja jännitteeksi 203 V. Seuraavassa kuvassa 91 on 27.10.2012 päivitetystä tilanteesta. Kuvassa sallitun jännitevaihtelun rajat on merkitty sinisellä ja punaisella

vaakaviivalla. Kuvassa on esitetty kaikkien kolmen vaiheen jännitevaihtelu 26-28.10.2012. Kuvasta huomataan että lähes kaikki vaiheet käyvät sallitun alarajoilla ja heiluntaa on paljon.



Kuva 91. Laatumittaus linjan loppupäässä.

Muuntajan väliottokytöntä säädettiin laatumittausten yhteydessä 7.11.2012 asentoon 4 ja mitattiin muuntajan toisiojännite. Aikaisemmin väliottokytöksen ollessa 3 asennossa, muuntajan lähdön jännite oli 235 V. Väliottokytöksen säätö on 2,5 % / porras. Seuraavassa laatumittarin kuva 92 ko. käyttöpaikan jännitteistä ennen ja jälkeen väliottokytöksen säätöä. Pystykatkoviivalla 7.11.2012 näkyy hetki jolloin sähköt kävivät hetken poikki väliottokytöksen säädön takia.



Kuva 92. Laatumittarin mittaamista jännitteistä väliottokytkimen säädön jälkeen.

Kuvasta 92 voidaan havaita väliottokytkimen pieni vaikutus loppupään jännitteeseen. Säätö on kuitenkin tehty 7.11.2012 klo 11:50, lämpötilan ollessa vielä muutama nollan yläpuolella ja keskellä viikkoa, jolloin huvila-alueen kuormitus on ollut vähäistä. Kuvasta 92 nähdään että lauantain 10.11.2012 kuormitus on jonkin verran kasvanut ja jännitteet tipahtaneet. Kun tilannetta peilataan talven kovimpien pakkasten ja suuren kulutuksen aikaan tilanne on pahempi. Valitettavasti vertailukelpoista mittaustietoa ei ollut käytettävissä edelliseltä talvelta.

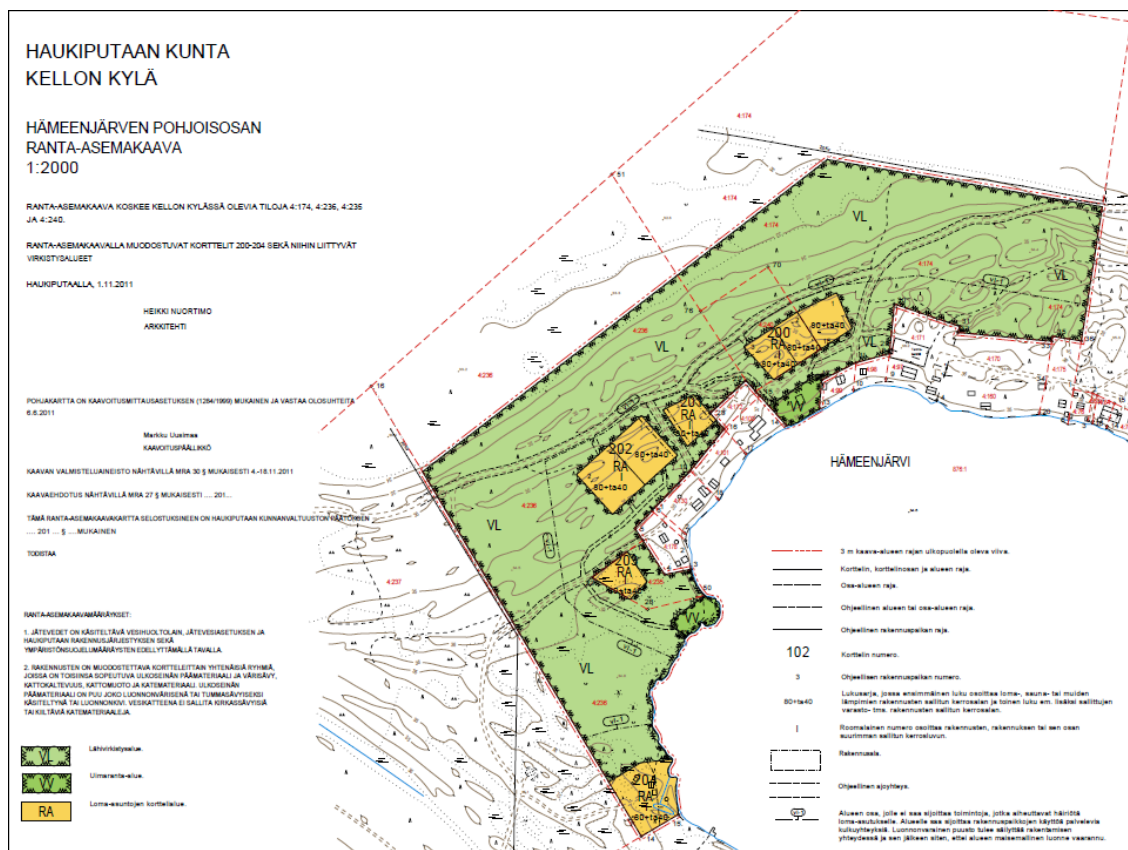
4.1.6 Hämeenjärven muutokset ja asemakaavat

Alueen kiinnostus on kasvanut ja muutamien maanomistajien toimesta alueelle on alettu suunnitella myös uutta asemakaava-alueita. Uuden asemakaava-alueelle on tarkoitus rakentaa kahdeksan uutta noin 80 neliön huvilaa sekä niiden yhteyteen noin 40 neliön talusrakennusta yhteensä noin 960 uutta kerrosneliötä.

Kaavoitettava alue on kooltaan n. 15 ha, joka sijoittuu Hämeenjärven pohjoisosaan. Uusi asemakaava-alue on esitetty kuvassa 93. Nykyisiä suunnittelualueeseen rajoittuvia rantatontteja on 9, joissa on lomarakennuksien lisäksi saunoja ja kalustovajoja. Kaavoi-

tettava alue on rakentamaton, lukuun ottamatta kantatilan vanhaa rakennuspaikkaa ja yhtä rakennusta, joka poistuu kaavoituksen myötä ranta-alueelta. Kaava-alueen maasto on kumpareista, rannasta Hämeenjärven yksityistielle nousevaa, pääosin keski-ikäistä mäntymetsää. Vapaata rantaviivaa alueella on n. 170m. Ranta-asemakaava-alueen suunnittelu työ on aloitettu 12.3.2010 ja sen kaavan laatimiseksi. Osallistumis- ja arviointi suunnitelma on ollut näytillä keväällä 2011 ja alueelle on alettu rakentaa kesällä 2012. (Oulun kaupunki maanmittaus). Osallistumis- ja arviointi- suunnitelmassa ovat mukana myös maakuntakaava ote sekä Oulun-seudun kuntien yleisasemakaava ote 2010.

Seuraavassa kuvassa 93 on esitelty osallistumis- ja arviointisuunnitelman liitteenä oleva Hämeenjärven uudisrakennusten asemakaava muuntopiirin 154 läntisenhaaran osalta. Itähaaran alueelle ei näillä näkymin ole tulossa lisää kaavoitettavia tontteja. Vanhoja huviloita kylläkin saneerataan ja tilalle on rakennettu ja suunniteltu täysin uusia huviloita, mikä lisää merkittävästi energian tarvetta.



Kuva 93. Hämeenjärven pohjoisosan ranta-asemakaava

Hämeenjärven alueelle on vireillä lisäksi hotellisuunnitelma pinta-alaltaan noin 4000 kerrosneliömetrin kokoisesta lomakylästä/hotellista, sekä sen yhteyteen mahdollisesti

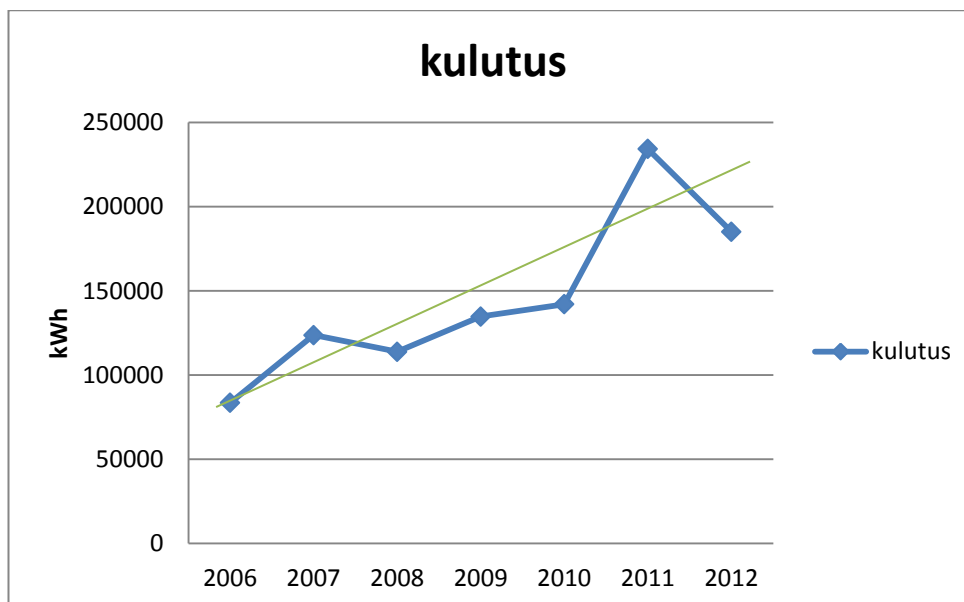
tulevista pienemmistä huviloista. Asia on ollut Ely keskuksen käsiteltävänä kuluvan vuoden syksyllä 2012. Ely keskuksen muistion 20.9.2012 mukaan Triangelketjun/Hiljaisuuden keskuksen hanketta on tarkoitus viedä eteenpäin uutena erillisenä hankkeena ja asemakaavana. Luontoselvitystä on tarkennettu ja alueen jatko suunnittelua on viety eteenpäin. Arkeologi on tehnyt maastotarkistuksen ja museoviraston tietokantaa on selvitetty. Alueen uusimman suunnitelman mukaan hotellin yhteyteen olisi tulossa myös oma biokaasuvoimala. Biokaasuvoimala-asiaa selvitetään tarkemmin siinä vaiheessa, kun asemakaava on saatu vireille. Uusi Hotelli hanke kohdistuu Hämeenjärven länsi alueelle. Lähes kaikki huvilan Hämeenjärveltä omistavat vastustavat Hiljaisuuden keskuksen nimellä rakennettavaa lomakylää. (haastattelu, Markku Annala).

4.2 Sähkönjakelun korjaaminen perinteisin menetelmin

Seuraavissa kappeleissa tarkastellaan Hämeenjärven alueen tulevan tehon tarvetta 20 vuoden tarkastelujaksolla ja arvioidaan eri menetelmillä ratkaisuvaihtoehtoja, joilla alijännitteinen ja huonolaatuinen sähkönsyöttö voitaisiin korjata. 20- vuotta on lyhyt tarkastelujakso, se on valittu tietoisesti, koska muutamien vertailtavien komponenttien arvioitu elinikä on vain 20 vuotta ja näin saadaan kustannus laskelmista vertailukelpoisia.

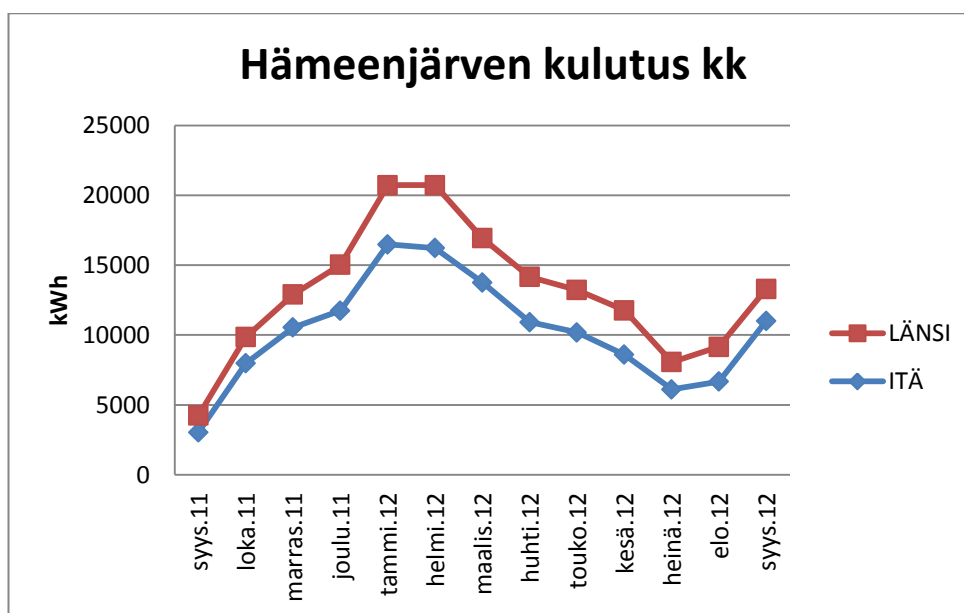
4.2.1 Tehon tarpeen uudelleen arviointi

Alueen sähkönjakelunsuunnittelu lähtee liikkeelle olemassa olevan parhaan mahdollisen tiedon mukaisesta kulutuksen kartoituksesta. Muuntopiirin 154 nykyinen kulutus voidaan mitata koska kaikki kuluttajat ovat etäluennan piirissä. Tiedetään alueen haluttuus ja haastattelujen ja alueen suunnitelmien mukainen kehitystarve. Seuraavassa kuvassa 94 on esitetty 2006–2012 ATJ:n mukainen kasvu muuntopiirin 154 kulutuksesta.



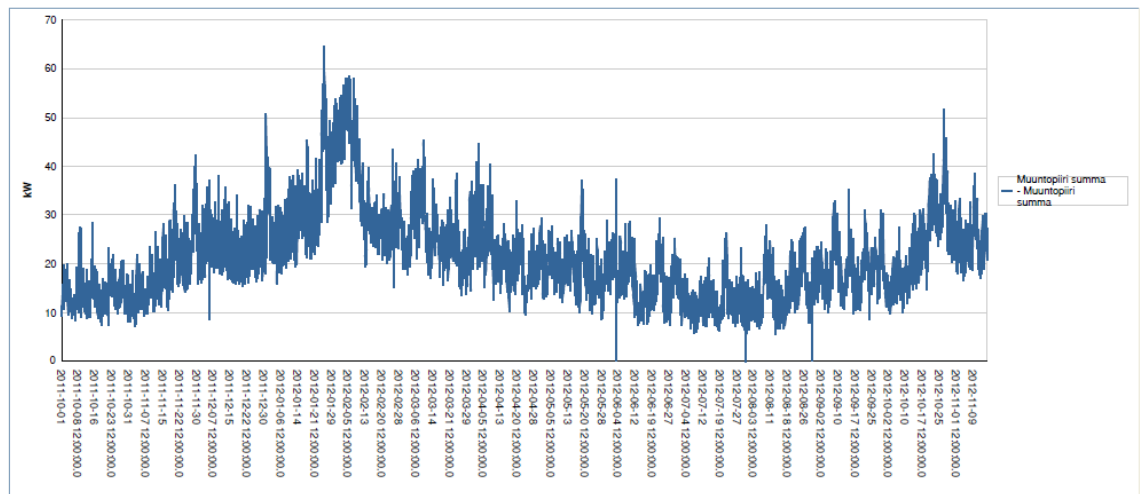
Kuva 94. Hämeenjärven vuosikulutuksen kehitys

Vuosikulutus on yllä esitetyn kuvan 94 mukaan kasvanut liki 10 % / vuosi, läpi koko tarkastelu jakson. 2011–2012 oleva piikki johtuu siitä, että kyseisen vuoden aikana kaikille alueen kuluttajille on vaihdettu etäluettava AMR- mittari. Kaikilta kuluttajilta ei ole vuosittain saatu kulutuslukemaa vähäisen käytön, tavoittamattomuuden tai muun syyn takia. Mittarin vaihdon yhteydessä kaikilta kuluttajilta on kirjattu edellisen mittarin loppulukema. 2012 vuoden osalta taas lukemat ovat vain syyskuun loppuun, joten koko vuoden kulutukseksi tullee toteutumaan noin 25 MWh. Seuraavassa kuvassa 95 on esitetty edellisen ja kuluvan vuoden kulutuksen jakautuminen kuukausitasolla.



Kuva 95. Kulutus kuukausitasolla 2011–2012

Seuraavassa kuvassa 96 on esitetty Hämeenjärven muuntopiirin 154 kuormitus AMR - tuntimittausten perusteella ajalla 1.10.2011 - 9.11.2012.



Kuva 96. AMR mittaus

Tulevaisuuden kulutusta voidaan edellä olevan perusteella arvioida jokseenkin tarkasti. Kiinteistöjen kokonaismäärä on tällä hetkellä 37. Näistä 27 kiinteistön kulutus ylittää jo nyt SA 10:92 kerrotun huviloiden kulutus mediaanin ja on hyvin lähellä sähkölämmitteisen omakotirakennuksen vuosikulutusta ja seuraa vastaavaa tyyppikulutuskäyrää. Puolessa jäljelle jäävissä kiinteistöissä ollaan tekemässä tai suunnittelemassa suurempaa saneerausta talviasutuksen varalle. Alueelle on kaavoitettu 7 uutta lomarakennustonttia, joille kullekin on tulossa noin 80 m² loma-asunto sekä talousrakennus. Muuntopiirin 154 Kokonaisrakennus kannan arvioidaan siis olevan 44 kiinteistöä lähitulevaisuudessa.

Sähkölämmitteisten keskikokoisten kiinteistöjen vuosienenergia voidaan laskea sivun 27 kaavoilla 6 ja 7. $W = 7000 * n + 110 * A$, saadaan 34 huvilan vuosienenergiaksi 686,8 MWh ja pienempien kohteiden vuosienenergia arvioidaan kaavalla:

$W = 3600 * n * 25 * A$, saadaan 11 huvilan vuosienenergiaksi 56,1 MWh. Kokonaisvuosikulutusarvio edellisen mukaan olisi siis 743 MWh

Velanderin kaavalla voidaan laskea keskimääräinen huipputeho. Kertoimina k1 ja k2 käytetään taulukon 3 mukaisia kertoimia 0,29 ja 0,79.

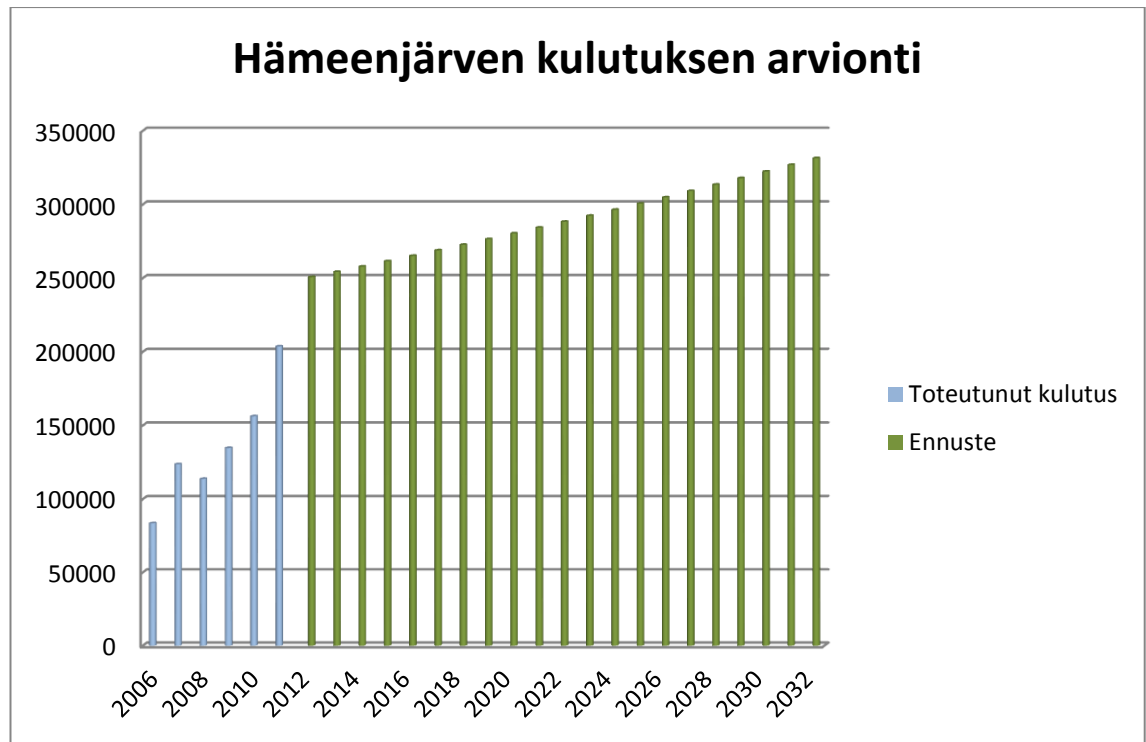
$$P_{MAX} = k_1 * W \text{ [MWh]} + k_2 \sqrt{W \text{ [MWh]}} = 242,78 \text{ kW}$$

Vuosikulutuskäyrän mukaan kulutus on kasvanut vuosittain huomasti yli 10 %, mutta sen oletetaan kuitenkin hiipuvan lähitulevaisuudessa kun rakennuskanta on saatu val-

miiksi. Kasvu prosenttina käytetään seuraavien 20 vuoden ajan 0,7 %:a, saadaan lasketua tehon arvioitu keskimääräinen huippukulutus 20 vuoden päähän seuraavasti:

$$242,78 \text{ kW} * (1+0,7/100)^{20} = 279,15 \text{ kW}$$

Alueella ei ole teollisuutta, ei suuria induktiivisia lähteitä, jotka pienentäisivät tehokerointa. Teho kertoimeksi $\cos \varphi$ asetetaan 0,98, jolloin muuntajan kuormitus tehoksi saadaan 284,85 kVA. Keskimääräinen huipputehontarve per kuluttaja tulee olemaan silloin $279,15 \text{ kW} / 44 \text{ kiinteistöä} = 6,344 \text{ kW} / \text{kiinteistö}$. Seuraavassa kuvassa 97 on arvioitu alueen tulevaisuuden vuosienenergian tarvetta, edellisten päätelmien mukaisesti. Liitteessä 3 (4) on esitetty vastaavat jännitealenemat ja oikosulkuvirrat olemassa olevalla muuntajalla ja nykyisellä PJ kaapeloinnilla hoidettuna.



kuva 97. Kulutusennuste

4.2.2 Muuntajan suurentaminen ja linjojen vahvistaminen

Pitkää siirtolinjaa lyhennetään siirtämällä muuntaja 200 m lähemmäs kulutusta, kuvan 98 mukaiseen paikkaan, jolloin KJ -linjan rakennus ja häviö kustannukset on tarkistettava, samoin linjan pituuden kasvaessa on tarkistettava suojausheitojen toteutuminen. Seuraavaan kuvaan on piirretty myös PJ -linjan vahvistetut osuudet. Johto-osuuksia vahvistamalla pyritään lisäämään jännitejäykkyyttä, parantamaan laatua ja ennen kaikkea to-

teuttamaan kosketusjännitesuojausehdot. Kyseiset toimenpiteet aiheuttavat rakennus- ja häviökustannuksia, joita tarkastellaan seuraavaksi.



Kuva 98. Muuntajan uusi sijoitus (DMS 600)

Uusi laskettu teho edellisen arvioinnin mukaan tulee olemaan kahdenkymmenen vuoden kuluttua 284,85kVA:a. Tehosta laskettu virta $I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\phi} = \frac{279,15\text{kW}}{\sqrt{3} \cdot 400\text{V} \cdot 0,98} = 411,14\text{A}$,

joka redusoidaan muuntajan muuntosuhteella KJ -puolelle ja alkuperäisen laskelman kuormitusvirran ja uuden kuormitusvirran erotus lisätään koko 40-osaisen johto-osan matkalle. Lasketaan uuden 200 m Sparrow johdon lisäyksen mukainen impedanssi

$$Z_{\text{johdot}} = \sqrt{(R_{1v} + R_{2v} + \dots + R_{40v})^2 + (X_{1v} + X_{2v} + \dots + X_{40v})^2} = 10,21 \Omega$$

Uusi KJ-linjan jännitealenema U_h on 126,92 V ja $U_h\%$ on 0,61 %, on edelleen alle 5 %, joten on hyväksyttävä.

$$\text{Lasketaan uusi } I_{k3v} = \frac{c \cdot U_{\text{kisko}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{SV} + Z_{\text{johdot}})}, \frac{1,1 \cdot 20,7 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot (2,08\Omega + 10,21 \Omega)} = 1069 \text{ A}$$

Uusi releasettelua varten tarvittava I_{k2v} , kaksivaiheinen vikavirta saadaan

$$I_{k3v} = \frac{c \cdot U_{\text{kisko}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{SV} + Z_{\text{johdot}})}, \frac{1,0 \cdot 20,7 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot (2,08\Omega + 10,21 \Omega)} = 972 \text{ A}$$

$$\text{Releasettelua varten tarvittava } I_{k2v} = I_{k3v} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 842 \text{ A}$$

Otetaan huomioon Thevenin- ja releen epätarkkuus saadaan $I_{k2v} = 640 \text{ A}$.

I_{k2V} on edelleen reilusti yli releasettelun 300 A, 0,7 s, joten on kunnossa.

Voidaan todeta että I_{k2V} riittää laukaisemaan lähdön releen edelleen eikä vaadi lisätoimenpiteitä.

4.2.3 Jakelumuuntajan valinta

Edellisen talven huippu kuormitus oli AMR – tuntimittausten perusteella 164 kW, tulevana talvena lämmitettäviä kiinteistöjä tulee olemaan enemmän. Pylväsmuuntajaa voi Senerin verkostosuosituksen SA 2:08 mukaan hetkellisesti ylikuormittaa $1,5 \times S_N$, keskimääräisen vanhenemisnopeuden silti pysyessä normaalina. Olemassa olevalla 200 kVA:n muuntajalla tultaneen selviämään kuluva talvi, mutta lähitulevaisuudessa muuntajan vaihto on edessä.

Laskennallinen teho 284,85 kVA:ta kahdenkymmenen vuoden kuluttua lähenee muuntajan 1,5 kertaista maksimi kuormitusta. Muuntaja voidaan korvata seuraavalla suuremmalla 315 kVA:n muuntajalla tai isommalla 500 kVA:n muuntajalla. Seuraavassa tarkastellaan muuntajan valintaan vaikuttavat kustannustekijät. Molempien muuntajien tyhjäkäynti ja kuormitushäviöt on saatu ABB TTT-käsikirjan 2000–07,4 taulukosta joka on esitetty liitteessä 1(2), hinta energiamaarkkinaviraston viimeisimmästä 2013 hinnastosta. Huipun käyttöajaksi on asetettu 1000 h, pitoajaksi 20 vuotta, korko 5 % ja vuosittainen tasainen kasvu 0,7 %. Häviöhintoina on käytetty kappaleessa 2.7.1 mainittuja 60 €/MWh hintaa(6 sent. / kWh). Nykyarvoon hinnat on laskettu ψ :n ja K:n avulla kappaleessa 2.7 kerrotuilla kaavalla, ψ :n ja K arvot on laskettu Excelillä mainitulla kaavoilla ja esitetty liitteessä 4. Apukertoimet P_{max} ja P_{ke} on laskettu kaavojen 18 ja 19 mukaisesti. Seuraavassa taulukossa 17 on esitetty muuntajan hankintahinta ja häviötehot ja taulukossa 18 häviö kustannukset nykyarvoon diskontattuna, tyhjäkäynti ja kuormitus häviö kustannukset on laskettu kaavoilla 20 ja 21.

Taulukko 17. Muuntajien vertailu

Muuntaja	315 kVA	500 kVA
	ABB	ABB
hinta	7 840,00 €	10 040,00 €
Zk	4,5	5
Po	600	720
Pk	4500	6600
Pmax	3,680	2,142
pke	0,420	0,245

Taulukko 18. Muuntajien kustannukset

Muuntaja	315 kVA	500 kVA
	ABB	ABB
hinta	7 840,00 €	10 040,00 €
Häviöt 20 V	10 628,93 €	8 892,84 €
TOTAL	18 468,93 €	18 932,84 €

Uusimman 2013 EMV:n hinnaston mukaan 315 kVA:n muuntaja maksaa 7 840 € ja 500 kVA:n muuntaja 10 040 €, hintaero on 2 200 €. Edellisvuoden hinnaston mukaan hintaero oli vain 1600 €. Materiaalien, lähinnä kuparin ja alumiinin, hinnan nousun takia 500–630 kVA:n muuntajan hinta EMV:n hinnastossa edelliseen vuoteen verrattuna on noussut lähes 12 % (11,9 %), mutta 315 kVA:n muuntajan hinta on noussut vain 7,6 %. SLO:n uusimman tarjouksen mukaan 500 kVA:n muuntajan hinta ei todellisuudessa ole noussut samalla tavalla.

Häviöiden hinta ero 500 kVA:n muuntajan ja 315 kVA:n muuntajan välillä on lähes sama kuin EMV:n 2013 hinnaston hankintahinta, 1000 h huipunkäyttäjällä 1736,09 €. Jos huipunkäyttö kasvaa 2000 h:iin, joka on Hämeenjärvellä varsin todennäköistä, on häviöiden kustannus ero 500 kVA:n muuntajan eduksi 4258,20 €. Kokonais-hinta eroksi 500 kVA:n muuntajan eduksi jäisi 2058,20 €, kun se EMV:n uusimman hinnaston mukaan nyt olisi 315 kVA:n muuntajan eduksi 463,91 €. Jos energianhinta nousee 77 €/MWh tai korko laskee nykyisestä 5 %:sta 4 %:iin, tulee 500 kVA:n muuntaja edullisemmaksi.

Haukiputaan Sähköosuuskunnan ja toimittajan sopimushinnastoa ei tässä työssä ole lupaa avata. Sopimushinta 500 kVA:n muuntajan osalta on kuitenkin merkittävästi edullisempi kuin EMV:n 500–630 kVA:n hinta. Todellinen 315 kVA ja 500 kVA muuntajien hintaero on vain 1100 € alv 0 %. 500 kVA:n muuntaja jää tässä tapauksessa olemassa olevilla laskentaparametreilla edullisemmaksi kuin 315 kVA:n muuntaja. Tämän vuoksi alueen uudeksi muuntajaksi valitaan 500 kVA:n muuntaja. Liitteessä 4(1) on laskettu muuntajan häviöt ja todettu olevan sallituissa rajoissa.

4.2.4 PJ verkon vahvistaminen

Tehon tarpeen kasvaessa PJ -johdinten poikkipinta-aloja on kasvatettava merkittävästi, jotta saadaan I_{kIV} 250 A:n ja jännite vähintään 215 V tasolle viimeisellekin kuluttajalle.

Vuonna 2000 voimaan tulleen eurooppalainen standardin SFS-EN 50160 mukaan: Asiakkaan ja jakeluverkonhaltijan välisessä sopimuksessa tarkoitetun verkkojen liittämiskohdassa jakelujännitteen ei tulisi yleensä vaihdella enempää kuin $230\text{ V} \pm 10\%$ ja kaiken kaikkiaan ei enempää kuin $230\text{ V} + 10\% - 230\text{ V} - 15\%$. Suurin vaihteluväli on näin ollen 196–253 V. (Senerin verkostosuositus SA2:08,29)

Haukiputaan Sähköosuuskunnalla suurin käytetty poikki-pinta-alainen ilmajohto on AMKA 3 x 120 + 95. Itähaaran rinnankytketty AMKA 3 x 70 + 95, korvataan ensimmäisen 658 m osalta rinnankytketyllä AMKA 3 x 120 + 95 kaapelilla. Nykyisen AMKA 3 x 70 + 95 ensimmäinen 341 m osuus AMKA 3 x 120 + 95 kaapelilla. Johdon loppuosaa 340 m, AMKA 3 x 70 + 95 ei muuteta.

Länsihaaran koko 817 m nykyinen AMKA 3 x 70 + 95 kaapeli korvataan AMKA 3 x 120 + 95 kaapelilla, koska alueen huviloiden määrä lähes tuplaantuu nykyisestä uusien huviloiden valmistuttua. I_{k1V} lasketaan sivun 94 kaavalla 37 ja jännitehäviö sivun 25 kaavoilla 4 ja 5. Koska kuluttajia on paljon, on laskelmat tehty erillisellä Excel taulukolla. Edellä mainituin toimin on laskettu liitteessä 4 (1-4) jännitealenemat ja yksivaiheiset oikosulkuvirrat puolella teholla sekä maksimiteholla.

Kyseisellä paksumpi poikki-pinta-alaisella johdolla korvaamalla voidaan I_{k1V} saada molemmissa haaroissa nostettua 250 A tasolle, mutta suurimman tehohuipun aikana ei voida taata itähaaran viimeiselle kuluttajalle kuin 195,75V jännite.

Itähaaran viimeisen kuluttajan liittymään saadaan laskettua yksivaiheinen oikosulkuvirta 258,45 A ja jännite nostettua keskimääräisellä kuormituksella 213 V, jännitealeneman jäädessä 7,6 %:in. Maksimi kuormituksessa jännite viimeisen kuluttajan liittymässä tulee jäämään kuitenkin vain 195,75 V:iin, jolloin jännitealenema on 15,23 %.

Läntisenhaaran viimeisen kuluttajan liittymään saadaan 389,1 A oikosulkuvirta ja jännite nostettua maksimi kuormituksessa 214,58 V tasolle. Jännitealenema jää pahimmassa kuormitus tilanteessa 7 %:iin. Normaali tilanteessa jännitealenema on 3,5 % jännitteen ollessa 222 V.

Johdon suojaus

411,14A kokonaisvirta, joka jakaantuu kahteen haaraan. Itähaaran max. kulutus on 242,93 A ja länsihaaran max. kulutus 177,53 A. Itähaaran sulakesuojaukseen valitaan seuraava suurempi sulake, joka on taulukon mukaan 250 A. Kaapelin virrankestoisuus on oltava noin 10 % suurempi kuin sitä suojaava sulake lasketaan kaapelille max. virrankesto saadaan kaavalla $I_{\text{kaapeli max}} = I_{\text{mit}} * \frac{1,6}{1,45}$, 275,86 A. Itähaaraan valittiin 2 AMKA 120:stä rinnan kytkentään, AMKA 120 kuormitettavuus on yksin 250A ja 2 rinnan 500 A. 250 A sulake riittää hyvin suojaamaan ko. kaapelin. 160 A välisulake sijoitetaan muuntajalta 659 m päässä olevaan liittymäpisteeseen jonka maksimi kuormitusvirta on 146,6 A, jolloin myös selektiivisyys toteutuu. Haarasta lähtee AMKA 3 x 120 + 95 johto yksin. Seuraava 100 A välisulake sijoitetaan 1 km päähän muuntajalta, max. kuormitus virta loppupäähän on 82,4 A.

Länsihaaran laskettu $I_n = 177,53$ A, sulakesuojaukseen valitaan seuraava suurempi sulake, joka on taulukon mukaan 200 A. Kaapelin virrankestoisuus on oltava noin 10 % suurempi kuin sitä suojaava sulake, lasketaan kaapelille max virrankesto saadaan kaavalla $I_{\text{kaapeli max}} = I_{\text{mit}} * \frac{1,6}{1,45}$, 220,68 A. Itähaaraan valittiin AMKA 120:n kaapeli jonka kuormitettavuus on yksin 250A. 200 A sulake riittää hyvin suojaamaan ko. kaapelin. Välisulakkeet sijoitetaan selektiivisyys ehtoa noudattaen.

Perinteisellä ratkaisulla muuntaja vaihtamalla ja hyväksymällä suuri jännitealenema maksimaalisella kuormituksella tulisi korjaaminen maksamaan koko 20 vuoden tarkastelu jaksolla yli 80 k €. Kustannukset on esitetty alla olevassa taulukossa 19.

Taulukko 19. kustannukset

Tuote		investointi	Häviöt	Total
Muuntaja	500 kVA	10 040,00 €	8 892,84 €	18 932,84 €
20 kV kaapeli	Sparrow 202 m	4 143,02 €	10,22 €	4 153,24 €
PJ kaapeli	AMKA120 2,477 km	55 658,19 €	1 981,07 €	57 639,26 €
		69 841,21 €	10 884,13 €	

TOTAL

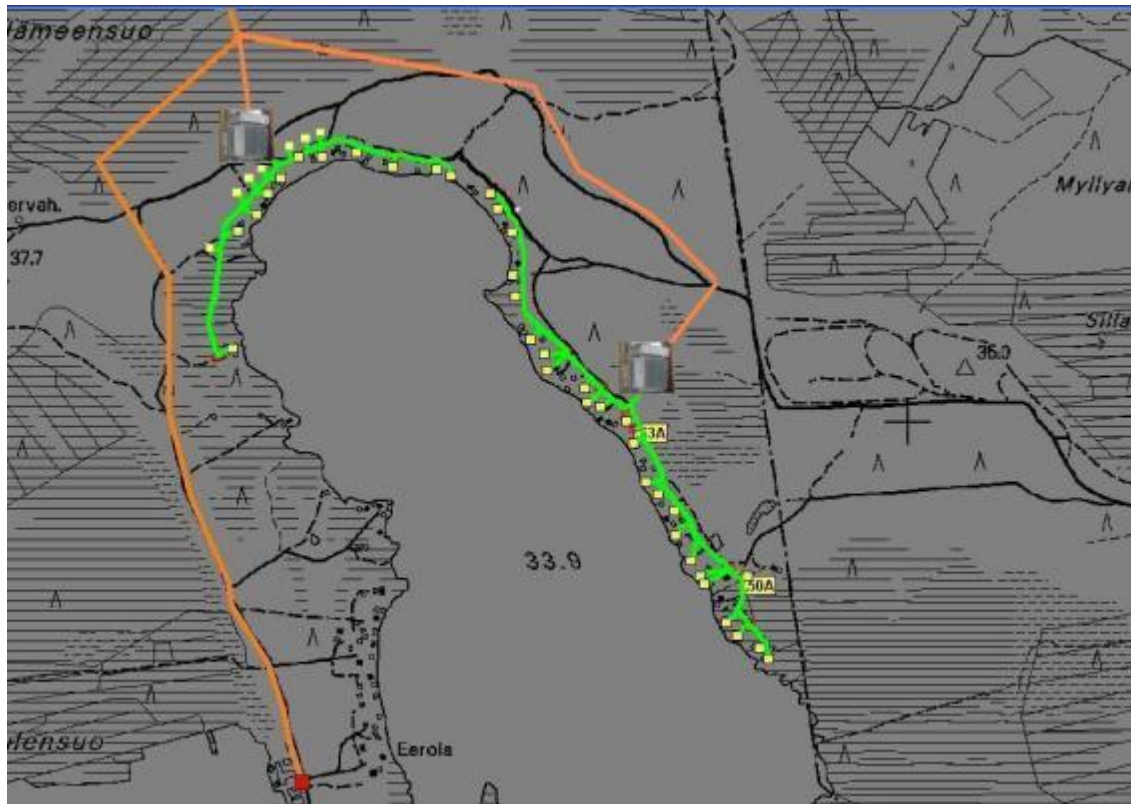
80 725,34 €

Jos kaapeleita vahvistettaisiin edelleen niin että kokomatkan runko-osat korvattaisiin kahdella rinnan kytketyllä AMKA 120 johdolla, päästäisiin viimeisen kuluttajan jännite

alenemassa 10,2 %, 205,95 V ja Ik1v olisi 400 A. pelkän kaapeloinnin investointi ja häviö kustannus olisivat 20 vuoden aikana 3,5 km mittaisen kaapelin osalta 78 600,06 € Laskelma kustannusten muodostumisesta on esitetty liitteessä 4(5-6)

4.2.5 Muuntopiirin jakaminen kahteen erilliseen muuntopiiriin

Toinen perinteinen menetelmä on jakaa muuntopiiri kahteen erilliseen muuntopiiriin kuvan 99 mukaisesti. Molemmat muuntajat pyritään sijoittamaan mahdollisimman lähelle kulutuksen keskipistettä, maastolliset olosuhteet huomioiden.



Kuva 99. Muuntajien uudet sijoitukset (DMS 600)

Muuntopiirin jako lyhentää merkittävästi nykyisiä pitkiä PJ -linjoja, mutta vastaavasti kasvattaa KJ -linjojen pituutta. Itähaaran pitkä 1541 PJ -linja lyhenisi lähes nykysuositusten mukaiseksi. Itähaaran uusi KJ -syötön pituus kasvaa 1092 m (nykyisestä muuntaja pisteestä). Uusi laskettu teho edellisen arvioinnin mukaan tulee itähaaran osalle olemaan 166 kW. Tehosta laskettu virta I on 244,5A, redusoidaan muuntajan KJ -puolelle ja edellisen laskelman kuormitusvirran ja uuden kuormitusvirran erotus lisätään koko 40-osaisen johto-osan matkalle. KJ- syötön johto-osat, niiden impedanssit ja pituudet on esitetty liitteessä 3(1). Tähän tulee 202 m lisää Sparrow johtoa. Uusi jännitealenema U_h on 106,43 V ja $U_h\%$ on 0,51 %, on edelleen alle 5 % joten hyväksyttävä. Lasketaan uuden 1092 m Sparrow johdon lisäyksen mukainen impedanssi

$$Z_{\text{johdot}} = \sqrt{(R1_v + R2_v + \dots + R40I_v)^2 + (X1_v + X2_v + \dots + X40I_v)^2} = 11,09 \Omega$$

$$\text{saadaan uusi } I_{k3v} = \frac{c \cdot U_{\text{kisko}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{SV} + Z_{\text{johdot}})}, \frac{1,1 \cdot 20,7 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot (2,08 \Omega + 11,09 \Omega)} = 998 \text{ A}$$

Releasettelua varten tarvittava I_{k2v} , kaksivaiheinen vikavirta saadaan

$$I_{k3v} = \frac{c \cdot U_{\text{kisko}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{SV} + Z_{\text{johdot}})}, \frac{1,0 \cdot 20,7 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot (2,05 \Omega + 11,09 \Omega)} = 907,6 \text{ A}$$

$$\text{Releasettelua varten tarvittava } I_{k2v} = I_{k3v} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 786 \text{ A}$$

Otetaan huomioon Thevenin- ja releenepätarkkuus saadaan $I_{k2v} = 597 \text{ A}$.

I_{k2v} on edelleen reilusti yli releasettelun 300 A, 0,7 s, joten on kunnossa.

Voidaan todeta että I_{k2v} riittää laukaisemaan lähdön releen edelleen eikä vaadi lisätoimenpiteitä.

Itähaaran laskennallinen maksimi tehon tarve 166 kVA:ta, seuraavassa taulukossa 20 on verrattu 200 kVA ja 315 kVA:n muuntajien kustannuksia itähaaran 166 kVA:n tehotarpeella. Muuntajien tyhjäkäynti ja kuormitushäviöt on saatu ABB TTT-käsikirjan 2000–07,4 taulukosta, hinta energiamarkkinaviraston viimeisimmästä 2013 hinnastosta. Hui-pun käyttöajaksi on asetettu 1000 h, pitoajaksi 20 vuotta, korko 5 % ja vuosittainen ta-sainen kasvu 0,7 %. Häviöhintoina on käytetty kappaleessa 2.7.1 mainittuja 60 €/kW ja 6 sent. / kWh hintoja. Nykyarvoon hinnat on laskettu ψ :n ja K:n avulla kappaleessa 2.7 kerrotuilla kaavalla, ψ :n ja K arvot on laskettu Excelillä mainitulla kaavoilla ja esitetty liitteessä (4). Apukertoimet P_{max} ja P_{ke} on laskettu kaavojen 18 ja 19 mukaisesti. Tyhjä-käynti ja kuormitus häviö kustannukset on laskettu kaavoilla 20 ja 21.

Taulukko 20. Muuntajien vertailu

Muuntaja	200 kVA	315 kVA
S	166	166
hintaa	6 370,00 €	7 840,00 €
Zk	4	4,5
Po	420	600
Pk	2295	4500
Pmax	1,581	1,250
pke	0,180	0,143
hintaa	6 370,00 €	7 840,00 €
Häviöt 20 V	5 750,51 €	6 501,37 €
TOTAL	12 120,51 €	14 341,37 €

EMV:n uusimman hinnaston mukaan 200 kVA:n muuntaja maksaa 6370 € ja 315 kVA:n muuntaja 7840, hintaeroa siis 1470 €, häviöhinta ero seuraavan 20 vuoden aikana tulee olemaan 750,86 €. Kokonaiskustannuksiltaan 200 kVA:n muuntaja tulee 2220,86 € edullisemmaksi joten valitaan tähän 200 kVA:n muuntaja. Käytännössä tässä voidaan siirtää nykyinen muuntaja uuteen paikkaan, mutta silloin tulokset vääristyisivät ja vertailua ei voisi yhteismitalilistaa. Laskennassa käytetään uuden muuntajan hankinta hintaa. Muuntaja laskennassa käytetään samoja taloudellisia parametreja kun 500 kVA:n muuntajan laskennassakin.

Muuntajien jännitehäviöt on laskettu liitteessä 5 ja todettu itähaaran osalta olevan 0,61% ja länsihaaran muuntajanjännitehäviö 0,45%. Alle 2,5 % joten ne ovat molemmat kunnossa.

PJ- laskelmat kosketusjännitteen ja jännite aleneman osalta on laskettu sivun 25 kaavoilla 4 ja 5, sekä 94 kaavalla 37. Koska kuluttajia on paljon, on laskelmat tehty erillisellä Excel taulukolla. Edellä mainituin toimin on laskettu jännitealenemat ja yksivaiheiset oikosulkuvirrat liitteessä 5(2-3)

Olemassa olevilla kaapeleilla saadaan itähaaran itäisimmän kuluttajan I_k 464,4 A tasoon ja keskimääräisellä kulutuksella laskettu jännite 221 V alenema 3,9 %. Maksimi kuormituksessa 212,35 ja 7,54 %. Itähaaran pohjoisimman kuluttajan I_k olisi 718 A, jännite 223,1 V alenema 3,35 %, Maksimi kuormituksessa 212,3 V ja 8,08 %.

länsihaaran KJ- johdon kokonaispituus puolestaan lyhenee 165m. Kartalla (kuva 99) olevasta KJ -linjasta joudutaan vetämään kuitenkin uutta KJ -avojohtoa 289 m lisää.

Uusi laskettu teho edellisen arvioinnin mukaan tulee länsihaaran osalle olemaan 123 kW. Tehosta laskettu virta I on 181,14A, redusoidaan muuntajan KJ -puolelle ja edellisen laskelman kuormitusvirran ja uuden kuormitusvirran erotus lisätään koko 39-osaisen johto-osan matkalle. Uusi jännitealenema U_h on 93,5 V ja $U_h\%$ on 0,45 %, on edelleen alle 5 % joten hyväksyttävä. Lasketaan uuden 289 m Sparrow johdon lisäyksen mukainen impedanssi

$$Z_{\text{johdot}} = \sqrt{(R_{1v} + R_{2v} + \dots + R_{39L_v})^2 + (X_{1v} + X_{2v} + \dots + X_{39L_v})^2} = 10,07 \Omega$$

$$\text{saadaan uusi } I_{k3v} = \frac{c \cdot U_{\text{kisko}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{sv} + Z_{\text{johdot}})}, \frac{1,1 \cdot 20,7 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot (2,05 \Omega + 10,07 \Omega)} = 1081,7 \text{ A}$$

Releasettelua varten tarvittava I_{k2V} , kaksivaiheinen vikavirta saadaan

$$I_{k3V} = \frac{c \cdot U_{kisko}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{SV} + Z_{johdot})}, \frac{1,0 \cdot 20,7 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot (2,05 \Omega + 10,07 \Omega)} = 983 \text{ A}$$

$$I_{k2V} = I_{k3V} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 851,6 \text{ A}$$

Otetaan huomioon Thevenin- ja releenepätarkkuus saadaan $I_{k2V} = 647,2 \text{ A}$.

I_{k2V} on edelleen reilusti yli releasettelun 300 A, 0,7 s, joten on kunnossa.

Voidaan todeta että I_{k2V} riittää laukaisemaan lähdön releen edelleen eikä vaadi lisätoimenpiteitä.

Läntisenhaaran laskennallinen maksimi tehon tarve 122,7 kVA, edelliseen vertailuun perustuen valitaan myös tähän 200 kVA:n muuntaja. Molempien muuntajien tyhjäkäynti ja kuormitushäviöt on saatu ABB TTT-käsikirjan 2000–07,4 taulukosta, hinta energiamarkkinaviraston viimeisimmästä 2013 hinnastosta. Huipun käyttöajaksi on asetettu 1000 h, pitoajaksi 20 vuotta, korko 5 % ja vuosittainen tasainen kasvu 0,7 %. Häviöhintoina on käytetty kappaleessa 2.7.1 mainittuja 60 €/kW ja 6 sent. / kWh hintoja. Nykyarvoon hinnat on laskettu ψ :n ja K:n avulla kappaleessa 2.7 kerrotuilla kaavalla, ψ :n ja K arvot on laskettu Excelillä mainitulla kaavoilla ja esitetty liitteessä (4). Apukertoimet P_{max} ja P_{ke} on laskettu kaavojen 18 ja 19 mukaisesti. Tyhjäkäynti ja kuormitus häviö kustannukset on laskettu kaavoilla 20 ja 21. Tällä tavalla tuloksista saadaan mahdollisimman vertailukelpoiset. Muuntajien kustannukset 123 kVA ja 166 kVA:n tehotarpeilla on esitetty alla olevissa taulukossa 21.

Taulukko 21. 200 kVA:n muuntajan vertailu eri kuormituksella

Muuntaja	200 kVA	200 kVA
S	123	166
hintaa	6 370,00 €	6 370,00 €
Zk	4	4
Po	420	420
Pk	2295	4295
Pmax	0,868	1,581
pke	0,099	0,181
hintaa	6 370,00 €	6 370,00 €
Häviöt 20 V	4 539,23 €	5 751,16 €
TOTAL	10 909,23 €	12 121,16 €

Olemassa olevilla kaapeleilla saadaan läntisen haaran pohjoisimman kuluttajan I_k 604,4 A tasoon, jännite 227,8 V:in ja jännitealenema 1,35 %, Maksimi kuormituksessa 224,6 V ja 2,74 %.

Läntisenhaaran eteläisimmän kuluttajan Ik 368,1 A saadaan tasoon ja keskimääräisellä kulutuksella laskettu jännite 228,9 V alenema 0,87 %. Maksimi kuormituksessa 226,9V ja 1,90 %. Laskemat on laskettu kaavoilla 4,5 ja 37 ja tulokset kokonaisuudessaan eitetty liitteessä 5(3-4)

Johdon suojaus

Itähaaran uuden muuntajan syöttö jakaantuu kahteen haaran joiden kummankin maksimi tehon tarve on 82 kW, virta 121,5 A. Itähaaran sulakesuojaukseen valitaan seuraava suurempi sulake, joka on taulukon mukaan 125 A. Kaapelin virrankestoisuus on oltava noin 10% suurempi kun sitä suojaava sulake lasketaan kaapelille max virrankesto saadaan kaavalla $I_{\text{kaapeli max}} = I_{\text{mit}} * \frac{1,6}{1,45}$, 137,8 A. Itähaaran molempiin suuntiin lähtevät kaapelit ovat AMKA 3 x 70 + 95, ja niiden kuormitettavuus yksin on 180 A. 125 A sulakkeet riittävät hyvin suojaamaan ko. kaapelin. Välisulakkeet sijoitetaan johdon liittymispisteisiin selektiivisyyssehdon mukaisesti.

Länsihaaran syöttö jakaantuu myös kahteen haaraan joiden kummankin maksimi tehon tarve on 57,1W, virta 84,09 A. Länsihaaran sulakesuojaukseen valitaan seuraava suurempi sulake, joka on taulukon mukaan 100 A. Kaapelin virrankestoisuus on oltava noin 10 % suurempi kun sitä suojaava sulake lasketaan kaapelille max virrankesto saadaan kaavalla $I_{\text{kaapeli max}} = I_{\text{mit}} * \frac{1,6}{1,45}$, 110 A. Länsihaaran molempiin suuntiin lähtevät kaapelit ovat AMKA 3 x 70 + 95, ja niiden kuormitettavuus yksin on 180 A. 100 A sulakkeet riittävät hyvin suojaamaan ko. kaapelin. Kustannuksen muuntopiirin jakamisesta investointien ja 20 vuoden aikana syntyvien häviöiden osalta on esitetty seuraavassa taulukossa 22.

Taulukko 22. Muuntopiirin jaon kustannukset

Tuote		investointi	Häviöt	Total
Muuntaja itä	200 kVA	6 370,00 €	4 481,08 €	10 851,08 €
Muuntaja länsi	200 kVA	6 370,00 €	5 623,28 €	11 993,28 €
20 kV kaapeli	Sparrow 1,381 km	28 324,31 €	21,73 €	28 346,04 €
PJ kaapeli	-	-	-	-
		41 064,31 €	10 126,09 €	

TOTAL

51 190,40 €

4.3 20 / 1 / 0,4 kV verkon soveltuvuus Hämeenjärven itähaaraan

Haukiputaan Sähköosuuskunnan alueella ei ole entuudestaan käytössä yhtään 20 / 1 / 0,4 kV:n muuntaja rakennetta. Suur-Savon sähkön jakeluverkossa ratkaisu on käytössä laajasti johtuen pitkistä etäisyyksistä ja järvisestä maastosta. Laskennassa tutkitaan 20/1/0,4 kV soveltuvuutta Hämeenjärvelle. Alueen tehontarve on laskettu jo edellisissä kappaleissa. Tässä kappaleessa mitoitetaan komponentit teknistaloudellisesti annettujen reunaehtojen puitteissa. Länsihaaran PJ laskelmat on esitetty kappaleessa 4.2 ja 4.2 Tässä kappaleessa tarkastellaan pääosin vain pitkän itähaaran ongelmia ja 1 kV syötön soveltuvuutta. Länsihaaran sähkötekniset laskelmat otetaan huomioon vain lopullisessa kustannus vertailussa.

Peruslaskentaparametrit noudattavat pääosin luvussa 3.6 esitettyjä arvoja. Verkostokomponenttien investointikustannuksina on käytetty Energiamarkkinaviraston käyttämiä arvoja (EMV 2013).

Koska 1 kV:n järjestelmä on kolmijänniteportainen ja siinä on kaksi peräkkäistä jakelumuuntamoaa, on jakelumuuntajien kytkentäryhmään ja verkon käyttötapaan on kiinnitettävä erityistä huomiota. Luvussa 3.6.1 on kuvattu 1 kV:n toimintaperiaate. 1kV järjestelmä tulee suojata omalla suojausyksiköllä

Helpoin tilanne olisi laskea sähkönjakelu 500 kVA:n 20/1/0,4 kV muuntajalla ja sijoittaa se samalle paikalle kun perinteisessä ratkaisussa kappaleessa 4.2.2 kuvassa 98. Ongelmaksi muodostui kuitenkin saatavuus, SLO:lla suurin 20/1/04 kV muuntaja koko on 200 kVA.

4.3.1 Muuntajien sijoitus

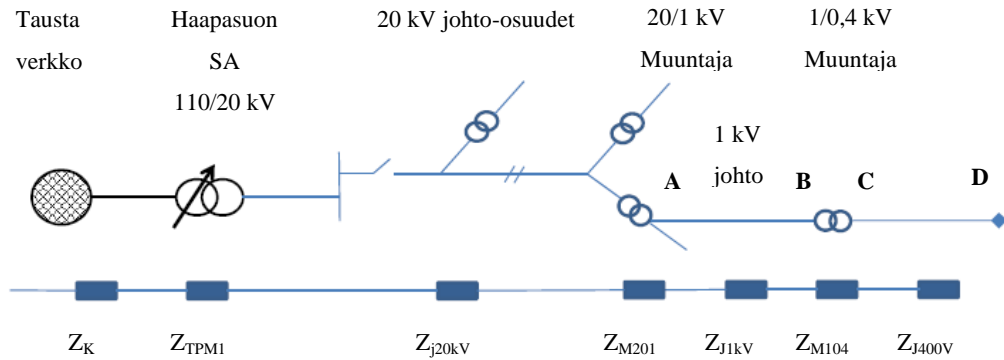
Sijoitetaan kaksi 200 kVA:n muuntajaa vierekkäin perinteisen menetelmän 500 kVA:n muuntajan paikalle. Niin että 20/0,4 muuntaja syöttää nykyisen läntisenhaaran 123 kVA:n tehon tarpeen ja 20/1/0,4 muuntaja syöttää puolet 166 kVA tarpeesta 0,4 kV lähdöstä ensimmäisille 13 kuluttajille ja puolet n 81 kW 1 kV muuntajalle. 1 kV muuntaja sijoitetaan kulutuksen kannalta optimaalisimpaan paikkaan. Seuraavassa kuvassa 100 on esitetty 200 kVA:n 20/0,4 kV muuntajan, 200 kVA:n 20/1/0,4 kV ja 1/0,4 kV:n 100 kVA:n muuntajien sijoittelu verkkokarttaan.



Kuva 100. 1 kV järjestelmän muuntajien sijoitus (DMS 600)

Läntisenhaaran kosketusjännitesuojausten toteutuminen voidaan tarkistaa perinteisen vaihtoehdon 1 tarkastelusta, koska se on lähes sama. Itähaara ja sen jännitealenemaa ja oikosulkutilanteita tarkastellaan seuraavaksi.

Aikaisemmin on jo todettu että jännitealenema ja jännitteen välkyntä, on suurin ongelma Hämeenjärven itähaarassa. Tarkastellaan ensin valituiden muuntajien soveltuvuus itähaaran syöttöön. Seuraavassa kuvassa 101 on esitetty yksinkertainen haarajohdon malli, koko kolmitasoisien verkkojen rakenteesta, Haapasuon sähköasemalta aina Hämeenjärven 400 V linjan viimeiselle kuluttajalle saakka. Kuvassa on esitetty myös yksivaiheinen sijaiskytkentä myötäverkon impedansseineen. Tätä mallia käytetään teknisen laskennan havainnollistamiseen.



Kuva 101. Yksinkertainen haarajohdon malli ja sijaiskytkentä, jossa on esitetty myötä-verkon impedanssit.

Kuvassa olevat lyhenteet

Z_K	=taustaverkko 110 kV alueverkko
Z_{TPM1}	= Haapasuon päämuuntaja PM1
Z_{SV}	=Taustan ja päämuuntajan impedanssi
Z_{j20kV}	=20 kV johto-osuus
Z_{M21}	=20/1/04 muuntaja Hämeenjärvellä
Z_{j1kV}	=1 kV johto-osuus
Z_{T04kV}	=1/04 kV muuntaja
Z_{j04kV}	=400 V johto-osuus

4.3.2 Jännitehäviön määrittäminen

Kuten edellisissä kappaleissa on todettu, jännitealenema verkon viimeisellä kuluttajalla ei saa ylittää sovittua +10 -15 % rajaa. Jännite alenema lasketaan kuten edellisessä kappaleessakin, sekä muuntajille että koko 400 V johto-osalle viimeiselle kuluttajalle asti. Muuntajien 20/1/0,4 kV ja 1/0,4 jännite alenemat on laskettu liitteessä 6(1) ja todettu niiden olevan kunnossa. Seuraavaksi käsitellään jännite alenemaa PJ – johto-osilla 20/1/04, sekä 1/04 kV muuntajan 400 V osilla. Laskelmat on esitetty liitteessä 6

Nykyisillä kaapeleilla, maksimaalisella teholla laskettuna viimeisen kuluttajan jännitealenema on 7,88 % tasolle liittymän jännitteen ollessa 212,74 V. Kun 20/1/0,4 kV 400 V:n lähtöön vaihdetaan 388m matkalle AMKA 3 x 120 + 95 nykyisen 3 x 70 + 95 kaapelin tilalle. 1/0,4 kV lähtöön korvataan 3 ensimmäistä AMKA 70 johto-osaa 198 m AMKA 120:llä niin saadaan viimeisen kuluttajan jännite alenema sallittuun 6,17 % 216,69 V tasoon maksimi kuormituksenkin aikana.

Jännitealenemat ja yksivaiheiset oikosulkuvirrat on laskettu kappaleen 3.6 kaavoilla liitteessä 6.

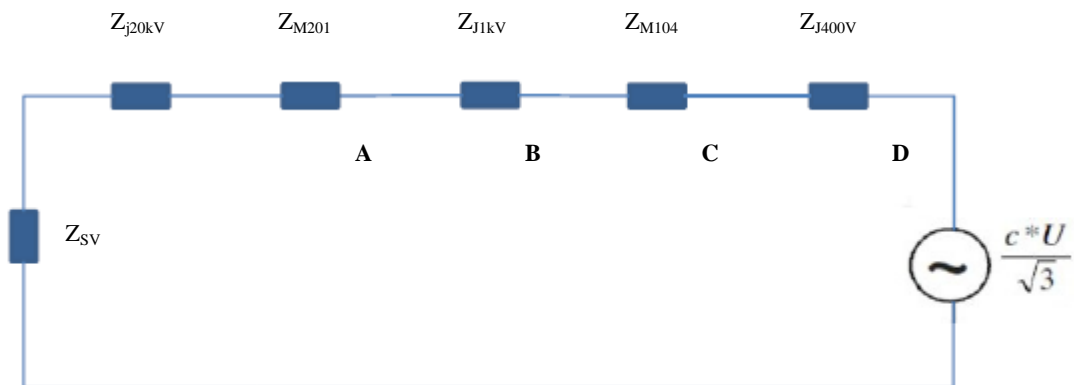
4.3.2 Johdon suojaus

Molempien sekä 20/1/04 ja 1/0,4 kV 400 V johto-osia kuormittaa lähdössä maksimissaan 119,4 A virta, suojaksi valitaan seuraava suurempi sulake 125 A. Kaapelin virrankestoisuus on oltava noin 10 % suurempi kuin sitä suojaava sulake. Lasketaan kaapelille max virrankesto saadaan kaavalla $I_{\text{kaapeli max}} = I_{\text{mit}} * \frac{1,6}{1,45}$, ensimmäisen johtolähdön kaapelin on kestettävä virtaa 137,9 A. AMKA 120 kuormitettavuus valmistajan mukaan ilmassa 70 asteessa on 250 A ja AMKA 70 kuormitettavuus 180 A. Voidaan todeta että sulakesuojaus 125 A suojalla on riittävä. Välisulakkeet runkojohdon liittymispisteisiin sijoitetaan selektiivisyys ehtoja noudattaen.

Kun suunniteltava kohde on saatu sähköteknisesti toimivaksi, voidaan ryhtyä tarkastelemaan verkossa tapahtuvia vikatilanteita. Jännitehäviön ja vikavirtojen määrittämiseksi on tiedettävä verkon komponenttien aiheuttamat resistanssit ja reaktanssit. Seuraavissa laskelmissa muuntajien arvot on saatu valmistajan sivuilta ja kaapelin arvot Senerin verkostosuosituksesta SA 2:08. Maasta erotetussa 1 kV järjestelmässä on käytettävä erillistä suoja laitetta. Liitteessä 6 on laskettu suojalaitteen asettelua varten kolmiportaiset virta-arvot.

Kolmivaiheinen oikosulku

Kolmivaiheinen oikosulku on symmetrinen vika. Seuraavassa kuvassa 102 on esitetty Thevenin sijaiskytkentä, jonka avulla lasketaan myötaverkon impedanssi, oletettuun vikapaikkaan 400 V viimeisen kuluttajan liittymispisteessä.



Kuva 102. Myötaverkon impedanssi lasketaan 400 V tasoon redusoiduilla arvoilla

Oikosulkusuojauksien laskeminen aloitetaan koko liittymän ja sitä syöttävän Haapasuon sähköaseman oikosulkuimpedanssien laskennalla ja redusoidulla kaikki arvot samaan jänniteportaaseen. Laskuissa edetään suurimmasta jännitetasosta pienimpään aina viimeisen kuluttajan liittymäpisteeseen saakka. Laskut on esitetty liitteessä 6. Jos oikosulku sattuu 20/1 kV muuntajan lähdössä, pisteessä A on kolmivaiheinen oikosulkuvirta 957,58 A. Tämä kolmivaiheisen virran mukaan suojalaitteen 1. porras asetellaan laukaisemaan vika pois. Asetellaan suojalaitteeseen 1. portaan asetteluarvoksi 20 % pienempi virta arvo heti laukaisuun 766 A. Liitteessä 6 on laskettu myös muiden portaiden kolmivaiheiset vikavirrat. Jos oikosulku sattuu 1 kV johdon lopussa, pisteessä B on kolmivaiheinen oikosulkuvirta 702,42 A

Kuten kappaleessa 3.6.6 s 118 todettiin 400 V verkon kolmivaiheinen oikosulkuvirran laskenta vastaa 1000 V verkon oikosulkuvirran laskentaa. Koska kolmivaiheinen oikosulku on symmetrinen vika, ei 400 V verkon maadoitetulla käytettävällä ole vaikutusta vikavirtaan. 400 V kolmivaiheiset oikosulkuvirrat on myös laskettu liitteessä 6.

Jos oikosulku sattuu 1/0,4 kV muuntajan lähdössä, pisteessä C on kolmivaiheinen oikosulkuvirta 1166 A

Jos oikosulku sattuu 400 V linjan lopussa pisteessä D saa kolmivaiheinen oikosulkuvirta arvon 508 A.

Kaksivaiheinen oikosulku

Kaksivaiheinen oikosulku on epäsymmetrinen tilanne, jonka laskentaan tarvitaan myötaverkon lisäksi vastaverkon tiedot. Kaksivaiheisessa oikosulussa vikaantuneet vaiheet koskettavat toisiaan, mutta eivät ole yhteydessä maahan. Kaksivaiheisessa oikosulussa täytyy ottaa huomioon kolmivaiheisen vian tapauksessa tarvittujen myötaverkon impedanssien lisäksi myös vastaverkon impedanssit. Vastaverkon impedanssien oletetaan yleensä olevan yhtä suuria kuin myötaverkon impedanssit. Tarkastellaan Thevenin sijaiskytkennän kautta pisteen A kaksivaiheista vikatilannetta. Siinä esitetyn myötä impedanssin arvon ajatellaan edelliseen perustuen olevan sama kuin vastaverkon impedanssi, saadaan kaksivaiheiseksi oikosulkuvirraksi.

$$Z_{\text{Myötäv}} = Z_{\text{Vastav}}$$

$$I_{k2v} = \frac{c \cdot U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{Myötäv}} + Z_{\text{Vastav}})} = \frac{0,95 \cdot 1000 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot (0,5728 \Omega + 0,5728 \Omega)} = 478,8 \text{ A}$$

Kaksivaiheiselle oikosulkuvirralla saadaan kuitenkin riittävän tarkka arvo kolmivaiheisesta oikosulkuvirrasta seuraavalla yhtälöllä.

$$I_{k2} = \sqrt{3}/2 * I_{k3}$$

jolloin

$$I_{k2v} = I_{k3v} \frac{\sqrt{3}}{2} = 957,58 \text{ A} * \frac{\sqrt{3}}{2} = 829 \text{ A}$$

pisteen B kaksivaiheinen oikosulkuvirta on $I_{k2} = \sqrt{3}/2 * I_{k3}$

$$I_{k2v} = I_{k3v} \frac{\sqrt{3}}{2} = 702,42 \text{ A} * \frac{\sqrt{3}}{2} = 608,31 \text{ A}$$

Pisteen B kaksivaiheinen vikavirta asetellaan suoja laiteelle toisen portaan laukaisu virraksi.

pisteen C kaksivaiheinen oikosulkuvirta on $I_{k2} = \sqrt{3}/2 * I_{k3}$

$$I_{k2v} = I_{k3v} \frac{\sqrt{3}}{2} = 1166 \text{ A} * \frac{\sqrt{3}}{2} = 1010 \text{ A}$$

pisteen D kaksivaiheinen oikosulkuvirta on $I_{k2} = \sqrt{3}/2 * I_{k3}$

$$I_{k2v} = I_{k3v} \frac{\sqrt{3}}{2} = 508 \text{ A} * \frac{\sqrt{3}}{2} = 440 \text{ A}$$

Kolmas laukaisuporras voidaan asettaa 400 V:n nimellisvirran mukaan niin että $I_N \times 2,5$ laukaisee yksivaiheisen vian pois. Yksivaiheisen oikosulkuvirran täytyy olla riittävän suuri jotta se kykenee pian laukaisuun.

Yksivaiheinen oikosulku

Yksivaiheinen vikavirta tarkastellaan seuraavaksi. Lasketaan yksivaiheinen oikosulkuvirta 400 V maadoitetussa verkossa viimeisen kuluttajan pisteeseen 569 m päähän 1/0,4 kV muuntajasta. Muuntajan arvot Liitteen 1(3) taulukosta 100 kVA:n muuntajalle ja AMKA 3*120+95 ja AMKA 3*70+95 kaapelin arvot liitteen 2 taulukosta. Laskelmat ja tulokset on esitetty liitteessä 6.

Yksivaiheiseksi oikosulkupaikaksi 400V viimeisen kuluttajan liittymään saadaan 478 A. Kun I_N on 119 A niin 477,98 A virta riittää katkaisemaan $2,5 \times 119 \text{ A}$ vian pois. Yksivaiheinen oikosulku aiheuttaa nollajohtimeen kosketusjännitteen, jonka suuruus riippuu vikavirrasta, nollajohtimen impedanssista ja maadoitusimpedanssista. 400 V yksivaiheinen oikosulku näyttääytyy 1000 V verkossa epäsymmetrisen kuormituksen tapaan. Joh-

tuen 1/0,4 kV muuntajissa käytetyistä Yzn tai Dyn kytkentäryhmistä, jakautuu 400 V järjestelmän yksivaiheinen vikavirta 1000 V järjestelmässä kahdelle vaiheelle. (Partanen ym. 2005,60)

Yksivaiheinen maasulku

Maasta erotetun järjestelmän yksivaiheinen maasulku syntyy yhden vaiheen jännitteisen osan koskettaessa verkon maadoitettua osaa. Yksivaiheinen maasulku on mahdollinen vain maasta erotetussa järjestelmässä.

Vikaresistanssittoman maasulun maasulkuvirta voidaan laskea kaavalla

$$I_{EM} = \frac{U_V}{Z_{C0}}, \text{ jossa}$$

$$Z_{C0} = \frac{1}{3 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_0} \text{ saadaan lauseke}$$

$$I_{EM} = \sqrt{3} U 2 \pi f C_0$$

I_{EM} = maasulkuvirta vikavastuksettomassa maasulussa

Z_{C0} = verkon maakapasitanssien impedanssi

C_0 = verkon vaiheen maakapasitanssi

U = pääjännite

AMKA kaapeleille ei löydy maakapasitanssiarvoja suoraan mistään taulukosta, niiden käyttö 1 kV järjestelmässä on sen verran uutta. Selvitin Prymianilta AMKA 3 x 70 +95 kaapelin kapasitanssin tätä laskentaa varten. (Kivisaari, 23.1.2013, puhelinkeskustelu) AMKA 3*70+95 maakapasitanssi arvo on 0,08 uF/km (oletus: eristetyt vaiheet kosketavat toisiaan).

$$Z_{C0} = \frac{1}{3 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \text{Hz} \cdot 0,6 \text{ km} \cdot 0,08 \text{ uF/km}} = 22,1 \text{ k}\Omega$$

$$I_{EM} = \frac{231 \text{V}}{22,1 \text{k}\Omega} = 1,044 \text{ mA}$$

Maasulkuvirran itseisarvon suuruus maasulussa voidaan laskea seuraavasta yhtälöstä.

$$I_E = \frac{\sqrt{3} \omega C_0 U}{\sqrt{1 + (3 \omega C_0 R_f)^2}}$$

missä

U = verkon pääjännite

C_0 = verkon yhden vaiheen maakapasitanssi

$\omega = 2\pi f$

R_f = vikaresistanssi

jos vika resistanssi R_f on $1 \text{ k}\Omega$, saadaan laskettua $Z_{EF} = \sqrt{R_f^2 + Z_{C0}^2}$,
 $= \sqrt{1\text{k}\Omega^2 + 22,1\text{k}\Omega^2} = 22,122 \text{ k}\Omega$.

AMKA kaapelin kapasitanssi on niin pieni että vastuksella ei ole juurikaan merkitystä maakapasitanssin impedanssiin Z_{EF} . 1000 V jakeluverkot muodostuvat useimmiten galvaanisesti erillisistä johtohaaroista, joiden syöttöpisteestä lähtee harvoin useampi kuin yksi 1000 V johtohaara. Syöttöpisteen kautta ei yleensä kulje muista johtohaaroista muodostuvia taustaverkon maasulkuvirtoja. Terveiden vaiheiden maakapasitanssien kautta tuleva maasulkuvirta pääsee vikapaikkaan kahta eri reittiä joko muuntajan 20/1 kV käämien kautta tai 1/0,4 kV muuntajien käämien kautta. Syöttöpisteen kautta kulkevan maasulkuvirran suuruus on riippuvainen siitä, missä kohden verkkoa maasulkuvika tapahtuu. (Partanen ym. 2005,61)

Nollajännite U_0 voidaan laskea lausekkeella

$$U_0 = \frac{1}{3 * \omega * C_0} I_e$$

Suorassa resistanssittomassa maasulussa nollajännite on vaihejännitteen suuruinen.

$$Z_{EF} = \sqrt{R_f^2 + Z_{C0}^2} \quad \text{Kun } R_f \text{ on nolla } \Rightarrow$$

$$U_0 = \frac{Z_{C0}}{\sqrt{Z_{C0}^2}} * U_v \Rightarrow U_0 = U_v$$

missä

U_0 = nolla jännite

I_e = galvaanisesti yhteen kytketyn verkon maasulkuvirta suorassa maasulussa

Z_{EF} = verkon maakapasitanssien vikavastuksen impedanssi

R_f = vikaresistanssi

U_v = verkon vaihejännite

U = verkon pääjännite

Maasulkuvirran suuruus riippuu koko galvaanisesti yhteen kytketyn 1000 V verkon laajuudesta. 1000 V järjestelmän maasulkuvikoja laskettaessa ei lopputuloksen tarkkuudessa tehdä suurta virhettä vaikka syöttävän verkon impedanssit jätetään huomiotta, sillä varsinainen maasulun vikavirtapiiri katkeaa 20/1 kV muuntamalla. Tyypillisimmillään 1000 V verkoissa maasulkuvirta on kaapeliverkoissa alle 1 A ja AMKA- riippukierrekaapeleilla alle 0,2 A. Maasulkuvirtojen pienuuden takia AMKA- riippukierrekaapeleil-

la toteutetuissa 1000 verkoissa vikaresistanssin vaikutus nollajännitteen suuruuteen on pieni. (Partanen ym. 2005,62)

1 kV järjestelmän kustannukset on esitetty seuraavassa taulukossa 23. Suuri osa kustannuksista muodostuu PJ – verkon johto-osien vahvistamisesta.

Taulukko 23. 1 kV ratkaisun kustannukset

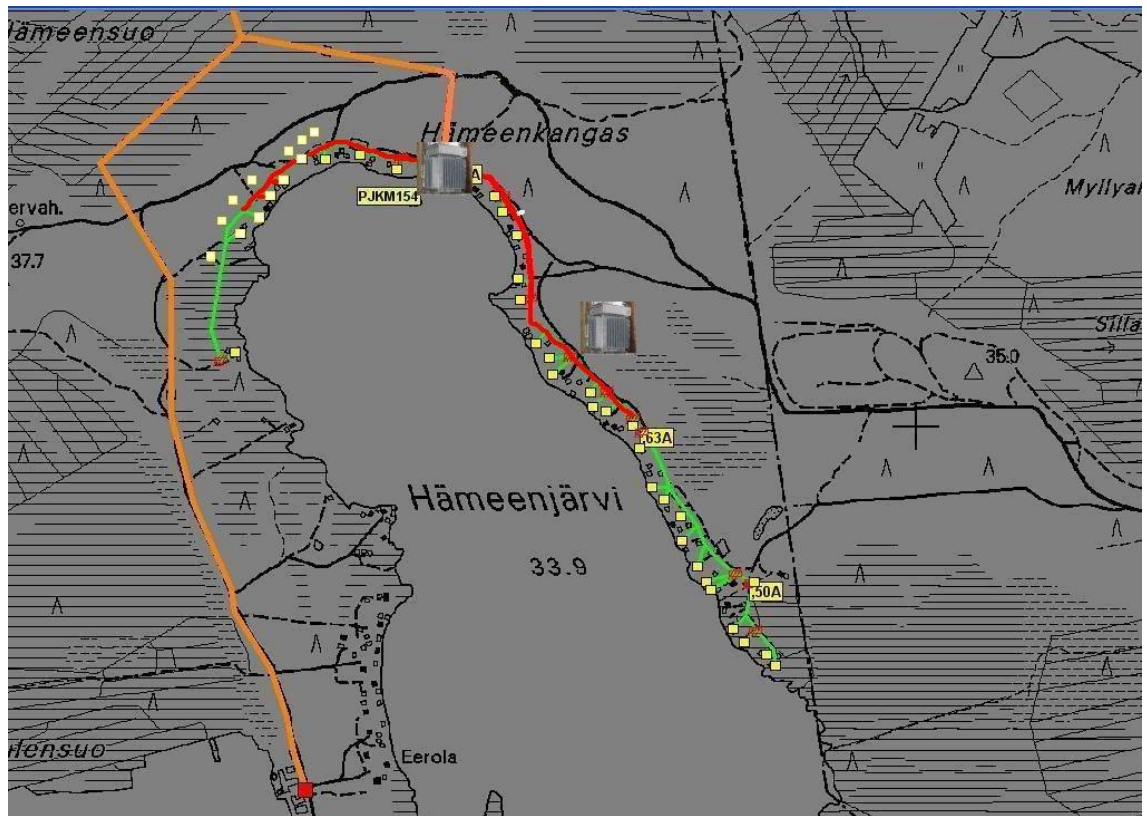
Tuote		investointi	Häviöt	Total
Muuntaja länsi	200 kVA	6 370,00	4 481,08	10 851,08 €
20/1/0,4 kV	20/04 100 kVA	6 370,00	5 482,27	11 852,27
20/1/0,4 kV	20/1 100 kVA		4 312,15	4 312,15
1/0,4 kV	100 kVA	6 370,00	3 482,75	9 852,75
20 kV kaapeli	Sparrow 202 m	4 143,02	10,22	4 153,24
PJ kaapeli	AMKA 120 518 m	11 639,46 €	555,61 €	12 195,07 €
		34 892,48 €	18 324,08 €	

TOTAL

53 216,56 €

4.4 Jänniteboosteri jakeluverkossa

Tässä kappaleessa Esitellään Magtechin jänniteboosterilla korjattua tilannetta Hämeenjärven kuluttajien sähkön jakelun parantamiseksi. Tässä tapauksessa nykyinen muuntaja korvattaisiin 500 kVA:n 20/0,4 kV jakelumuuntaja, kuten ensimmäisessä perinteisen tavan laskelmassa. Jakelumuuntaja siirrettäisiin 200 m lähemmäs kuluttajia seuraavan kuvan 103 esittämään paikkaan. MVB jänniteboosterin optimaalinen sijoituspaikka olisi noin puolessa välissä kulutuksen jakaumaa.



Kuva 103. Jänniteboosterin MVB160 sijoituksesta (DMS 600)

Maksimi tehontarve itähaarassa on 164,94 kW, jolloin maksimi virta on 243 A. Viimeisen kuluttajan ja muuntajan puolessavälissä, 627 m päässä muuntajalta, on optimaalinen sijoituspaikka MVB 160–400 jänniteboosterille. Jänniteboosterin perässä olevien kuluttajien laskennallinen kulutus on maksimissaan 146,5 A. MVB 160–400 jänniteboosterin nominaali kuormitus virta on 100 A ja maksimi kuormitus virta missä MVB 160-400 jänniteboosteri pystyy toimimaan on 160 A, noin kuusi tuntia. Vahvistetaan syöttöjohtoa muuntajalta jänniteboosterille, niin että jänniteboosterin sisään tulo jännite saadaan vähintään 196 V tasolle. Johdon vahvistuksella saadaan myös alkupään kuluttajien jännite sallitulle tasolle. MVB 160- 400 jänniteboosterin jännitealenema ja yksivaiheisen oikosulkuvirran laskelmat on laskettu liitteessä 7 ja 500 kVA:n muuntajan laskelmat on esitetty jo aikaisemmin ja ovat liitteessä 4(1). Länsihaaran jännite alenemat ja oikosulku tapaukset on käsitelty kappaleessa 4.2.4 PJ -verkon vahvistaminen perinteisin menetelmin ja laskelmat on esitetty liitteessä 4. Magtechin Excel laskentatyökalulla saadaan laskettua seitsemän pisteen jännite alenema, joka noudattaa kaavaa 4. Laskenta taulukkoon syötetään kaapelin tyyppi ja sen pituus. Työkalu laskee kaapelin impedanssin ja sen mukaan jännite aleneman, sekä yksivaiheisen oikosulkuvirran likiarvon. Työkalu käyttää oikosulkuvirran laskentaan omaa kehittämänsä likiarvokaavaa. Kaava laskee aikatarkasti, kaavan 37 mukaisen yksivaiheisen oikosulkuvirran annettujen kaapeleiden impedanssien mu-

kaan. Magtechin taulukossa ei ole erikseen laskentaa tasapainokäämin vaikutukseen oikosukuvirran nostamiseksi. Liitteessä 7 on laskettu kuluttajien liittymispisteiden jännitteet, käyttäen kaavoja 4,5 ja 37. MVB 125 jänniteboosterin oletetaan kykenevän nostamaan jännite 196 V:sta 235 V:iin kuormituksen ollessa huipussaan. Kaapeleita on vahvistettu sekä jänniteboosterin etu- että jälki puolella. MVB160 Jänniteboosterilla vahvistetun jakeluverkon kustannukset on esitetyt seuraavassa taulukossa 24.

Taulukko 24. MVB 160 ratkaisun kustannukset.

Tuote		investointi	Häviöt	Total
Muuntaja	500 kVA	10 040,00 €	8 892,84 €	18 932,84 €
20 kV kaapeli	Sparrow 202 m	4 102,00 €	10,12 €	4 112,12 €
Boosteri	MVB160	12 500,00 €	1 582,97 €	14 082,97 €
PJ kaapeli	AMKA120 1,56 km	35 143,08 €	838,91 €	35 981,99 €
		61 785,08 €	11 324,84 €	

TOTAL

73 109,92 €

5. JOHTOPÄÄTÖKSET JA POHDINTA

Työn tavoitteena on tutkia mahdollisimman laaja-alaisesti uusien teknologioiden hyödynnettävyyttä sähköjakeluverkossa kustannustehokkaasti. Työn alussa määriteltiin reunaehdot joiden puitteissa suunnittelu on tehtävä. Hämeenjärvi kohteena on laaja ja haasteellinen. Sen nykyiset asukkaat ovat eläköitymässä ja kulutuksen voisi olettaa vähenevän. Alueen haluttuus on kuitenkin lisännyt mökkikaupankäyntiä ja Hämeenjärvelle on kaavoitettu työssä esitettyjä uusia huvila tonttejakin. Osa vanhoista huviloista on purettu ja tilalle rakennettu isoja huviloita. Hämeenjärvelle nyt rakennettujen huviloiden voi kuvitella tulevaisuudessa kuluttavan yhtä paljon energiaa kun keskivertainen omakotitalo.

Perehdyin AMR -mittaukseen jo aikaisemmin ja sen tuomaa tietoutta pystyi hyödyntämään tämän työn tekemisessä. AMR – mittauksen reaaliaikainen tuntipohjainen kulutuksen seuranta antaa hyvän viitteen alueen kehittymisestä. Hämeenjärvellä kulutuksen kasvu on ollut AMR mittauksissa nähtävissä jo pidempään. Lopullisen kulutuksen arviointi oli kuitenkin hankalaa, vaikka aluesuunnittelu on olemassa, ei yksittäisten kuluttajien kulutus tottumuksia silti voi tarkkaan ennustaa.

Työn tekemisen aikana esille tuli useita mielenkiintoisia tuotteita ja tekniikoita joiden soveltuvuutta olisi voinut tutkia tarkemminkin, mutta työn laajuus jo näiden muutaman tekniikan osalta vei luvattoman paljon aikaa ja resursseja. Kaikkia uusien tuotteiden ja tekniikoiden osalla riittävän yksityiskohtaista tietoa ei vielä ole saatavilla. Norjalaisen jänniteboosterin oikosulkuvirran kasvattaminen luvattuun liki kaksinkertaiseen tasapainokäämin avulla jää valmistajan laboratoriotulosten varaan. Tasajännitetekniikka tulee pientuotannon kehittyessä tuottamaan uusia tehoelektroniikkainnovaatiota, mutta vielä ei soveltuvia tuotteita ja riittävää informaatiota ollut saatavissa.

Työn suoritus painottui enemmän pienjännitejakeluverkon suunnitteluun, koska suurimmat ongelmat Hämeenjärvellä ovat juuri pienjännitepuolella mm. pitkien etäisyyksien takia. Esimerkiksi ilmalämpöpumput lisäävät merkittävästi pitkän siirtolinjan jännitevaihtelua, joka näkyy mm. laatumittauksessa. Pienjännitepuolella on paljon uutta tulossa kuten, pientuotanto ja kaksisuuntainen energian siirto, jossa energian mittauksessa on omat haasteensa. Siirryttäessä kohti älykkäämpää jakeluverkkoa pienjänniteverkon rooli sähköjakelussa kasvaa. Nollavika on pienjännitepuolella haasteellinen vika ja sen

tutkintaan kiinnitettiin varsinkin teoriaosuudessa huomiota. Pienjänniteautomaation kehittyessä saadaan verkosta hälytykset käyttöpaikkakohtaisesti. Pienjännite automaation ja nykyisen verkkotietojärjestelmän yhteensovittaminen onkin seuraava haaste.

Työn aikana huomattiin että DMS:n päivitykset eivät olleet aivan ajan tasalla. Asiakastietojärjestelmästä talviaikaan päivitetty vuosikulutusarvio näyttää kuitenkin suuntaa ja DMS:stä voidaan nähdä ongelma-alueet, jossa jännite on liian alhainen. Hämeenjärvellä käytettiin laatumittaria, jonka tulokset vahvistavat laskenta tuloksen ja lisäksi niistä käy selvästi esille mm jännite vaihtelut. Verratessani laskelmia verkkotietojärjestelmän antamiin tuloksiin törmäsin muutamiin mielenkiintoiisiin haasteisiin. Joidenkin johtosuuksien arvot poikkesivat merkittävästi laskelmistani. Kun asiaa tutkittiin niin selvisi, että DMS:ssä on osin virheelliset redusoituja lämpötila arvoja ja se laskee siksi väärin. Asia on edelleen ABB:llä tutkittavana. Laskelmat perustuvat Verkostosuosituksen SA 2:08 liitteen kaapeli arvoihin ja muuntajien datasivujen arvoihin. Seuraavassa taulukossa on yhteenveto kunkin verratun järjestelmästä kustannuksineen.

Taulukko 25. Yhteenveto investointi- ja häviökustannuksista.

Nimike	Perinteinen	MP jako	1 kV järjestelmä	Jänniteboosteri
investoinnit	69 841,21 €	41 064,31 €	34 892,48 €	61 785,08 €
Häviö kust.	10 884,13 €	10 126,09 €	18 324,08 €	11 324,84 €
Yhteensä	80 725,34 €	51 190,40 €	53 216,56 €	73 109,92 €

Kokonaiskustannuksiltaan muuntopiirin jakaminen kahteen erilliseen muuntopiiriin olisi edullisin vaihtoehto. Muuntopiirin jakamisen etuna ja muuntajien sijoittamisella kuvan 99 mukaisesti on myös molempien nykyisten PJ – linjojen lyheneminen nykystandardin mukaiseksi. Seuraavaksi paras vaihtoehto olisi 1kV järjestelmä. 1 kV järjestelmä jää varjoon Hämeenjärven topologian takia. 1 kV järjestelmä on kustannustehokas järjestelmä sellaiseen kohteeseen, jossa tehon tarve on alle 70 kW ja siirto etäisyys yksittäiseen kulutus ryhmään alle 5 km. Hämeenjärven kulutus 164,9 kW oletettiin olevan suhteellisen tasainen koko 1,5 km siirtolinjan matkalla ja siksi 1 kV järjestelmä ei pääse oikeuksiinsa. Pitkän siirtolinja vahvistaminen lisää merkittävästi investointikustannuksia ja siksi perinteinen, sekä jänniteboosterivaihtoehto jäävät kalliiksi. Kilovoltin järjestelmään jouduttaisiin lisäksi hankkimaan varakomponentit. Jänniteboosterin eduksi mai-

nittakoon sen helppo siirrettävyys ja monipuolinen käyttö, myös stabilaattorina pientuotannossa. Haittapuolena on kallis investointi ja lyhyt käyttöikä.

Toimitusvarmuuteen ei juurikaan tässä työssä ehditty paneutua, sitä pidettiin lähes itsestään selvyytenä. Tänäkin talvena on lumikuormien takia useilla laajoilla alueilla ollut pitkiä keskeytyksiä. Vian paikantamiseen on Haukiputaan sähköosuuskunnalla menossa erillinen kehitysprojekti.

20 kV linjaa voitaisiin tuoda lähemmäs kuluttajia esimerkiksi SAXKA (AHXAMK-WM) kaapelilla. Kun Hämeenjärven jännitteen laadun korjaamiseen ryhdytään, on SAXKAvaihtoehto ehdottomasti tutkittava.

Uusimmilla AMR -mittareilla saadaan jo jännitetason tietoa suoraan verkkotietojärjestelmään. Energiateollisuudella onkin alkamassa uusi hanke, jossa verkkotietojärjestelmästä tulisi saada käyttöpaikkakohtaista raportointia 2016–2019 aikana.

6. LÄHTEET

- Annala, Markku, ex. Haukiputaan Sähköosuuskunnan toimitusjohtaja, 2012, haastattelu 2,11,2012.
- Asunmaa Martti, 1993, Haukiputaan sähköosuuskunnan historia 1918–1992, Haukiputaan Sähköosuuskunta, Oulun Liikekirjapaino
- Aura Lauri & Tonteri Antti J, 1993, Sähkölaitostekniikka, WSOY, Porvoo
- Eklind Petteri, 2008, Muuntajia 1000 v:n jakeluverkkoon, SLO, express-lehti, Verkostotuotteet, toukokuu 2008,48
- Energiateollisuuden kotisivut 2013. Hakupäivä 18.3.2013.
<<http://energia.fi/energiateollisuus>>
- Energiamarkkinaviraston kotisivut 2013. Hakupäivä 18.3.2013.
<www.enerkiamarkkinavirasto.fi>
- Finlex Sähkömarkkinalaki 17.3.1995/386
- Haukiputaan Sähköosuuskunnan vuosikertomus 2011.
- Huhtanen Ulla, Voimajärjestelmän suunnittelu, FINGRID, puhelinhaastattelu 4.1.2013.
- Kaartio, Timo, 2010, Alueellisen sähkökuorman ennustamisen kehittäminen, diplomityö, Aalto-yliopisto teknillinen korkeakoulu, Espoo.
- Kaipia Tero, 2004, 1000V sähkönjakelujärjestelmän teknillistaloudellisen kannattavuuden tarkastelu, diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Lappeenranta.
- Kinnunen Kai, asiantuntija & Vepsäläinen Tero, ABB, puhelinhaastattelu 1.3.2013.
- Kivisaari Risto, asiantuntija, Prysmian Group, puhelinhaastattelu 23.1.2013.
- Kupiainen Juha, yhteyspäällikkö, L&G, puhelinhaastattelu 12.2.2013
- Lakervi & Partanen, 2008, Sähkönjakelutekniikka, Otatieto, Helsinki.
- Löf Niklas, 2009, Pienjänniteverkon automaatio ratkaisuiden kehitysnäkymät, diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto, Tampere.
- Martimo Antero, Kemi-Tornion ammattikorkeakoulu, 2011, Sähkönjakelutekniikan luentoaineisto v 23.
- Martimo Antero, Kemi-Tornion ammattikorkeakoulu, 2011 Käytännönsähköasennukset luentomateriaali, Oikosulkuvirrat ja niiden laskeminen
- Nieminen Antti 2011, Etäluettavat energia- ja muuntamolaitteet sähkönjakeluverkon käytössä, diplomityö. Aalto-yliopisto teknillinen korkeakoulu, Espoo.
- Oulun seudun karttapalvelu, kiintopistekartta, hakupäivä 26.11.2012
<http://kartta.ouka.fi/web/Default.aspx>
- Partanen Jarmo, Lohjala Juha, Kaipia Tero, Rissanen Aki ja Lassila Jukka, 2005. 20/1/0,4 kV sähkönjakelujärjestelmä tutkimusraportti, Lappeenrannan teknillinen yliopisto
- Peltoniemi Pasi, 2012, Tasajännite on nykytekniikalla jo todellinen vaihtoehto, Sähköala, 1-2/2012,32.
- Simonen Martti, 2006, Sähkönjakeluverkon suunnitteluperusteet, diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Lappeenranta.
- ST kortisto 13:31 Rakennuksen sähköverkon ja liittymän mitoittaminen
- Sener verkostosuositus 1:87 Pienjänniteverkon mitoitusohjeet ja -energiat
- Sener verkostosuositus 2:08 Pienjänniteverkon ja jakelumuuntajan sähköinen mitoittaminen
- Sener verkostosuositus 5:94 Keskijänniteverkon sähköinen mitoittaminen
- Sener verkostosuositus 10:92 Verkon mitoitusenergiat
- Tjeldholm, Reidar, Macgtech technology days 2012. Koulutuspäivän luentomateriaali.

7. LIITTEET

- Liite 1. 1. Muuntaja-arvot
 - 2. Öljymuuntajat
 - 3. Vatech 20/1 kV muuntaja
 - 4. Vatech 1/0,4 kV muuntajat
 - 5. Magtech MVB160-400 Technical data
- Liite 2. 1 -2. Johtimet ja niiden kuormitettavuus
- Liite 3. 1. 20 kV johto-osat Haapasuo-Hämeenjärvi
 - 2-5 Nykytilan tarkastelu
- Liite 4. Perinteinen menetelmä muuntajan vaihto ja johtimien vahvistaminen
- Liite 5. Muuntopiirin jako
- Liite 6. 1 kV järjestelmän laskelmat
- Liite 7. MVB160 Jänniteboosterilaskemat

20/0,4 kV jakelumuuntajien resistanssit ja reaktanssit
(ABB Stömberg Power Oy, 1.11.1989)

Sarja 1, normaali häviöt

TEHO	R_m		X_m		R_{m0}	X_{m0}
	kVA	%	Ω	%		
30	3,0	0,160	2,6	0,14	0,070	0,0093
50	2,6	0,083	3,0	0,097	0,087	0,0980
100	2,0	0,031	3,5	0,056	0,033	0,0570
200	1,4	0,011	3,7	0,030	0,012	0,0310
315	1,3	0,0065	4,2	0,021	0,007	0,0220
500	1,1	0,0037	4,4	0,014	0,0041	0,0140
800	0,89	0,0018	4,6	0,0092	0,0021	0,0096
1000	0,92	0,0015	4,9	0,0079	0,0018	0,0083
1250	0,84	0,0011	5,9	0,0076	0,0014	0,0081
1600	0,79	0,0008	5,9	0,0060	0,0011	0,0064
2000	0,73	0,0006	6,0	0,0048	0,0008	0,0052

Verkostosuositus SA 2:08

Sarja 2, alennetut tyhjäkäyntihäviöt

TEHO	R_m		X_m		R_{m0}	X_{m0}
	kVA	%	Ω	%		
16	3,4	0,340	2,0	0,200	0,140	0,013
30	2,5	0,130	3,1	0,170	0,059	0,011
50	2,2	0,070	3,3	0,110	0,073	0,110
100	1,8	0,028	3,6	0,058	0,029	0,0580
200	1,4	0,011	4,3	0,034	0,012	0,0350
315	1,1	0,0057	4,9	0,025	0,0062	0,0250
500	1,0	0,0032	4,9	0,016	0,0036	0,0160
800	0,89	0,0018	5,3	0,011	0,0021	0,0110
1000	0,89	0,0014	5,9	0,0095	0,0018	0,0100
1250	0,78	0,0010	5,9	0,0076	0,0013	0,0081
1600	0,76	0,0008	6,0	0,0060	0,0010	0,0064
2000	0,73	0,0006	6,0	0,0048	0,0008	0,0052

Sarjan 1 muuntajissa 30 – 200 Kva on kuparikäämi, suuremmissa alumiinikäämit.

Sarjan 2 kaikissa muuntajissa on kuparikäämit.

R_m = muuntajan oikosulkuresistanssi

X_m = muuntajan oikosulkureaktanssi

R_{m0} = muuntajan nolaresistanssi

X_{m0} = muuntajan nolareaktanssi

IEC-normin mukainen toleranssi muuntajan oikosulkuimpedanssille on ± 10 %. Taulukossa on tyypilliset arvot, joiden vaihteluväli on < 5 %.

Verkostosuositus SA 2:08

Öljyeristeiset jakelumuuntajat

Taulukko 11.3a. Tekniset arvot: Häviösarja 1. Häviöt normaalit. Käämimateriaali alumiini tai alumiini/ kupari.

Teho kVA	Muuntosuhde V/V	Kyt- kentä	P_0 W	P_k W	Z_k %	Z_0 %	I_0 %	Kok.paino kg	Öljyä kg
315	20500±2x2,5%/410	Dyn11	600	4500	4,5	4,6	0,8	1220	270
500	20500±2x2,5%/410	Dyn11	720	6600	5,0	5,2	0,7	1650	340
630	20500±2x2,5%/410	Dyn11	890	7200	5,0	5,2	0,7	1800	380
800	20500±2x2,5%/410	Dyn11	1200	8500	5,5	5,7	0,5	2240	450
1000	20500±2x2,5%/410	Dyn11	1450	10200	5,5	5,7	0,5	2640	520
1250	20500±2x2,5%/410	Dyn11	1600	11500	5,5	5,7	0,4	2955	580
1600	20500±2x2,5%/410	Dyn11	1840	14100	5,5	5,7	0,4	3680	760
2000	20500±2x2,5%/410	Dyn11	2130	16000	6,0	6,4	0,3	4200	860
2500	20500±2x2,5%/690	Dyn11	2550	18000	6,0	6,4	0,3	5150	1040

Taulukko 11.3b. Tekniset arvot: Häviösarja 2. Alennetut tyhjäkäyntihäviöt. Käämimateriaali kupari.

Teho kVA	Muuntosuhde V/V	Kyt- kentä	P_0 W	P_k W	Z_k %	Z_0 %	I_0 %	Kok.paino kg	Öljyä kg
30	20500/410	Yzn11	103	585	3,9	1,2	1,8	330	90
50	20500/410	Dyn11	140	885	3,9	3,9	1,1	380	105
100	20500/410	Dyn11	220	1485	3,8	3,8	1,1	535	125
200	20500±2x2,5%/410	Dyn11	420	2295	4,0	4,0	0,9	1000	190
315	20500±2x2,5%/410	Dyn11	600	4500	4,5	4,6	0,8	1400	245
500	20500±2x2,5%/410	Dyn11	720	6600	5,0	5,2	0,7	1650	310
800	20500±2x2,5%/410	Dyn11	1200	8500	5,5	5,7	0,5	2380	400
1000	20500±2x2,5%/410	Dyn11	1450	10200	5,5	5,7	0,5	2780	600

ABB:n TTT –käsikirja 2000-07, Tehomuuntajien tekniset tiedot.

VA TECH ELIN Transformatoren GmbH & Co
Tekniset tiedot

Kolmivaiheinen öljyeristetty muuntaja
Hermeettisesti suljettu sisä- ja ulkoasennuksiin alle 1000 m merenpinnasta

Testaukset, suunnittelu ja valmistustoleranssit EN60076 & IEC 76 mukaan
Ilman erikoismittauksia ja testauksia

Valmistaja: VA TECH ELIN Transformatoren GmbH & Co
Tyyppi: TDQ-202F02S5K-99

Nimellisteho	200 / 100 / 100 kVA
Tyhjäkäyntijännite KJ- puolella	20.500 V
Tyhjäkäyntijännite PJ- puolella	1000 / 410 V
KJ- puolen väliottokytkin	± 2 x 2.5 %
Nollapiste PJ-puolella	
Taajuus	50 Hz
Kytkentäryhmä	Dyn11yn11
Jäähdytys	ONAN
Tyhjäkäyntihäviöt Po	0.400 kW
Kuormitushäviöt Pk	3.700 kW
Mitat L/B/H keskimäärin	1120 / 820 / 1150 mm
Kokonaispaino keskimäärin	965 kg
Öljyn paino keskim.	195 kg
Keskimääräinen käämin lämpötila	65 K
Suurin öljyn lämpötila	60 K
Ympäristön lämpötila	40 °C

Poimutettu säiliö ilman sivusuojarautoja. Säiliö ja kansi kuumagalvanoitu ilman maalausta.
Alusta ilman pyöriä. Tyypikilpi. Suunniteltu 2- pylväsasennukseen !!
Täyttö- ja ilmausnipat, öljyn poistoruuvi, lämpömittaritasku.
Maadoitusruuvit kannessa ja tankin alaosassa.
Muuntajan kannessa kaksi nostosilmukkaa ja kannen alapuolella neljä kiinnityssilmukkaa
kuljetuskiinnitystä varten
KJ- puolen ja PJ- puolen posliinieristeet EN/ DIN mukaan

Eristysöljy: NYNAS NYTRO TAURUS tai teknisesti vastaava IEC 60296 mukaan

Suojavälineet: Ei mitään

100 kVA ja 20.500 / 410 V: impedanssi jännite = 4,2%
kuormitushäviöt = 1250 W

100 kVA ja 20.500 / 1000 V: impedanssi jännite = 5,5%
kuormitushäviöt = 2300 W

Maksimi nimellisteho 1 kV = 100 kVA
Maksimi nimellisteho 0,41 kV = 100 kVA
Maksimi nimellisteho molemmille yhtäaikaaisesti = 200 kVA

Viittaukset ja taatut arvot niin lämpötilan kuin häviöidenkin osalta ovat voimassa ainoastaan sinimuotoiselle virralle.





VA TECH ELIN Transformatoren GmbH & Co

Tekniset tiedot

Kolmivaiheinen öljyeristetty muuntaja
Hermeettisesti suljettu sisä- ja ulkoasennuksiin alle 1000 m merenpinnasta

Testaukset, suunnittelu ja valmistustoleranssit EN60076 & IEC 76 mukaan
Ilman erikoismittauksia ja testauksia

Valmistaja: VA TECH ELIN Transformatoren GmbH & Co
Tyyppi: TDQ-102A81S5K-99

Nimellisteho	100 kVA
Tyhjäkäyntijännite KJ- puolella	1000 V
Tyhjäkäyntijännite PJ- puolella	410 V
KJ- puolen väliottokytkin	± 2 x 2.5 %
Nollapiste PJ-puolella	
Taajuus	50 Hz
Kytkentäryhmä	Dyn11
Jäähdytys	ONAN
Tyhjäkäyntihäviöt Po	0.210 kW
Kuormitushäviöt Pk	1.750 kW
Impedanssijännite uk	4 %
Mitat L/B/H keskimäärin	870 / 736 / 848 mm
Kokonaispaino keskimäärin	525 kg
Öljyn paino keskim.	110 kg
Keskimääräinen käämin lämpötila	65 K
Suurin öljyn lämpötila	60 K
Ympäristön lämpötila	40 °C

Poimutettu säiliö ilman sivusuojarautoja. Säiliö ja kansi kuumagalvanoitu ilman maalausta.
Alusta ilman pyöriä. Tekninen suunnittelu 1-pylväsasennukseen
Tyyppikilpi.

Täyttö- ja ilmausnipat, öljyn poistoruuvi, lämpömittaritasku.

Maadoitusruuvit kannessa ja tankin alaosassa.

Muuntajan kannessa kaksi nostosilmukkaa ja kannen alapuolella neljä kiinnityssilmukkaa
kuljetuskiinnitystä varten

KJ- puolen ja PJ- puolen posliinieristeet EN/ DIN mukaan

Eristysöljy: NYNAS NYTRO TAURUS

Suojavälineet: Ei mitään

**Viittaukset ja taatut arvot niin lämpötilan kuin häviöidenkin osalta ovat voimassa
ainoastaan sinimuotoiselle virralle.**



Technical data

Model	MVB40-230	MVB125-230	MVB250-230	MVB70-400	MVB160-400	MVB250-400
Distribution system connection	IT	IT	IT	TN / TT	TN / TT	TN / TT
Frequency [Hz]	50	50	50	50	50	50
Voltage [volts] (3 – phase)	230	230	230	230 / 400	230 / 400	230 / 400
Load, nominal [kVA]	10	32	65	30	70	112
Load, 6 hours, @20°C, input voltage 195 V [kVA]	16	50	100	50	110	170
Current nominal [A]	25	80	160	40	100	160
Current, 6 hours, @20°C, input voltage 195 V [A]	40	125	250	70	160	250
Voltage set point [V]	235	235	235	235	235	235
Voltage lift [%] (symmetrical loads)	0...+17	0...+20	0...+10	0...+15	0...+15	0...+10
Voltage lift, voltage reduction [%] (unbalanced loads)	0...+17	0...+20	0...+10	0...+28, 0...-7	0...+28, 0...-7	0...+18, 0...-7
Dynamic response [ms] ¹	150	200	200	150	200	200
No-load loss [W] ²	180	220	220	180	220	220
Efficiency [%] ³	95-97	95-97	95-97	97-99	97-99	97-99
Power factor [cos φ] ³	0,96-0,97	0,96-0,97	0,96-0,97	0,98-0,99	0,98-0,99	0,98-0,99
Total Harmonic Distortion [%] ³	1-4	1-4	1-3	1-5	1-5	1-4
Mechanical dimensions						
Width x Height x Depth [mm]	754x928x539	1003x1190x648	1003x1190x648	754x928x539	1003x1190x648	1003x1190x648
Weight [kg]	390	750	750	390	750	750
Cable connection [Copper mm ²]	≤ 16	≤ 50	≤ 70	≤ 16	≤ 50	≤ 70
Oil filled [liters]	75	158	158	75	158	158
Enclosure oil filled	Galvanized	Galvanized	Galvanized	Galvanized	Galvanized	Galvanized
Features						
Bypass @ U _{out} ±15% or high temp - No voltage interruption - Automatic restart	√	√	√	√	√	√
Handles 100% unbalanced load and maintains the voltage	50%	50%	50%	√	√	√
Single pole short circuit capacity increased by a minimum of 60%	unchanged	unchanged	unchanged	√	√	√
No moving parts in the power circuit	√	√	√	√	√	√
Maintenance free	√	√	√	√	√	√
25 years designed lifetime	√	√	√	√	√	√
Quick installation < one day	√	√	√	√	√	√
Option: SSP = Short-Circuit Safety Protection, 3-pole circuit breaker installed on output, FR3 = Environmental friendly organic oil. ¹ - from zero voltage boost to full voltage boost ² - zero voltage boost ³ - nominal load, varying voltage boosting						

<http://www.magtech.no/>

Patent nr.: NO 317045 US 6,788,180 B2

**JOHTOJEN RESISTANSSIT JA REAKTANSSIT SEKÄ AMKA 3x35+50,
AMKA 3x70+95 JA AXMK 4x185 S VASTAAVAT PITUUSKERTOIMET**

JOHTO	R _v (+40 °C) Ω/km	R ₀ (+ 40 °C) Ω/km	X _v Ω/km	X _{v0} Ω/km	X ₀ Ω/km	PITUUSKERROIN		
						Perusjohto AMKA 3x35+50	Perusjohto AMKA 3x70+95	Perusjohto AXMK 4x185 S
Avojohto								
2x21/4 Al/Fe	1,470	1,470	0,400	0,000	0,400	1,782	3,411	7,551
4x21/4 Al/Fe	1,470	1,470	0,378	0,567	0,396	1,808	3,460	7,657
4x34/6 Al/Fe	0,917	0,917	0,359	0,551	0,377	1,183	2,264	5,012
4x54/9 Al/Fe	0,580	0,580	0,340	0,525	0,358	0,820	1,569	3,473
4x85/14 Al/Fe	0,365	0,365	0,321	0,503	0,337	0,606	1,160	2,566
AMKA								
1x16+25	2,064	1,491	0,090	0,000	0,074	2,101	4,025	8,898
1x25+35	1,297	1,065	0,090	0,000	0,074	1,399	2,677	5,946
3x16+25	2,064	1,491	0,108	0,055	0,074	2,101	4,021	8,902
3x25+35	1,297	1,065	0,106	0,045	0,073	1,404	2,679	5,950
3x35+50	0,938	0,778	0,104	0,045	0,073	1,000	1,914	4,237
3x35+70	0,938	0,533	0,103	0,045	0,072	0,875	1,674	3,706
3x50+70	0,693	0,533	0,101	0,045	0,071	0,730	1,397	3,095
3x70+95	0,479	0,392	0,097	0,045	0,070	0,523	1,000	2,214
3x120+95	0,273	0,392	0,092	0,030	0,078	0,404	0,772	1,707
AMCMK								
3x16+10 Cu	2,064	2,060	0,082	0,082	-	2,436	4,663	10,32
3x25+10 Cu	1,298	2,060	0,082	0,082	-	1,999	3,803	8,419
3x25+16 Cu	1,298	1,240	0,082	0,082	-	1,503	2,875	6,365
3x35+10 Cu	0,939	2,060	0,082	0,082	-	1,774	3,395	7,514
3x35+16 Cu	0,939	1,240	0,082	0,082	-	1,459	2,455	5,400
3x50+16 Cu	0,694	1,240	0,078	0,078	-	1,144	2,189	4,846
3x70+21 Cu	0,480	0,936	0,075	0,075	-	0,839	1,605	3,551
3x95+29 Cu	0,348	0,691	0,075	0,075	-	0,616	1,179	2,605
3x120+41 Cu	0,276	0,478	0,072	0,072	-	0,449	0,859	1,897
3x150+41 Cu	0,226	0,478	0,072	0,072	-	0,418	0,801	1,767
3x185+57 Cu	0,181	0,345	0,072	0,072	-	0,315	0,603	1,330
3x240+72 Cu	0,140	0,275	0,072	0,072	-	0,248	0,474	1,050
3x300+88 Cu	0,114	0,225	0,069	0,069	-	0,204	0,390	0,864
AURA								
3x50+29 Cu	0,694	0,691	0,078	0,078	-	0,820	1,568	3,472
3x95+57 Cu	0,348	0,345	0,075	0,075	-	0,414	0,795	1,750
3x150+88 Cu	0,226	0,225	0,072	0,072	-	0,268	0,513	1,137
APAKM								
3x35+35	0,941	0,941	0,072	0,072	-	1,114	2,131	4,717
3x70+70	0,479	0,479	0,066	0,066	-	0,568	1,086	2,405
3x120+120	0,278	0,278	0,062	0,062	-	0,331	0,633	1,401
3x185+185	0,183	0,183	0,060	0,060	-	0,214	0,420	0,929
AXCMK								
3x16+10	2,064	2,060	0,078	0,078	-	2,436	4,663	10,32
3x25+10	1,298	2,060	0,076	0,076	-	1,999	3,803	8,419
3x35+10	0,939	2,060	0,075	0,075	-	1,774	3,394	7,514
3x70+21	0,480	0,936	0,072	0,072	-	0,838	1,694	3,551

**JOHTOJEN RESISTANSSIT JA REAKTANSSIT SEKÄ AMKA 3x35+50,
AMKA 3x70+95 JA AXMK 4x185 S VASTAAVAT PITUUSKERTOIMET, jatkoa**

JOHTO	R _r (+40 °C) Ω/km	R ₀ (+ 40 °C) Ω/km	X _r Ω/km	X _{r0} Ω/km	X ₀ Ω/km	PITUUSKERROIN		
						Perusjohto AMKA 3x35+50	Perusjohto AMKA 3x70+95	Perusjohto AXMK 4x185 S
3x120+41	0,276	0,478	0,069	0,069	0,001	0,448	0,858	1,899
3x185+57	0,181	0,345	0,069	0,069	0,001	0,314	0,602	1,332
3x300+88	0,114	0,225	0,069	0,069	0,001	0,204	0,390	0,864
AXMK								
4x16 S	2,064	2,064	0,091	0,091	0,091	2,970	4,675	10,35
4x25 S	1,298	1,298	0,088	0,088	0,088	1,537	2,942	6,514
4x35 S	0,939	0,939	0,088	0,088	0,088	1,115	2,134	4,725
4x50 S	0,694	0,694	0,087	0,087	0,087	0,826	1,581	3,499
4x70 S	0,480	0,480	0,085	0,085	0,085	0,576	1,103	2,442
4x95 S	0,348	0,348	0,084	0,084	0,084	0,428	0,819	1,813
4x120 S	0,276	0,276	0,082	0,082	0,082	0,342	0,654	1,447
4x150 S	0,226	0,226	0,082	0,082	0,082	0,278	0,533	1,181
4x185 S	0,181	0,181	0,082	0,082	0,082	0,236	0,452	1,000
4x240 S	0,140	0,140	0,079	0,079	0,079	0,191	0,366	0,810
4x300 S	0,114	0,114	0,079	0,079	0,079	0,166	0,318	0,703
MCMK								
3x2,5+2,5	7,992	7,992	0,115	0,115	-	8,999	17,221	-
3x6+6	3,322	3,322	0,115	0,115	-	3,867	7,401	16,381
3x10+10	1,974	1,974	0,110	0,110	-	2,307	4,415	9,774
3x16+16	1,240	1,240	0,088	0,088	-	1,467	2,808	6,216
3x25+16	0,786	1,240	0,082	0,082	-	1,198	2,293	5,077
3x35+16	0,566	1,240	0,077	0,077	-	1,069	2,046	4,531
3x50+25	0,419	0,786	0,076	0,076	-	0,719	1,375	3,045
3x70+35	0,291	0,566	0,075	0,075	-	0,509	0,975	2,158
3x95+50	0,211	0,419	0,074	0,074	-	0,397	0,759	1,681
3x120+70	0,168	0,291	0,074	0,074	-	0,275	0,527	1,167
3x150+70	0,138	0,291	0,073	0,073	-	0,255	0,488	1,080
3x185+95	0,112	0,211	0,072	0,072	-	0,195	0,373	0,827
3x240+120	0,087	0,168	0,072	0,072	-	0,157	0,301	0,666
MMJ								
2x6	3,322	3,322	-	-	-	3,867	7,415	16,381
2x10	1,974	1,974	-	-	-	2,307	4,415	9,774
4x6	3,322	3,322	0,115	0,115	0,115	3,867	7,401	16,381
4x10	1,974	1,974	0,110	0,110	0,110	2,307	4,415	9,774
4x16	1,240	1,240	0,088	0,088	0,088	1,467	2,808	6,216
PLKVJ								
3x10+10	1,950	1,950	0,110	0,110	0,110	2,213	4,424	9,784
3x16+16	1,230	1,230	0,105	0,105	0,105	1,464	2,803	6,184
3x25+16	0,787	1,230	0,094	0,094	0,094	1,200	2,297	5,074
3x35+16	0,568	1,230	0,094	0,094	0,094	1,071	2,050	4,528
3x50+25	0,420	0,787	0,088	0,088	0,088	0,721	1,380	3,055
3x70+35	0,292	0,568	0,088	0,088	0,088	0,519	0,993	2,199
3x95+50	0,212	0,420	0,085	0,085	0,085	0,387	0,741	1,639
3x120+70	0,169	0,292	0,085	0,085	0,085	0,291	0,556	1,231

Hämeenjärven 20 kV syötön johto-osat

LIITE 3 (1)

johto-osa	kappeli	pituus	Laskettu		DMS		DMS		UH		UH		Ik	DMS 600		DMS 600		
			Rv	Xv	Teho P	Ip	Loisteho Q	Iq	Uh	Uh tot	U	U%		Ik 3v	Ik 2v	U	Uh	
1	LÄHIS HPU JOKI-SALVILII																	
	14HXKMK-W 3 x 185	0,305 km	0,06	0,04	480 kW	23,19 A	88 kVAr	4,75 A	1,35 V	1,35 V	20,70 kV	0,01 %	6121,91 A	Ik3 = 6668 A	Ik2 = 5144 A	U = 21,00 kV, Uh = 0,0 %		
	24 x 99 (PIGEONI)	0,481 km	0,17	0,17	480 kW	23,19 A	88 kVAr	4,75 A	4,47 V	5,82 V	20,69 kV	0,03 %	5487,79 A	Ik3 = 6533 A, Ik2 = 4699 A	U = 20,99 kV, Uh = 0,0 %			
	34 x 99 (PIGEONI)	0,356 km	0,13	0,13	438 kW	20,20 A	71 kVAr	3,43 A	2,86 V	8,68 V	20,69 kV	0,04 %	5111,32 A	Ik3 = 5968 A, Ik2 = 4404 A	U = 20,99 kV, Uh = 0,0 %			
	4PMS 3 x 120	1,243 km	0,39	0,35	438 kW	20,20 A	73 kVAr	3,53 A	8,48 V	17,16 V	20,68 kV	0,08 %	4246,64 A	Ik3 = 5598 A, Ik2 = 3708 A	U = 20,98 kV, Uh = 0,1 %			
	54 x 99 (PIGEONI)	0,337 km	0,13	0,13	438 kW	20,21 A	73 kVAr	3,53 A	2,88 V	20,03 V	20,68 kV	0,10 %	4011,68 A	Ik3 = 4071 A, Ik2 = 3477 A	U = 20,98 kV, Uh = 0,1 %			
	614HXKMK-W 3 x 120	0,087 km	0,02	0,01	430 kW	20,29 A	80 kVAr	3,67 A	0,51 V	20,54 V	20,68 kV	0,10 %	3979,43 A	Ik3 = 4417 A, Ik2 = 3455 A	U = 20,98 kV, Uh = 0,1 %			
	74 x 99 (PIGEONI)	0,361 km	0,13	0,13	438 kW	20,21 A	76 kVAr	3,68 A	2,93 V	23,47 V	20,68 kV	0,11 %	3770,19 A	Ik3 = 4389 A, Ik2 = 3273 A	U = 20,98 kV, Uh = 0,1 %			
	84 x 54 / 9 (BAVEN)	0,312 km	0,18	0,11	401 kW	19,39 A	72 kVAr	3,48 A	3,64 V	27,11 V	20,67 kV	0,13 %	3552,36 A	Ik3 = 4156 A, Ik2 = 3099 A	U = 20,97 kV, Uh = 0,1 %			
	91A13 x 132	0,182 km	0,04	0,06	330 kW	15,00 A	48 kVAr	2,32 A	0,74 V	27,85 V	20,67 kV	0,13 %	3480,99 A	Ik3 = 3937 A, Ik2 = 3088 A	U = 20,97 kV, Uh = 0,1 %			
	101A13 x 132	0,041 km	0,01	0,01	303 kW	14,66 A	47 kVAr	2,27 A	0,16 V	28,01 V	20,67 kV	0,14 %	3465,30 A	Ik3 = 3922 A, Ik2 = 3085 A	U = 20,97 kV, Uh = 0,1 %			
	114HXKMK-W 3 x 120	0,16 km	0,04	0,02	297 kW	14,37 A	52 kVAr	2,52 A	0,64 V	28,65 V	20,67 kV	0,14 %	3421,26 A	Ik3 = 3910 A, Ik2 = 3051 A	U = 20,97 kV, Uh = 0,1 %			
	124 x 54 / 9 (BAVEN)	0,313 km	0,18	0,12	297 kW	14,37 A	53 kVAr	2,56 A	2,70 V	31,33 V	20,67 kV	0,15 %	3240,37 A	Ik3 = 3841 A, Ik2 = 2870 A	U = 20,97 kV, Uh = 0,1 %			
	134 x 54 / 9 (BAVEN)	1,014 km	0,39	0,37	290 kW	14,03 A	52 kVAr	2,52 A	8,55 V	39,90 V	20,66 kV	0,22 %	2766,51 A	Ik3 = 3645 A, Ik2 = 2451 A	U = 20,96 kV, Uh = 0,2 %			
	144 x 54 / 9 (BAVEN)	0,734 km	0,42	0,37	275 kW	13,31 A	49 kVAr	2,37 A	5,87 V	45,77 V	20,65 kV	0,27 %	2501,69 A	Ik3 = 3113 A, Ik2 = 2210 A	U = 20,96 kV, Uh = 0,2 %			
	154 x 54 / 9 (BAVEN)	0,423 km	0,24	0,18	260 kW	12,59 A	45 kVAr	2,18 A	3,19 V	48,90 V	20,65 kV	0,24 %	2370,91 A	Ik3 = 2807 A, Ik2 = 2090 A	U = 20,95 kV, Uh = 0,2 %			
	164 x 54 / 9 (BAVEN)	0,125 km	0,07	0,05	260 kW	12,59 A	45 kVAr	2,18 A	0,94 V	48,90 V	20,65 kV	0,24 %	2334,83 A	Ik3 = 2655 A, Ik2 = 2057 A	U = 20,95 kV, Uh = 0,2 %			
	174 x 54 / 9 (BAVEN)	0,254 km	0,15	0,09	252 kW	12,20 A	48 kVAr	2,32 A	1,88 V	51,77 V	20,65 kV	0,25 %	2264,82 A	Ik3 = 2613 A, Ik2 = 1992 A	U = 20,95 kV, Uh = 0,2 %			
	184 x 54 / 9 (BAVEN)	0,206 km	0,12	0,08	243 kW	11,77 A	45 kVAr	2,18 A	1,46 V	53,24 V	20,65 kV	0,26 %	2211,04 A	Ik3 = 2531 A, Ik2 = 1943 A	U = 20,95 kV, Uh = 0,2 %			
	194 x 99 (PIGEONI)	0,127 km	0,05	0,04	243 kW	11,77 A	46 kVAr	2,23 A	0,60 V	53,84 V	20,65 kV	0,26 %	2187,31 A	Ik3 = 2468 A, Ik2 = 1918 A	U = 20,95 kV, Uh = 0,2 %			
	204 x 54 / 9 (BAVEN)	0,123 km	0,07	0,05	243 kW	11,77 A	46 kVAr	2,23 A	0,89 V	54,72 V	20,65 kV	0,26 %	2157,06 A	Ik3 = 2437 A, Ik2 = 1892 A	U = 20,95 kV, Uh = 0,2 %			
	214A13 x 132	0,185 km	0,04	0,06	226 kW	10,95 A	42 kVAr	2,03 A	0,57 V	55,29 V	20,64 kV	0,27 %	2130,10 A	Ik3 = 2404 A, Ik2 = 1885 A	U = 20,95 kV, Uh = 0,2 %			
	224A13 x 132	0,254 km	0,06	0,09	226 kW	10,95 A	42 kVAr	2,03 A	0,78 V	56,07 V	20,64 kV	0,27 %	2094,17 A	Ik3 = 2394 A, Ik2 = 1876 A	U = 20,95 kV, Uh = 0,3 %			
	234A13 x 132	0,037 km	0,01	0,01	226 kW	10,95 A	42 kVAr	2,03 A	0,11 V	56,19 V	20,64 kV	0,27 %	2069,03 A	Ik3 = 2382 A, Ik2 = 1874 A	U = 20,95 kV, Uh = 0,3 %			
	24A13 x 132	0,038 km	0,01	0,01	201 kW	9,74 A	35 kVAr	1,70 A	0,10 V	56,29 V	20,64 kV	0,27 %	2063,79 A	Ik3 = 2381 A, Ik2 = 1873 A	U = 20,95 kV, Uh = 0,3 %			
	254 x 54 / 9 (BAVEN)	0,082 km	0,05	0,03	184 kW	8,91 A	32 kVAr	1,55 A	0,44 V	56,73 V	20,64 kV	0,27 %	2065,39 A	Ik3 = 2379 A, Ik2 = 1855 A	U = 20,95 kV, Uh = 0,3 %			
	264 x 54 / 9 (BAVEN)	0,442 km	0,26	0,16	184 kW	8,91 A	32 kVAr	1,55 A	2,38 V	59,09 V	20,64 kV	0,29 %	1971,57 A	Ik3 = 2357 A, Ik2 = 1765 A	U = 20,94 kV, Uh = 0,3 %			
	274 x 54 / 9 (BAVEN)	0,052 km	0,03	0,02	173 kW	8,38 A	30 kVAr	1,45 A	0,26 V	59,33 V	20,64 kV	0,29 %	1961,09 A	Ik3 = 2241 A, Ik2 = 1754 A	U = 20,94 kV, Uh = 0,3 %			
	284 x 99 (PIGEONI)	0,15 km	0,05	0,05	173 kW	8,38 A	30 kVAr	1,45 A	0,50 V	59,85 V	20,64 kV	0,29 %	1939,05 A	Ik3 = 2228 A, Ik2 = 1732 A	U = 20,94 kV, Uh = 0,3 %			
	294 x 54 / 9 (BAVEN)	0,14 km	0,08	0,05	173 kW	8,38 A	30 kVAr	1,45 A	0,70 V	60,55 V	20,64 kV	0,29 %	1911,99 A	Ik3 = 2200 A, Ik2 = 1707 A	U = 20,94 kV, Uh = 0,3 %			
	304 x 54 / 9 (BAVEN)	0,054 km	0,03	0,02	167 kW	8,09 A	29 kVAr	1,41 A	0,26 V	60,81 V	20,64 kV	0,29 %	1901,76 A	Ik3 = 2168 A, Ik2 = 1697 A	U = 20,94 kV, Uh = 0,3 %			
	314 x 54 / 9 (BAVEN)	1,05 km	0,61	0,39	150 kW	7,27 A	26 kVAr	1,26 A	4,57 V	65,38 V	20,63 kV	0,32 %	1772,46 A	Ik3 = 2155 A, Ik2 = 1524 A	U = 20,94 kV, Uh = 0,3 %			
	324 x 54 / 9 (BAVEN)	0,034 km	0,02	0,01	149 kW	7,22 A	26 kVAr	1,26 A	0,15 V	65,53 V	20,63 kV	0,32 %	1717,22 A	Ik3 = 1936 A, Ik2 = 1519 A	U = 20,94 kV, Uh = 0,3 %			
	334 x 54 / 9 (BAVEN)	0,814 km	0,47	0,30	130 kW	6,30 A	25 kVAr	1,11 A	3,11 V	68,64 V	20,63 kV	0,33 %	1600,59 A	Ik3 = 1930 A, Ik2 = 1408 A	U = 20,94 kV, Uh = 0,3 %			
	344 x 54 / 9 (BAVEN)	0,536 km	0,31	0,20	123 kW	5,96 A	24 kVAr	1,10 A	1,94 V	70,57 V	20,63 kV	0,34 %	1532,07 A	Ik3 = 1788 A, Ik2 = 1342 A	U = 20,93 kV, Uh = 0,3 %			
	354 x 34 / 6 (SPARROW)	0,04 km	0,04	0,02	49 kW	2,38 A	7 kVAr	0,34 A	0,09 V	70,66 V	20,63 kV	0,34 %	1525,01 A	Ik3 = 1705 A, Ik2 = 1336 A	U = 20,93 kV, Uh = 0,3 %			
	364 x 34 / 6 (SPARROW)	1,886 km	1,73	0,72	49 kW	2,38 A	10 kVAr	0,48 A	4,14 V	74,80 V	20,63 kV	0,36 %	1253,02 A	Ik3 = 1697 A, Ik2 = 1092 A	U = 20,93 kV, Uh = 0,3 %			
	374 x 34 / 6 (SPARROW)	0,145 km	0,13	0,06	49 kW	2,38 A	10 kVAr	0,48 A	0,32 V	75,12 V	20,62 kV	0,36 %	1236,07 A	Ik3 = 1388 A, Ik2 = 1077 A	U = 20,93 kV, Uh = 0,3 %			
	384 x 34 / 6 (SPARROW)	1,12 km	1,03	0,43	42 kW	2,04 A	9 kVAr	0,44 A	2,12 V	77,24 V	20,62 kV	0,37 %	1119,14 A	Ik3 = 1368 A, Ik2 = 977 A	U = 20,93 kV, Uh = 0,3 %			
	394 x 34 / 6 (SPARROW)	0,424 km	0,42	0,17	39 kW	0,92 A	6 kVAr	0,29 A	0,40 V	77,63 V	20,62 kV	0,38 %	1066,94 A	Ik3 = 1241 A, Ik2 = 939 A	U = 20,93 kV, Uh = 0,3 %			

LIITE 3(2)

Nykytilan laskelmia, seuraavissa taulukossa jännitealenemat on laskettu kaavalla 4

$$U_h = I_p * l * R_v + I_q * l * X_v$$

missä

U_h = jännitehäviö,

I_p = Pätövirta,

R_v = johtimen resistanssi

l = johdon pituus,

I_q = Loisivirta,

X_v = johtimen reaktanssi,

U_h % on vastaavasti laskettu kaavalla 5.

$$U_{h\%} = 100\% * \frac{U_h}{U_v}$$

Yksivaiheinen oikosulkuvirta on laskettu kaavalla 37.

$$I_{k1v} = \frac{0,95 * 3 * U_v}{\sqrt{(2 * R_M + R_{M0} + 3l(R_v + R_0))^2 + (2 * X_M + X_{M0} + l(2X_v + X_{v0} + 3X_0))^2}}$$

missä

U_v = vaihejännite

R_M = muuntajan oikosulkuresistanssi

R_{M0} = muuntajan nolaresistanssi

R_v = vaihejohtimen resistanssi

R_0 = nollajohtimen resistanssi

X_M = muuntajan oikosulkureaktanssi

X_{M0} = muuntajan nolareaktanssi

X_v = vaihejohtimen reaktanssi

X_{v0} = vaihejohtimen nolareaktanssi

X_0 = nollajohtimen reaktanssi

l = johdon pituus

200 kVA muuntajan arvot liitteessä 1(1) ja kaapeleiden resistanssit ja reaktanssit liitteessä 2(1)

Taulukko 1. DMS 600 tehon kulutus kuluttajittain Hämeenjärven itähaarassa:

ITÄ HAARA
DMS 600 teho arvoilla

Kaapeli	Pituus	Teho johto- osan lopussa	kuormitus vitta lp	kuormitus vitta lq	Jännite alenema Uh%	oikosulku virta lk 1v	Jännite liittymis pisteessä
AMKA 70	202 m	70,00 kW	101,04 A	20,52 A	2,05 %	2008,89 A	226,22 V
AMKA 70	235 m	56,00 kW	80,83 A	16,41 A	2,31 %	1778,43 A	225,60 V
AMKA 70	358 m	52,00 kW	75,06 A	15,24 A	3,24 %	1241,41 A	223,46 V
AMKA 70	444 m	46,00 kW	66,40 A	13,48 A	3,81 %	1023,59 A	222,14 V
AMKA 70	480 m	40,00 kW	57,74 A	11,72 A	4,02 %	953,40 A	221,66 V
AMKA 70	556 m	40,00 kW	57,74 A	11,72 A	4,46 %	832,67 A	220,64 V
AMKA 70	589 m	40,00 kW	57,74 A	11,72 A	4,65 %	789,22 A	220,20 V
AMKA 70	639 m	32,00 kW	46,19 A	9,38 A	4,88 %	731,37 A	219,67 V
AMKA 70	675 m	32,00 kW	46,19 A	9,38 A	5,05 %	694,68 A	219,28 V
AMKA 70	755 m	32,00 kW	46,19 A	9,38 A	5,79 %	567,94 A	217,57 V
AMKA 70	828 m	31,00 kW	44,74 A	9,09 A	6,44 %	486,82 A	216,06 V
AMKA 70	860 m	30,00 kW	43,30 A	8,79 A	6,72 %	458,13 A	215,42 V
AMKA 70	896 m	30,00 kW	43,30 A	8,79 A	7,03 %	429,63 A	214,70 V
AMKA 70	937 m	30,00 kW	43,30 A	8,79 A	7,39 %	401,20 A	213,87 V
AMKA 70	972 m	26,00 kW	37,53 A	7,62 A	7,65 %	379,75 A	213,27 V
AMKA 70	978 m	26,00 kW	37,53 A	7,62 A	7,70 %	376,30 A	213,16 V
AMKA 70	1102 m	26,00 kW	37,53 A	7,62 A	8,63 %	316,81 A	211,01 V
AMKA 70	1170 m	23,00 kW	33,20 A	6,74 A	9,08 %	291,53 A	209,96 V
AMKA 70	1201 m	23,00 kW	33,20 A	6,74 A	9,29 %	281,29 A	209,49 V
AMKA 70	1245 m	23,00 kW	33,20 A	6,74 A	9,58 %	267,94 A	208,81 V
AMKA 70	1339 m	19,00 kW	27,42 A	5,57 A	10,10 %	243,28 A	207,62 V
AMKA 70	1375 m	11,00 kW	15,88 A	3,22 A	10,21 %	234,99 A	207,35 V
AMKA 70	1445 m	9,00 kW	12,99 A	2,64 A	10,39 %	220,39 A	206,93 V
AMKA 70	1487 m	6,00 kW	8,66 A	1,76 A	10,47 %	212,47 A	206,76 V
AMKA 70	1541 m	2,00 kW	2,89 A	0,59 A	10,50 %	203,09 A	206,69 V
AXMK 4 x 25 S	1574 m	1,00 kW	1,44 A	0,29 A	10,52 %	188,24 A	206,63 V

Taulukko 2. DMS 600 tehon kulutus kuluttajittain Hämeenjärven länsihaarassa:

LÄNSI HAARA
DMS 600 teho arvoilla

Kaapeli	Pituus	Teho johto- osan lopussa	kuormitus vitta lp	kuormitus vitta lq	Jännite alenema Uh%	oikosulku virta lk 1v	Jännite liittymis pisteessä
AMKA 70	203 m	14 kW	20,21 A	4,10 A	0,00 %	1993,3 A	226,2 V
AMKA 70	287 m	12 kW	17,32 A	3,52 A	0,30 %	1199,9 A	225,5 V
AMKA 70	369 m	12 kW	17,32 A	3,52 A	0,58 %	861,4 A	224,9 V
AMKA 70	462 m	2 kW	2,89 A	0,59 A	0,61 %	726,0 A	224,8 V
AMKA 70	512 m	2 kW	2,89 A	0,59 A	0,64 %	633,7 A	224,7 V
AMKA 70	598 m	2 kW	2,89 A	0,59 A	0,67 %	566,0 A	224,7 V
AMKA 70	640 m	1 kW	1,44 A	0,29 A	0,68 %	516,7 A	224,6 V
AMKA 70	681 m	1 kW	1,44 A	0,29 A	0,69 %	476,1 A	224,6 V
AMKA 70	759 m	0 kW	0,00 A	0,00 A	0,69 %	433,0 A	224,6 V
AMKA 70	1019 m	0 kW	0,00 A	0,00 A	0,69 %	298,0 A	224,6 V
MCMK 4 x 6	1054 m	0 kW	0,00 A	0,00 A	0,69 %	227,1 A	224,6 V

Taulukko 3. Jännitealenema ja I_{k1V} laskelma EDM:n kulutuksen arvoilla itähaaraan:

ITÄ HAARA

EDM mitatuolla tehon arvoilla

Kaapeli	Pituus	Teho johto-		kuormitus vitta I _p	kuormitus vitta I _q	Jännite alenema Uh%	oikosulku virta I _{k 1v}	Jännite liittymis pisteessä
		osan lopussa						
AMKA 70 AMKA 70	202 m	164,42 kW	237,32 A	48,19 A	4,8 %	2008,894 A	219,8783 V	
AMKA 70 AMKA 70	235 m	124,95 kW	180,35 A	36,62 A	5,4 %	1778,435 A	218,505 V	
AMKA 70 AMKA 70	358 m	109,65 kW	158,27 A	32,14 A	7,3 %	1241,41 A	214,013 V	
AMKA 70 AMKA 70	444 m	97,25 kW	140,37 A	28,50 A	8,5 %	1023,594 A	211,2275 V	
AMKA 70 AMKA 70	480 m	92,60 kW	133,66 A	27,14 A	9,0 %	953,3974 A	210,1172 V	
AMKA 70 AMKA 70	556 m	92,60 kW	133,66 A	27,14 A	10,0 %	832,6658 A	207,7733 V	
AMKA 70 AMKA 70	589 m	92,60 kW	133,66 A	27,14 A	10,5 %	789,2213 A	206,7555 V	
AMKA 70 AMKA 70	639 m	77,68 kW	112,12 A	22,77 A	11,0 %	731,3664 A	205,4619 V	
AMKA 70 AMKA 70	675 m	77,68 kW	112,12 A	22,77 A	11,4 %	694,68 A	204,5305 V	
AMKA 70	755 m	71,63 kW	103,39 A	20,99 A	13,1 %	567,9448 A	200,7134 V	
AMKA 70	828 m	62,87 kW	90,75 A	18,43 A	14,4 %	486,8233 A	197,6563 V	
AMKA 70	860 m	57,82 kW	83,46 A	16,95 A	14,9 %	458,1266 A	196,4238 V	
AMKA 70	896 m	54,82 kW	79,13 A	16,07 A	15,5 %	429,6296 A	195,1092 V	
AMKA 70	937 m	53,32 kW	76,96 A	15,63 A	16,1 %	401,2016 A	193,653 V	
AMKA 70	972 m	49,35 kW	71,23 A	14,46 A	16,6 %	379,748 A	192,5024 V	
AMKA 70	978 m	49,35 kW	71,23 A	14,46 A	16,7 %	376,2982 A	192,3052 V	
AMKA 70	1102 m	48,10 kW	69,43 A	14,10 A	18,4 %	316,8083 A	188,3322 V	
AMKA 70	1170 m	40,40 kW	58,31 A	11,84 A	19,2 %	291,5285 A	186,5023 V	
AMKA 70	1201 m	39,26 kW	56,67 A	11,51 A	19,6 %	281,2949 A	185,6916 V	
AMKA 70	1245 m	36,85 kW	53,19 A	10,80 A	20,1 %	267,9441 A	184,6115 V	
AMKA 70	1339 m	34,23 kW	49,41 A	10,03 A	21,0 %	243,275 A	182,4682 V	
AMKA 70	1375 m	24,22 kW	34,96 A	7,10 A	21,2 %	234,9888 A	181,8874 V	
AMKA 70	1445 m	19,30 kW	27,86 A	5,66 A	21,6 %	220,3915 A	180,9875 V	
AMKA 70	1487 m	9,70 kW	14,00 A	2,84 A	21,7 %	212,4721 A	180,7161 V	
AMKA 70	1541 m	2,00 kW	2,89 A	0,59 A	21,8 %	203,089 A	180,6442 V	
AXMK 4 x 25 S	1574 m	1,00 kW	1,44 A	0,29 A	21,8 %	188,241 A	180,602 V	

Taulukko 4. Jännitealenema ja I_{k1V} laskelma EDM:n kulutuksen arvoilla länsihaaraan:

LÄNSI HAARA

EDM mitatuolla tehon arvoilla

Kaapeli	Pituus	Teho johto-		kuormitus vitta I _p	kuormitus vitta I _q	Jännite alenema Uh%	oikosulku virta I _{k 1v}	Jännite liittymis pisteessä
		osan lopussa						
AMKA 70	203 m	39 kW	56,97 A	11,57 A	0,01 %	1993,30 A	219,85 V	
AMKA 70	287 m	33 kW	47,62 A	9,67 A	0,81 %	1199,92 A	216,66 V	
AMKA 70	369 m	29 kW	41,84 A	8,50 A	1,50 %	861,39 A	215,08 V	
AMKA 70	462 m	20 kW	28,48 A	5,78 A	1,80 %	726,04 A	214,37 V	
AMKA 70	512 m	18 kW	25,79 A	5,24 A	2,06 %	633,72 A	209,52 V	
AMKA 70	598 m	14 kW	20,77 A	4,22 A	2,26 %	566,01 A	209,07 V	
AMKA 70	640 m	12 kW	16,97 A	3,45 A	2,40 %	516,65 A	205,13 V	
AMKA 70	681 m	8 kW	11,66 A	2,37 A	2,49 %	476,11 A	204,91 V	
AMKA 70	759 m	4 kW	5,47 A	1,11 A	2,55 %	433,00 A	204,78 V	
AMKA 70	1019 m	3 kW	3,65 A	0,74 A	2,74 %	298,00 A	204,34 V	
MCMK 4 x 6	1054 m	3 kW	3,65 A	0,74 A	2,91 %	227,06 A	203,95 V	

Taulukko 5. Jännitealenema ja I_{k1V} laskelma 20 vuoden kuluttua nykyisillä kaapeleilla ja 200 kVA:n muuntajalla itähaaraan:

ITÄ HAARA

20 vuoden kuluttua 6,344 kW/ kuluttaja arvoilla

Kaapeli	Pituus	Teho johto- osan lopussa	kuormitus vitta Ip	kuormitus vitta Iq	Jännite alenema Uh%	oikosulku virta Ik 1v	Jännite liittymis pisteessä
AMKA 70 AMKA 70	202 m	285,48 kW	412,05 A	83,67 A	8,31 %	2008,89 A	211,73 V
AMKA 70 AMKA 70	235 m	164,94 kW	238,08 A	48,34 A	9,10 %	1778,43 A	209,92 V
AMKA 70 AMKA 70	358 m	158,60 kW	228,92 A	46,48 A	11,91 %	1241,41 A	203,42 V
AMKA 70 AMKA 70	444 m	145,91 kW	210,61 A	42,76 A	13,72 %	1023,59 A	199,24 V
AMKA 70 AMKA 70	480 m	139,57 kW	201,45 A	40,90 A	14,45 %	953,40 A	197,57 V
AMKA 70 AMKA 70	556 m	139,57 kW	201,45 A	40,90 A	15,97 %	832,67 A	194,04 V
AMKA 70 AMKA 70	589 m	133,22 kW	192,29 A	39,05 A	16,61 %	789,22 A	192,57 V
AMKA 70 AMKA 70	639 m	126,88 kW	183,14 A	37,19 A	17,52 %	731,37 A	190,46 V
AMKA 70 AMKA 70	675 m	126,88 kW	183,14 A	37,19 A	18,18 %	694,68 A	188,94 V
AMKA 70	755 m	120,54 kW	173,98 A	35,33 A	20,96 %	567,94 A	182,52 V
AMKA 70	828 m	107,85 kW	155,67 A	31,61 A	23,23 %	486,82 A	177,27 V
AMKA 70	860 m	101,50 kW	146,51 A	29,75 A	24,17 %	458,13 A	175,11 V
AMKA 70	896 m	95,16 kW	137,35 A	27,89 A	25,16 %	429,63 A	172,83 V
AMKA 70	937 m	88,82 kW	128,19 A	26,03 A	26,21 %	401,20 A	170,40 V
AMKA 70	972 m	82,47 kW	119,04 A	24,17 A	27,04 %	379,75 A	168,48 V
AMKA 70	978 m	82,47 kW	119,04 A	24,17 A	27,18 %	376,30 A	168,15 V
AMKA 70	1102 m	76,13 kW	109,88 A	22,31 A	29,90 %	316,81 A	161,86 V
AMKA 70	1170 m	63,44 kW	91,57 A	18,59 A	31,15 %	291,53 A	158,99 V
AMKA 70	1201 m	57,10 kW	82,41 A	16,73 A	31,66 %	281,29 A	157,81 V
AMKA 70	1245 m	50,75 kW	73,25 A	14,87 A	32,30 %	267,94 A	156,32 V
AMKA 70	1339 m	44,41 kW	64,10 A	13,02 A	33,51 %	243,28 A	153,54 V
AMKA 70	1375 m	31,72 kW	45,78 A	9,30 A	33,84 %	234,99 A	152,78 V
AMKA 70	1445 m	25,38 kW	36,63 A	7,44 A	34,35 %	220,39 A	151,60 V
AMKA 70	1487 m	19,03 kW	27,47 A	5,58 A	34,58 %	212,47 A	151,06 V
AMKA 70	1541 m	12,69 kW	18,31 A	3,72 A	34,78 %	203,09 A	150,61 V
AMMK 4 x 25 S	1574 m	6,34 kW	9,16 A	1,86 A	34,89 %	188,24 A	150,34 V

Taulukko 6. Jännitealenema ja I_{k1V} laskelma 20 vuoden kuluttua nykyisillä kaapeleilla ja 200 kVA:n muuntajalla länsihaaraan:

LÄNSI HAARA

20 vuoden kuluttua 6,344 kW/ kuluttaja arvoilla

Kaapeli	Pituus	Teho johto- osan lopussa	kuormitus vitta Ip	kuormitus vitta Iq	Jännite alenema Uh%	oikosulku virta Ik 1v	Jännite liittymis pisteessä
AMKA 70	203 m	121 kW	173,98 A	35,33 A	0,03 %	1993,30 A	211,65 V
AMKA 70	287 m	108 kW	155,67 A	31,61 A	2,65 %	1199,92 A	205,62 V
AMKA 70	369 m	102 kW	146,51 A	29,75 A	5,05 %	861,39 A	200,07 V
AMKA 70	462 m	95 kW	137,35 A	27,89 A	6,53 %	726,04 A	196,65 V
AMKA 70	512 m	70 kW	100,72 A	20,45 A	7,54 %	633,72 A	194,33 V
AMKA 70	598 m	63 kW	91,57 A	18,59 A	8,39 %	566,01 A	192,34 V
AMKA 70	640 m	57 kW	82,41 A	16,73 A	9,09 %	516,65 A	190,74 V
AMKA 70	681 m	32 kW	45,78 A	9,30 A	9,46 %	476,11 A	189,88 V
AMKA 70	759 m	13 kW	18,31 A	3,72 A	9,65 %	433,00 A	189,44 V
AMKA 70	1019 m	6 kW	9,16 A	1,86 A	10,13 %	298,00 A	188,34 V
MCMK 4 x 6	1054 m	6 kW	3,65 A	0,74 A	10,30 %	227,06 A	187,94 V

Perinteinen menetelmä johtimien poikkipinta-alan kasvattaminen

500 kVA muuntajan häviöt

$$Z_k = \frac{z_k\%}{100} * \frac{(U_N)^2}{S_N}, Z_k = \frac{5}{100} * \frac{(0,4kV)^2}{0,5MVA} = 0,016\Omega$$

$$R_k = \frac{P_k}{S_N} * \frac{(U_N)^2}{S_N}, R_k = \frac{6,6kW * (0,4kV)^2}{(0,5MVA)^2} = 0,004224\Omega$$

$$X_k = \sqrt{Z_k^2 - R_k^2}, X_k = \sqrt{0,016\Omega^2 - 0,004224\Omega^2} = 0,015432\Omega$$

Kokonaisteho tarkastelu ajan lopussa on 279,15 kW, saadaan tehon kaavan kautta virta ja muuntajan jännitehäviö laskettua kaavalla 36.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos\varphi} = \frac{279,15kW}{\sqrt{3} * 400V * 0,98} = 411,14A$$

$$U_h = I * \cos\varphi * R_k + I * \sin\varphi * X_k$$

$$U_h = 411,14A * 0,98 * 0,00424\Omega + 411,14A * 0,199 * 0,015432\Omega = 2,97V$$

$$U_{h\%} = 100\% * \frac{2,97V}{400V} = 0,74\%, \text{ on alle sallitun } 2,5\% \text{ OK}$$

Seuraavissa taulukoissa on esitetty liittymispisteittäin käytetyt kaapelit, kuormitus ja laskettu pisteen jännite, jännitealenema käyttäen liitteen 2 kaapeliarvoja (20 asetta), sekä laskettu kaavalla 37 pisteen yksivaiheinen oikosulkuvirta. Muuntajan arvot lasketaan on saatu liitteestä 1.

LIITE 4(2)

Taulukko 7. Jännitealenema ja I_{k1V} laskelma tulevaisuuden kulutus arvoilla länsihaaraan vahvistetuilla johtimilla kappaleen 4.2.3 mukaisesti. Seuraavassa taulukossa kuormitus puolella teholla:

LÄNSI HAARA
20 vuoden kuluttua 3,22 kW/ kuluttaja arvoilla,vahvistetuilla johtimilla

Kaapeli	Pituus	Teho johto- osan lopussa		kuormitus	kuormitus	Jännite	oikosulkui	Jännite
				vitta Ip	vitta Iq	alenema Uh%	rta Ik 1v	liittymis pisteessä
AMKA 120	2 m	60,80 kW	87,76 A	17,82 A	0,01 %	14776,76 A	230,89 V	
AMKA 120	86 m	54,40 kW	78,52 A	15,94 A	0,78 %	3324,27 A	229,10 V	
AMKA 120	168 m	51,20 kW	73,90 A	15,01 A	1,50 %	1808,57 A	227,45 V	
AMKA 120	261 m	48,00 kW	69,28 A	14,07 A	2,25 %	1189,38 A	225,71 V	
AMKA 120	311 m	35,20 kW	50,81 A	10,32 A	2,55 %	1004,23 A	225,02 V	
AMKA 120	397 m	32,00 kW	46,19 A	9,38 A	3,02 %	792,03 A	223,94 V	
AMKA 120	439 m	28,80 kW	41,57 A	8,44 A	3,22 %	717,91 A	223,47 V	
AMKA 120	480 m	16,00 kW	23,09 A	4,69 A	3,33 %	657,81 A	223,21 V	
AMKA 120	558 m	6,40 kW	9,24 A	1,88 A	3,42 %	567,42 A	223,01 V	
AMKA 120	818 m	3,20 kW	4,62 A	0,94 A	3,56 %	389,14 A	222,69 V	
MCMK 4 x 6	853 m	3,20 kW	3,65 A	0,74 A	3,73 %	276,71 A	222,29 V	

Taulukko 8. Jännitealenema ja I_{k1V} laskelma tulevaisuuden kulutus arvoilla itähaaraan vahvistetuilla johtimilla kappaleen 4.2.3 mukaisesti. Seuraavassa taulukossa kuormitus puolella teholla:

ITÄ HAARA
20 vuoden kuluttua 3,22 kW/ kuluttaja arvoilla,vahvistetuilla johtimilla

Kaapeli	Pituus	Teho johto- osan lopussa		kuormitus	kuormitus	Jännite	oikosulkui	Jännite
				vitta Ip	vitta Iq	alenema Uh%	rta Ik 1v	liittymis pisteessä
0	1 m	144,00 kW	207,85 A	42,20 A	0,01 %	14946,84 A	230,91 V	
AMKA 120 AMKA 120	34 m	83,20 kW	120,09 A	24,38 A	0,24 %	9785,21 A	230,37 V	
AMKA 120 AMKA 120	157 m	80,00 kW	115,47 A	23,45 A	1,08 %	3558,24 A	228,45 V	
AMKA 120 AMKA 120	243 m	73,60 kW	106,23 A	21,57 A	1,62 %	2423,44 A	227,21 V	
AMKA 120 AMKA 120	279 m	70,40 kW	101,61 A	20,63 A	1,83 %	2136,49 A	226,71 V	
AMKA 120 AMKA 120	355 m	70,40 kW	101,61 A	20,63 A	2,28 %	1708,32 A	225,66 V	
AMKA 120 AMKA 120	388 m	67,20 kW	96,99 A	19,69 A	2,47 %	1571,36 A	225,23 V	
AMKA 120 AMKA 120	438 m	64,00 kW	92,38 A	18,76 A	2,74 %	1401,02 A	224,60 V	
AMKA 120 AMKA 120	474 m	64,00 kW	92,38 A	18,76 A	2,94 %	1299,53 A	224,15 V	
AMKA 120 AMKA 120	554 m	60,80 kW	87,76 A	17,82 A	3,35 %	1119,24 A	223,20 V	
AMKA 120 AMKA 120	627 m	54,40 kW	78,52 A	15,94 A	3,69 %	993,41 A	222,42 V	
AMKA 120 AMKA 120	659 m	51,20 kW	73,90 A	15,01 A	3,83 %	946,73 A	222,10 V	
AMKA 120	695 m	48,00 kW	69,28 A	14,07 A	4,12 %	856,20 A	221,42 V	
AMKA 120	736 m	44,80 kW	64,66 A	13,13 A	4,43 %	772,10 A	220,71 V	
AMKA 120	771 m	41,60 kW	60,04 A	12,19 A	4,68 %	712,35 A	220,14 V	
AMKA 120	777 m	41,60 kW	60,04 A	12,19 A	4,72 %	703,03 A	220,04 V	
AMKA 120	901 m	38,40 kW	55,43 A	11,25 A	5,53 %	553,29 A	218,17 V	
AMKA 120	969 m	32,00 kW	46,19 A	9,38 A	5,90 %	495,41 A	217,32 V	
AMKA 120	1000 m	28,80 kW	41,57 A	8,44 A	6,05 %	472,86 A	216,97 V	
AMKA 70	1044 m	25,60 kW	36,95 A	7,50 A	6,37 %	436,39 A	216,22 V	
AMKA 70	1138 m	22,40 kW	32,33 A	6,56 A	6,98 %	374,62 A	214,81 V	
AMKA 70	1174 m	16,00 kW	23,09 A	4,69 A	7,15 %	355,35 A	214,43 V	
AMKA 70	1244 m	12,80 kW	18,48 A	3,75 A	7,41 %	323,04 A	213,83 V	
AMKA 70	1286 m	9,60 kW	13,86 A	2,81 A	7,52 %	306,32 A	213,56 V	
AMKA 70	1340 m	6,40 kW	9,24 A	1,88 A	7,62 %	287,20 A	213,33 V	
AXMK 4 x 25 S	1373 m	3,20 kW	4,62 A	0,94 A	7,68 %	258,45 A	213,19 V	

Taulukko 9. Jännitealenema ja I_{k1v} laskelma tulevaisuuden kulutus arvoilla länsihaaraan vahvistetuilla johtimilla kappaleen 4.2.3 mukaisesti. Seuraavassa taulukossa kuormitus maksimi teholla:

LÄNSI HAARA
20 vuoden kuluttua 6,344 kW/ kuluttaja arvoilla,vahvistetuilla johtimilla

Kaapeli	Pituus	Teho johto- osan lopussa	kuormitus vitta I _p	kuormitus vitta I _q	Jännite alenema Uh%	oikosulkuvu rta I _{k1v}	Jännite liittymis pisteessä
AMKA 120	2 m	120,54 kW	173,98 A	35,33 A	0,02 %	14776,76 A	230,84 V
AMKA 120	86 m	107,85 kW	155,67 A	31,61 A	1,56 %	3324,27 A	227,29 V
AMKA 120	168 m	101,50 kW	146,51 A	29,75 A	2,97 %	1808,57 A	224,03 V
AMKA 120	261 m	95,16 kW	137,35 A	27,89 A	4,47 %	1189,38 A	220,56 V
AMKA 120	311 m	69,78 kW	100,72 A	20,45 A	5,06 %	1004,23 A	219,20 V
AMKA 120	397 m	63,44 kW	91,57 A	18,59 A	5,98 %	792,03 A	217,06 V
AMKA 120	439 m	57,10 kW	82,41 A	16,73 A	6,39 %	717,91 A	216,12 V
AMKA 120	480 m	31,72 kW	45,78 A	9,30 A	6,61 %	657,81 A	215,61 V
AMKA 120	558 m	12,69 kW	18,31 A	3,72 A	6,78 %	567,42 A	215,23 V
AMKA 120	818 m	6,34 kW	9,16 A	1,86 A	7,06 %	389,14 A	214,58 V
MCMK 4 x 6	853 m	6,34 kW	3,65 A	0,74 A	7,23 %	276,71 A	214,18 V

Taulukko 10. Jännitealenema ja I_{k1v} laskelma tulevaisuuden kulutus arvoilla itähaaraan vahvistetuilla johtimilla kappaleen 4.2.3 mukaisesti. Seuraavassa taulukossa kuormitus täydellä teholla:

ITÄ HAARA
20 vuoden kuluttua 6,344 kW/ kuluttaja arvoilla,vahvistetuilla johtimilla

Kaapeli	Pituus	Teho johto- osan lopussa	kuormitus vitta I _p	kuormitus vitta I _q	Jännite alenema Uh%	oikosulkuvu rta I _{k1v}	Jännite liittymis pisteessä
	0	285,48 kW	412,05 A	83,67 A	0,02 %	14946,84 A	230,88 V
AMKA 120 AMKA 120	34 m	164,94 kW	238,08 A	48,34 A	0,49 %	9785,21 A	229,82 V
AMKA 120 AMKA 120	157 m	158,60 kW	228,92 A	46,48 A	2,14 %	3558,24 A	226,00 V
AMKA 120 AMKA 120	243 m	145,91 kW	210,61 A	42,76 A	3,20 %	2423,44 A	223,54 V
AMKA 120 AMKA 120	279 m	139,57 kW	201,45 A	40,90 A	3,63 %	2136,49 A	222,56 V
AMKA 120 AMKA 120	355 m	139,57 kW	201,45 A	40,90 A	4,53 %	1708,32 A	220,48 V
AMKA 120 AMKA 120	388 m	133,22 kW	192,29 A	39,05 A	4,90 %	1571,36 A	219,62 V
AMKA 120 AMKA 120	438 m	126,88 kW	183,14 A	37,19 A	5,44 %	1401,02 A	218,38 V
AMKA 120 AMKA 120	474 m	126,88 kW	183,14 A	37,19 A	5,83 %	1299,53 A	217,48 V
AMKA 120 AMKA 120	554 m	120,54 kW	173,98 A	35,33 A	6,64 %	1119,24 A	215,60 V
AMKA 120 AMKA 120	627 m	107,85 kW	155,67 A	31,61 A	7,31 %	993,41 A	214,05 V
AMKA 120 AMKA 120	659 m	101,50 kW	146,51 A	29,75 A	7,59 %	946,73 A	213,42 V
AMKA 120	695 m	95,16 kW	137,35 A	27,89 A	8,17 %	856,20 A	212,08 V
AMKA 120	736 m	88,82 kW	128,19 A	26,03 A	8,78 %	772,10 A	210,65 V
AMKA 120	771 m	82,47 kW	119,04 A	24,17 A	9,27 %	712,35 A	209,52 V
AMKA 120	777 m	82,47 kW	119,04 A	24,17 A	9,36 %	703,03 A	209,33 V
AMKA 120	901 m	76,13 kW	109,88 A	22,31 A	10,96 %	553,29 A	205,63 V
AMKA 120	969 m	63,44 kW	91,57 A	18,59 A	11,69 %	495,41 A	203,94 V
AMKA 120	1000 m	57,10 kW	82,41 A	16,73 A	11,99 %	472,86 A	203,25 V
AMKA 70	1044 m	50,75 kW	73,25 A	14,87 A	12,63 %	436,39 A	201,75 V
AMKA 70	1138 m	44,41 kW	64,10 A	13,02 A	13,84 %	374,62 A	198,96 V
AMKA 70	1174 m	31,72 kW	45,78 A	9,30 A	14,17 %	355,35 A	198,20 V
AMKA 70	1244 m	25,38 kW	36,63 A	7,44 A	14,69 %	323,04 A	197,01 V
AMKA 70	1286 m	19,03 kW	27,47 A	5,58 A	14,92 %	306,32 A	196,48 V
AMKA 70	1340 m	12,69 kW	18,31 A	3,72 A	15,12 %	287,20 A	196,02 V
AXMK 4 x 25 S	1373 m	6,34 kW	9,16 A	1,86 A	15,23 %	258,45 A	195,75 V

Seuraavassa taulukossa on esitetty psii ka k arvot laskettuna kaavojen 12–17 avulla:

$$\psi_1 = \frac{\beta}{a} = \frac{(1+\frac{r}{100})}{1+\frac{p}{100}}, \text{ missä } r=0, \text{ ei tehonkasvu.}$$

$$\psi_2 = \frac{\beta}{a} = \frac{(1+\frac{r}{100})}{1+\frac{p}{100}}, \text{ vakioprosenttikasvu, keskeytyskustannukset}$$

$$\psi_3 = \frac{\beta^2}{a} = \frac{(1+\frac{r}{100})^2}{1+\frac{p}{100}}, \text{ neliöllinen kasvu, kuormitushäviöt.}$$

$$\kappa_1 = \psi_1 * \frac{\psi_1^T - 1}{\psi_1 - 1}, \text{ ei tehon kasvua}$$

$$\kappa_2 = \psi_2 * \frac{\psi_2^T - 1}{\psi_2 - 1}, \text{ vakioprosenttikasvu (keskeytyskustannukset)}$$

$$\kappa_3 = \psi_3 * \frac{\psi_3^T - 1}{\psi_3 - 1}, \text{ neliöllinen kasvu (kuormitushäviöt)}$$

Apukertoimet saadaan kaavoilla 18–21(Lakervi, 2008,42)

$$P_{MAX} = \left(\frac{S}{S_N}\right)^2 * P_0$$

saadaan tyhjäkäyntihäviöt suhteessa mitoitettuun tehoon ja kaavalla

$$P_{KE} = \frac{\text{huippukäyttöaika}}{\text{vuoden koko käyttöaika } 8760 \text{ h}} * P_{MAX}$$

suhteutetaan tyhjäkäynti häviöt huippukäyttöaikaan.

Tyhjäkäyntihäviöiden hinta saadaan laskettua kaavalla

$$K_{P_{0h}} = \kappa_1 * (P_0 * H_h + P_0 * \text{vuoden käyttötunnit} * H_{hh})$$

missä

$$H_h = \text{€/kWh} * \text{th}$$

$$H_{hh} = \text{€/kWh}$$

Kuormitushäviöiden hinta saadaan laskettua kaavalla

$$K_{P_{kh}} = \kappa_3 * ((P_{MAX} * H_h) + (P_{KE} * \text{vuoden käyttötunnit} * H_{hh}))$$

500 kVA Muuntajan tyhjäkäynti häviö P_0 on 720 W, nimellinen kuormitus häviö P_k on 6,6 kW ja kuormitus teho on 284,85 kVA.

$$P_{MAX} = \left(\frac{284,85 \text{ kVA}}{500 \text{ kVA}}\right)^2 * 720 \text{ W} = 2,142$$

$$P_{KE} = \frac{1000 \text{ h}}{8760 \text{ h}} * 2,142 = 0,2445$$

Tyhjäkäyntihäviöt saadaan laskettua kaavalla

$$K_{P_{0h}} = \kappa_1 * (P_0 * H_h + P_0 * \text{vuoden käyttötunnit} * H_{hh})$$

jossa

K_1 saadaan seuraavasta valmiiksi lasketusta taulukosta 11

$H_h = 60 \text{ €/kWh}$

$H_{hh} = 6 \text{ sent/kWh}$

$$K_{P_{0h}} = 12,46 * \left(720W * 60 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} + 720W * 8670h * 6 \frac{\text{sent}}{\text{kWh}} \right) = 5254,47 \text{ €}$$

Kuormitushäviöiden hinta saadaan laskettua kaavalla

$$K_{P_{kh}} = 14,15 * \left((2,142 * 60 \text{ €/kWh}) + (0,2445 * 8760 \text{ h} * 6 \text{ sent/kWh}) \right) = 3638,37 \text{ €}$$

Muuntajan häviöiden hinta 20 kuluttua on 8892,84 €, EMV:n 2013 hinnaston mukaan 500–630 kVA muuntajan investointi hinta on 10 040 €.

Taulukko 11. Kapitalisointikertoimet.

T	p	r	psii 1	psii 2	psii 3	k1	k2	k3
1	5	0,7	0,95	0,96	0,97	0,95	0,96	0,97
2	5	0,7	0,95	0,96	0,97	1,86	1,88	1,90
3	5	0,7	0,95	0,96	0,97	2,72	2,76	2,80
4	5	0,7	0,95	0,96	0,97	3,55	3,61	3,67
5	5	0,7	0,95	0,96	0,97	4,33	4,42	4,51
6	5	0,7	0,95	0,96	0,97	5,08	5,20	5,32
7	5	0,7	0,95	0,96	0,97	5,79	5,94	6,10
8	5	0,7	0,95	0,96	0,97	6,46	6,66	6,86
9	5	0,7	0,95	0,96	0,97	7,11	7,34	7,59
10	5	0,7	0,95	0,96	0,97	7,72	8,00	8,30
11	5	0,7	0,95	0,96	0,97	8,31	8,63	8,98
12	5	0,7	0,95	0,96	0,97	8,86	9,24	9,64
13	5	0,7	0,95	0,96	0,97	9,39	9,82	10,27
14	5	0,7	0,95	0,96	0,97	9,90	10,38	10,89
15	5	0,7	0,95	0,96	0,97	10,38	10,91	11,48
16	5	0,7	0,95	0,96	0,97	10,84	11,42	12,05
17	5	0,7	0,95	0,96	0,97	11,27	11,91	12,61
18	5	0,7	0,95	0,96	0,97	11,69	12,39	13,14
19	5	0,7	0,95	0,96	0,97	12,09	12,84	13,66
20	5	0,7	0,95	0,96	0,97	12,46	13,27	14,15

T tarkastelu-aika vuosina

P korko %

r kasvu %

k1 ei tehonkasvua, vakio erä

k2 vakioprosentti kasvu (keskeytyskustannukset)

k3 neliöllinen kasvu (kuormitus häviöt)

Kahtia jaetun muuntopiirin laskelmat

200 kVA:n muuntaja itähaarassa

$$Z_k = \frac{z_k\%}{100} * \frac{(U_N)^2}{S_N}, Z_k = \frac{4}{100} * \frac{(0,4kV)^2}{0,2MVA} = 0,032\Omega$$

$$R_k = \frac{P_k}{S_N} * \frac{(U_N)^2}{S_N}, R_k = \frac{2,295kW * (0,4kV)^2}{(0,2MVA)^2} = 0,00918\Omega$$

$$X_k = \sqrt{Z_k^2 - R_k^2}, X_k = \sqrt{0,032\Omega^2 - 0,00918\Omega^2} = 0,03065\Omega$$

Kokonaisteho tarkastelu ajan lopussa on 166 kW, saadaan tehon kaavan kautta virta ja muuntajan jännitehäviö laskettua kaavalla 36.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos\varphi} = \frac{166kW}{\sqrt{3} * 400V * 0,98} = 244,5A$$

$$U_h = I * \cos\varphi * R_k + I * \sin\varphi * X_k$$

$$U_h = 244,5A * 0,98 * 0,003918\Omega + 244,5A * 0,199 * 0,0306\Omega = 2,43 V$$

$$U_{h\%} = 100\% * \frac{2,43V}{400V} = 0,607 \%, \text{ on alle sallitun } 2,5\% \text{ OK}$$

200 kVA:n muuntaja länsihaarassa

Z_k , X_k ja R_k samat kun ed. kohdan 200 kVA:n muuntajalla

Kokonaisteho tarkastelu ajan lopussa on 122,99 kW, saadaan tehon kaavan kautta virta ja muuntajan jännitehäviö laskettua kaavalla 36.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos\varphi} = \frac{122,99kW}{\sqrt{3} * 400V * 0,98} = 181,14A$$

$$U_h = I * \cos\varphi * R_k + I * \sin\varphi * X_k$$

$$U_h = 181,14A * 0,98 * 0,003918\Omega + 181,14A * 0,199 * 0,0306\Omega = 1,79 V$$

$$U_{h\%} = 100\% * \frac{1,79V}{400V} = 0,45 \%, \text{ on alle sallitun } 2,5\% \text{ OK}$$

Seuraavissa taulukoissa on esitetty liittymispisteittäin käytetyt kaapelit, kuormitus ja laskettu liittymispisteen jännite, jännitealenema käyttäen liitteen 2 kaapeliarvoja (20 asetta), sekä laskettu kaavalla 37 pisteen yksivaiheinen oikosulkuvirta. Muuntajan arvot laskentaan on saatu liitteestä 1.

Taulukko12. Jännitealenema ja I_{k1V} laskelma tulevaisuuden kulutus arvoilla itähaaraan muuntopiiriin itään syöttävä AMK -johto:

ITÄ HAARAN UUSI MUUNTOPIIRI ITÄÄN
20 vuoden kuluttua 6,344 kW/kuluttaja

Kaapeli	Pituus	Teho johto- osan lopussa	kuormitus vitta Ip	kuormitus vitta Iq	Jännite alenema Uh%	oikosulku virta Ik 1v	Jännite liittymis pisteessä
AMKA 70	6	82,47 kW	119,04 A	24,17 A	0,14 %	6104,40 A	230,61 V
AMKA 70	130	76,13 kW	109,88 A	22,31 A	2,86 %	1632,46 A	224,32 V
AMKA 70	198	63,44 kW	91,57 A	18,59 A	4,11 %	1133,61 A	221,45 V
AMKA 70	229	57,10 kW	82,41 A	16,73 A	4,62 %	994,23 A	220,27 V
AMKA 70	273	50,75 kW	73,25 A	14,87 A	5,26 %	846,18 A	218,78 V
AMKA 70	367	44,41 kW	64,10 A	13,02 A	6,47 %	641,57 A	216,00 V
AMKA 70	403	31,72 kW	45,78 A	9,30 A	6,80 %	587,12 A	215,24 V
AMKA 70	473	25,38 kW	36,63 A	7,44 A	7,31 %	503,91 A	214,06 V
AMKA 70	515	19,03 kW	27,47 A	5,58 A	7,54 %	464,40 A	213,53 V

Taulukko13. Jännitealenema ja I_{k1V} laskelma tulevaisuuden kulutus arvoilla itähaaraan muuntopiiriin pohjoiseen syöttävä AMK -johto:

ITÄ HAARAN UUSI MUUNTOPIIRI POHJOISEEN
20 vuoden kuluttua 6,344 kW/kuluttaja

Kaapeli	Pituus	Teho johto- osan lopussa	kuormitus vitta Ip	kuormitus vitta Iq	Jännite alenema Uh%	oikosulku virta Ik 1v	Jännite liittymis pisteessä
AMKA 70	35	82,47 kW	119,04 A	24,17 A	0,83 %	3964,80 A	229,02 V
AMKA 70	76	76,13 kW	109,88 A	22,31 A	1,73 %	2483,12 A	226,94 V
AMKA 70	112	69,78 kW	100,72 A	20,45 A	2,46 %	1845,18 A	225,26 V
AMKA 70	144	63,44 kW	91,57 A	18,59 A	3,04 %	1497,49 A	223,91 V
AMKA 70	217	57,10 kW	82,41 A	16,73 A	4,24 %	1043,95 A	221,14 V
AMKA 70	297	44,41 kW	64,10 A	13,02 A	5,27 %	782,53 A	218,77 V
AMKA 70	333	38,06 kW	54,94 A	11,16 A	5,66 %	3911,21 A	217,86 V
AMKA 70	383	38,06 kW	54,94 A	11,16 A	6,21 %	3273,01 A	216,59 V
AMKA 70	416	31,72 kW	45,78 A	9,30 A	6,51 %	4075,63 A	215,89 V
AMKA 70	492	25,38 kW	36,63 A	7,44 A	7,07 %	2483,12 A	214,61 V
AMKA 70	528	25,38 kW	36,63 A	7,44 A	7,33 %	2658,48 A	214,00 V
AMKA 70	614	19,03 kW	27,47 A	5,58 A	7,81 %	1353,13 A	212,91 V
AMKA 70	737	6,34 kW	9,16 A	1,86 A	8,03 %	813,12 A	212,39 V
AXMK 4 x 25 S	751	6,34 kW	9,16 A	1,86 A	8,08 %	718,04 A	212,28 V

Taulukko14. Jännitealenema ja I_{k1V} laskelma tulevaisuuden kulutus arvoilla länsihaaraan muuntopiiriin pohjoiseen syöttävä AMK -johto:

LÄNSI HAARAN UUSI MUUNTOPIIRI POHJOISEEN
20 vuoden kuluttua 6,344 kW/kuluttaja

Kaapeli	Pituus	Teho johto- osan lopussa	kuormitus vitta Ip	kuormitus vitta Iq	Jännite alenema Uh%	oikosulku virta Ik 1v	Jännite liittymis pisteessä
AMKA 70	86	57,096 kW	82,41 A	16,73 A	0,77 %	3393,9 A	229,2 V
AMKA 70	136	50,752 kW	73,25 A	14,87 A	1,51 %	2068,1 A	227,5 V
AMKA 70	190	25,376 kW	36,63 A	7,44 A	1,90 %	1437,9 A	226,5 V
AMKA 70	272	19,032 kW	27,47 A	5,58 A	2,35 %	978,7 A	225,5 V
AMKA 70	356	12,688 kW	18,31 A	3,72 A	2,66 %	736,3 A	224,8 V
MCMK 4 x 6	366	6,344 kW	6,00 A	1,22 A	2,74 %	604,4 A	224,6 V

Taulukko15. Jännitealenema ja I_{k1v} laskelma tulevaisuuden kulutus arvoilla länsihaaraan muuntopiirin etelään syöttävä AMK -johto:

LÄNSI HAARAN UUSI MUUNTOPIIRI ETELÄÄN
20 vuoden kuluttua 6,344 kW/kuluttaja

Kaapeli	Pituus	Teho johto- osan lopussa	kuormitus vitta lp	kuormitus vitta lq	Jännite alenema Uh%	oikosulku virta lk 1v	Jännite liittymis pisteessä
AMKA 70	42	57,096 kW	82,41 A	16,73 A	0,69 %	3613,6 A	229,3 V
AMKA 70	83	31,72 kW	45,78 A	9,30 A	1,07 %	2328,3 A	228,5 V
AMKA 70	161	12,688 kW	18,31 A	3,72 A	1,26 %	1581,6 A	228,0 V
AMKA 70	421	6,344 kW	9,16 A	1,86 A	1,73 %	598,4 A	226,9 V
MCMK 4 x 6	456	6,344 kW	3,65 A	0,74 A	1,90 %	368,1 A	226,5 V

1 kV Jännitealenema ja I_{k1V} laskelma 20 vuoden arvion mukaisesti
200 kVA:n 20/1/0,4 kV:n muuntajan jännite häviö 400 V osassa:

$$Z_k = \frac{z_{k\%}}{100} * \frac{(U_N)^2}{S_N}, Z_k = \frac{4,2}{100} * \frac{(0,4kV)^2}{0,1MVA} = 0,067\Omega$$

$$R_k = \frac{P_k}{S_N} * \frac{(U_N)^2}{S_N}, R_k = \frac{1,250 \text{ kW} * (0,4kV)^2}{(0,1MVA)^2} = 0,01\Omega$$

$$X_k = \sqrt{Z_k^2 - R_k^2}, X_k = \sqrt{0,067\Omega^2 - 0,01\Omega^2} = 0,0664\Omega$$

Kokonaisteho tarkastelu ajan lopussa on 82,47 kW, saadaan tehon kaavan kautta virta ja muuntajan jännitehäviö laskettua kaavalla 36.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos\varphi} = \frac{82,47W}{\sqrt{3} * 400V * 0,98} = 121,47 \text{ A}$$

$$U_h = I * \cos\varphi * R_k + I * \sin\varphi * X_k$$

$$U_h = 121,47A * 0,98 * 0,01\Omega + 121,47A * 0,199 * 0,0664\Omega = 2,79V$$

$$U_{h\%} = 100\% * \frac{2,79V}{400V} = 0,69 \%, \text{ on alle sallitun } 2,5\% \text{ OK}$$

100 kVA:n 1/0,4 kV:n muuntajan jännite häviö

$$Z_k = \frac{z_{k\%}}{100} * \frac{(U_N)^2}{S_N}, Z_k = \frac{4}{100} * \frac{(0,4kV)^2}{0,1MVA} = 0,064\Omega$$

$$R_k = \frac{P_k}{S_N} * \frac{(U_N)^2}{S_N}, R_k = \frac{1,750 \text{ kW} * (0,4kV)^2}{(0,1MVA)^2} = 0,028\Omega$$

$$X_k = \sqrt{Z_k^2 - R_k^2}, X_k = \sqrt{0,064\Omega^2 - 0,028\Omega^2} = 0,0576\Omega$$

Kokonaisteho tarkastelu ajan lopussa on 82,47 kW, saadaan tehon kaavan kautta virta ja muuntajan jännitehäviö laskettua kaavalla 36.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos\varphi} = \frac{82,47W}{\sqrt{3} * 400V * 0,98} = 121,47 \text{ A}$$

$$U_h = I * \cos\varphi * R_k + I * \sin\varphi * X_k$$

$$U_h = 121,47A * 0,98 * 0,028\Omega + 121,47A * 0,199 * 0,0576\Omega = 4,73V$$

$$U_{h\%} = 100\% * \frac{4,73V}{400V} = 1,18\%, \text{ on alle sallitun } 2,5\% \text{ OK}$$

Yksivaiheinen oikosulku

lasketaan kaavalla 45, ja kaapeleiden ja 20/1 sekä 1/04 kV muuntajien redusoidut resistanssi ja reaktanssi arvot kaavojen 46 ja 47 mukaan.

$$I_f = \frac{3U_V}{Z_{SVT} + \sqrt{(R_{K1})^2 + (X_{K1})^2}}$$

Taustan impedanssi Z_{SVT} on syöttävän verkon impedanssi sisältäen 20 kV ja 1000 V verkot.

$$R_{SVT} = R''_{SV} + R''_{j20kV} + R'_{M201} + R'_{j1kV}$$

$$X_{SVT} = X''_{SV} + X''_{j20kV} + X'_{M201} + X'_{j1kV}$$

Missä syöttävänverkon, 20 kV johdon 20/1 kV muuntajan ja 1 kV johdon arvot laskettiin aikaisemmin ja redusointiin 400V:n tasoon.

$$Z''_{SV} = 0,040512 \text{ m}\Omega + j0,8189 \text{ m}\Omega$$

$$Z''_{j20kV} = 0,0035\Omega + j0,00211\Omega$$

$$Z'_{M201} = 0,0184\Omega + j0,08605\Omega$$

$$Z'_{j1kV} = 0,053265\Omega + j0,01079\Omega$$

$$Z''_{SVT} = 0,0752\Omega + j0,09977\Omega = 0,1249\Omega$$

$$R_{k1} = 3R_f + 3R_{jN} + 2R_{m2} + 3R_j + R_{m2N} \text{ saa arvon } 1,5818 \Omega$$

$$X_{k1} = 3X_f + 3X_{jN} + 2X_{m2} + 3X_j + X_{m2N} \text{ saa arvon } 0,4788 \Omega$$

$$R_{jN} = 569 \text{ m} * 0,392 \Omega/\text{km} = 0,22305 \Omega$$

nollajohdon resistanssi

$$R_{m2} = 0,031 \Omega \text{ (muuntaja taulukosta)}$$

1/0,4 kV muuntajan vaiheresistanssi

tanssi

$$R_j = 569 \text{ m} * 0,479 \Omega/\text{km} = 0,27255 \Omega$$

400 V johdon vaiheresistanssi

$$R_{m2N} = 0,033 \Omega \text{ (muuntaja taulukosta)}$$

1/0,4 kV muuntajan nollaresistanssi

tanssi

$$X_{jN} = 569 \text{ m} * 0,07 \Omega/\text{km} = 0,03983 \Omega$$

nollajohdon reaktanssi

$$X_{m2} = 0,05755 \Omega \text{ (muuntaja taulukosta)}$$

1/0,4 kV muuntajan vaihereaktanssi

$$X_j = 569 \text{ m} * 0,097 \Omega/\text{km} = 0,05519 \Omega$$

400 V johdon vaihereaktanssi

$$X_{j0} = 569 \text{ m} * 0,045 \Omega/\text{km} = 0,02561\Omega$$

400 V johdon vaihejohtimen nol-

lareaktanssi

$X_{m2N} = 0,057 \Omega$ (muuntaja taulukosta) 1/0,4 kV muuntajan nollareaktanssi

Jos johtimena käytettäisiin koko matkalla AMKA 70 johtoa olisi laskelma alla olevan mukainen.

$$R_{k1} = 3 * 0,223\Omega + 2 * 0,031\Omega + 3 * 0,27255\Omega + 0,033\Omega = 1,5818 \Omega$$

$$X_{k1} = 3 * 0,03983\Omega + 2 * 0,05755 + 2 * 0,05519\Omega + 0,02561\Omega + 0,057\Omega = 0,4788 \Omega$$

$$I_f = \frac{0,95 * 3 * U_V}{Z_{SVT} \sqrt{(R_{k1} + R_{k2})^2 + (X_{k1} + X_{k2})^2}} = 296 \text{ A}$$

yksivaiheinen oikosulkuvirta ei kuitenkaan riitä kolmannen portaan asetteluun. Johtimia vahvistetaan jotta saadaan I_{k1V} riittävän suureksi yli $2,5 \times I_N$. Kaavat on syötetty Excel taulukkoon jotta oikea kaapeli kokoonpano olisi helpompi valita. Valitut kaapelit on esitetty seuraavissa taulukoissa, joissa on esitetty jännitealenema ja oikosulkuvirta.

KJ johdon tarkastelu on esitetty ensimmäisen vaihtoehdon liitteissä. 1 kV johto-osan kolmivaiheinen oikosulkuvirta pisteessä A ja B, jotka on esitetty kuvissa 101, sekä Thevenin sijaiskytkentä kuvassa 102. Alla on laskettu kolmivaiheinen oikosulku 1 kV ja 400 V johdossa.

Tarkastellaan oikosulkutilannetta 20/1 kV muuntajan lähdössä, pisteessä A

Syöttäväverkko $2,05 \Omega$ 20 kV tasossa

$$Z_{SV} = 0,01013\Omega + j2,0472\Omega, \text{ redusoidaan } * \left(\frac{1 \text{ kV}}{20 \text{ kV}}\right)^2 \Rightarrow$$

$$Z'_{SV} = 0,2532 \text{ m}\Omega + j5,11789 \text{ m}\Omega$$

20 kV johto-osuus

$$Z_{j20kV} = 8,75\Omega + j5,265\Omega, \text{ redusoidaan } * \left(\frac{1 \text{ kV}}{20 \text{ kV}}\right)^2 \Rightarrow$$

$$Z'_{j20kV} = 0,02188\Omega + j0,01316\Omega$$

20/1 muuntajan impedanssi Muuntaja 20/1

$$Z_{M201} = \frac{z_{k\%}}{100} * \frac{(U_N)^2}{S_N}, \quad Z_{M201} = \frac{5,54}{100} * \frac{(1 \text{ kV})^2}{0,1 \text{ MVA}} = 0,55\Omega$$

$$R_{M201} = \frac{P_k}{S_N} * \frac{(U_N)^2}{S_N}, \quad R_{M201} = \frac{2,300 \text{ kW} * (1 \text{ kV})^2}{(0,1 \text{ MVA})^2} = 0,115\Omega$$

$$X_{M201} = \sqrt{Z_k^2 - R_k^2}, X_{M201} = \sqrt{0,55\Omega^2 - 0,115\Omega^2} = 0,5378\Omega$$

$$Z_{M201} = 0,115\Omega + j0,5378\Omega$$

$$Z_{Myötäv} = Z'_{SV} + Z'_{j20kV} + Z_{M201}$$

$$Z_{Myötäv} = 0,137\Omega + j 0,556\Omega = 0,5728 \Omega 76,16^\circ$$

$$I_k = \frac{c \cdot U}{\sqrt{3} \cdot Z_{Myötäv}} = \frac{0,95 \cdot 1000 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 0,5728 \Omega} = 957,58 \text{ A}$$

Seuraavaksi tarkastellaan oikosulkutilannetta 1 kV johdon lopussa, pisteessä B.

johon tulee edellisten lisäksi 1 kV johto-osuus

1 kV johto-osuus

$$Z_{j1kV} = 696 \text{ m} \cdot 0,479\Omega/\text{km} + 695 \text{ m} \cdot 0,097\Omega/\text{km}$$

$$Z_{j1kV} = 0,333\Omega + j0,067\Omega$$

$$Z_{Myötäv} = Z'_{SV} + Z'_{j20kV} + Z_{M201} + Z_{j1kV}$$

$$Z_{Myötäv} = 0,4700 + j 0,6235\Omega = 0,781 \Omega 53^\circ$$

$$I_k = \frac{c \cdot U}{\sqrt{3} \cdot Z_{Myötäv}} = \frac{0,95 \cdot 1000 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 0,781\Omega} = 702,42 \text{ A}$$

Kolmivaiheisen oikosulkuvirran laskentaa 400 V tasossa pisteeseen C ja D

Laskettaessa 400 V verkon kolmivaiheista oikosulkuvirtaa on verkon impedanssit vika-paikasta katsoen redusoitava 400 V jännitetasoon. Yläpilkuin merkityt suureet on redusoitu 400 V jännitetasoon. Yläpilkkujen lukumäärä osoittaa monenko muuntajan yli suureet on redusoitu. Esimerkiksi Z_{SV} on redusoitava sekä 20/1 kV muuntajan että 1/0,4 kV muuntajan ylitse.

Kolmivaiheinen vikavirta lasketaan yhtälöllä:

Seuraavaksi tarkastellaan oikosulkutilannetta 1/0,4 kV muuntajan lähdössä, pisteessä C redusoituna 400 V tasoon

Syöttäväverkko 2,05 Ω 20 kV tasossa

$$Z_{SV} = 0,01013\Omega + j2,0472\Omega, \text{redusoidaan} * \left(\frac{0,4 \text{ kV}}{20 \text{ kV}}\right)^2 \Rightarrow$$

$$Z''_{SV} = 0,040512 \text{ m}\Omega + j0,8189 \text{ m}\Omega$$

20 kV johto-osuus

$$Z_{j20kV} = 0,8,75\Omega + j5,265\Omega, \text{redusoidaan} * \left(\frac{0,4 \text{ kV}}{20 \text{ kV}}\right)^2 \Rightarrow$$

$$Z''_{j20kV} = 0,0035\Omega + j0,00211\Omega$$

20/1 muuntajan impedanssi

$$Z_{M201} = \frac{z_{k\%}}{100} * \frac{(U_N)^2}{S_N}, Z_{M201} = \frac{5,54}{100} * \frac{(1kV)^2}{0,1MVA} = 0,55\Omega$$

$$R_{M201} = \frac{P_k}{S_N} * \frac{(U_N)^2}{S_N}, R_{M201} = \frac{2,300 kW * (1kV)^2}{(0,1MVA)^2} = 0,115\Omega$$

$$X_{M201} = \sqrt{Z_k^2 - R_k^2}, X_{M201} = \sqrt{0,55\Omega^2 - 0,115\Omega^2} = 0,5378\Omega$$

$$Z_{M201} = 0,115\Omega + j0,5378\Omega, \text{redusoidaan} * \left(\frac{0,4 kV}{1 kV}\right)^2 \Rightarrow$$

$$Z'_{M201} = 0,0184\Omega + j0,08605\Omega$$

1 kV johto-osuus

$$Z_{j1kV} = 696 m * 0,479\Omega/km + 695 m * 0,097\Omega/km$$

$$Z_{j1kV} = 0,333\Omega + j0,067\Omega, \text{redusoidaan} * \left(\frac{0,4 kV}{1 kV}\right)^2 \Rightarrow$$

$$Z_{j1kV} = 0,053265\Omega + j0,01079\Omega$$

Muuntaja 1/04 kV impedanssi

$$Z_k = \frac{z_{k\%}}{100} * \frac{(U_N)^2}{S_N}, Z_k = \frac{4}{100} * \frac{(0,4kV)^2}{0,1MVA} = 0,064\Omega$$

$$R_k = \frac{P_k}{S_N} * \frac{(U_N)^2}{S_N}, R_k = \frac{1,750 kW * (0,4kV)^2}{(0,1MVA)^2} = 0,028\Omega$$

$$X_k = \sqrt{Z_k^2 - R_k^2}, X_k = \sqrt{0,064\Omega^2 - 0,028\Omega^2} = 0,0576\Omega$$

$$Z_{M104} = 0,028\Omega + j0,0576\Omega$$

$$Z_{Myötäv} = Z''_{SV} + Z''_{j20kV} + Z'_{M201} + Z'_{j1kV} + Z_{M104}$$

$$Z_{Myötäv} = 0,1032\Omega + j 0,1573\Omega = 0,188 \Omega \ 56,7^\circ$$

$$I_k = \frac{c \cdot U}{\sqrt{3} * Z_{Myötäv}} = \frac{0,95 * 400 V}{\sqrt{3} * 0,188 \Omega} = 1166 A$$

Seuraavaksi tarkastellaan oikosulkuutilannetta 400V johdon lopussa, viimeisen kuluttajan liittymä pisteessä D.

johon tulee edellisten lisäksi 400 V johto-osuus

400 V johto-osuus

$$Z_{j400} = 569 m * 0,479\Omega/km + 569 m * 0,097\Omega/km$$

$$Z_{j400} = 0,27255\Omega + j0,05519\Omega$$

$$Z_{Myötäv} = Z''_{SV} + Z''_{j20kV} + Z'_{M201} + Z'_{j1kV} + Z_{M104} + Z_{j400}$$

$$Z_{Myötäv} = 0,3758\Omega + j 0,2125\Omega = 0,432 \Omega \ 29,5^\circ$$

$$I_k = \frac{c \cdot U}{\sqrt{3} \cdot Z_{Myötäv}} = \frac{0,95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 0,432 \Omega} = 508 \text{ A}$$

Tarkistetaan kappaleen kaavoilla, 1kV ja 400 V linjojen loppuun pisteeseen B ja D kolmivaiheiset oikosulkuvirat

$$Z_{Myötäv} = Z''_{SV} + Z''_{j20kV} + Z'_{M201} + Z_{j1kV} + Z_{M104} + Z_{j400}$$

Pisteen B kolmivaiheisen vikavirran lasketaan mukaan myös 1 kV kaapelin resistanssi ja reaktanssi. Pisteen B kolmivaiheinen vikavirta lasketaan yhtälöllä:

$$I_k = \frac{c \cdot U}{\sqrt{3} (Z'_{SV} + \sqrt{(R'_{j20kV} + R'_{M201} + R_{j1kV})^2 + (X'_{j20kV} + X'_{M201} + X_{j1kV})^2}}$$

Kolmivaiheinen oikosulkuvirta 1 kV johdon päässä pisteessä B on

$$I_k = \frac{0,95 \cdot 1000 \text{ V}}{\sqrt{3} (0,00512 \Omega + \sqrt{(0,021876 \Omega + 0,115\Omega + 0,333 \Omega)^2 + (0,01316 \Omega + 0,5378\Omega + 0,067 \Omega)^2}} = 701,6 \text{ A}$$

Vastaavasti 400 V viimeisen kuluttajan kolmivaiheinen oikosulkuvirta pisteessä D saadaan samalla kaavalla

$$I_k = \frac{0,95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} (0,819 \text{ m}\Omega + \sqrt{(0,0035\Omega + 0,0184\Omega + 0,0533\Omega + 0,028\Omega + 0,273\Omega)^2 + (0,00211\Omega + 0,086\Omega + 0,11\Omega + 0,0576\Omega + 0,055\Omega)^2}} = 507,8 \text{ A}$$

Laskennan arvoissa on pieni ero joka johtuu pyöristysvirheestä.

Seuraavissa taulukoissa on esitetty liittymispisteittäin käytetyt kaapelit, kuormitus ja laskettu liittymispisteen jännite, jännitealenema käyttäen liitteen 2 kaapeliarvoja (20 asetta), sekä laskettu kaavalla 37 pisteen yksivaiheinen oikosulkuvirta. Muuntajan arvot laskentaan on saatu liitteestä 1.

ITÄ HAARAN 1 kV syöttö 20/04

20 vuoden kuluttua 6,344 kW/kuluttaja

Kaapeli	Pituus	Teho johto- osan lopussa	kuormitus vitta lp	kuormitus vitta lq	Jännite alenema Uh%	oikosulkuvu- rta lk 1v	Jännite liittymis pisteessä
AMKA 70	34	82,47 kW	119,04 A	24,17 A	0,84 %	4019,59 A	229,01 V
AMKA 70	157	76,13 kW	109,88 A	22,31 A	3,54 %	1390,41 A	222,75 V
AMKA 70	243	63,44 kW	91,57 A	18,59 A	5,12 %	941,84 A	219,11 V
AMKA 70	193	57,10 kW	82,41 A	16,73 A	5,72 %	829,33 A	217,73 V
AMKA 70	269	57,10 kW	82,41 A	16,73 A	6,97 %	662,03 A	214,84 V
AMKA 70	302	50,75 kW	73,25 A	14,87 A	7,46 %	608,65 A	213,72 V
AMKA 70	352	44,41 kW	64,10 A	13,02 A	8,10 %	542,35 A	212,23 V
AMKA 70	388	44,41 kW	64,10 A	13,02 A	8,56 %	502,89 A	211,16 V
AMKA 70	468	38,06 kW	54,94 A	11,16 A	9,44 %	432,87 A	209,13 V
AMKA 70	541	25,38 kW	36,63 A	7,44 A	9,98 %	384,05 A	207,89 V
AMKA 70	573	19,03 kW	27,47 A	5,58 A	10,15 %	365,96 A	207,48 V
AMKA 70	609	12,69 kW	18,31 A	3,72 A	10,29 %	347,53 A	207,18 V
AMKA 70	650	6,34 kW	9,16 A	1,86 A	10,36 %	316,58 A	207,01 V
AXMK 4 x 25 S	665	6,34 kW	9,16 A	1,86 A	10,41 %	299,93 A	206,88 V

ITÄ HAARAN 1 kV syöttö 1/04

20 vuoden kuluttua 6,344 kW/kuluttaja

Kaapeli	Pituus	Teho johto- osan lopussa	kuormitus vitta lp	kuormitus vitta lq	Jännite alenema Uh%	oikosulkuvu- rta lk 1v	Jännite liittymis pisteessä
AMKA 70	6	82,47 kW	119,04 A	24,17 A	0,14 %	1999,78 A	230,61 V
AMKA 70	130	76,13 kW	109,88 A	22,31 A	2,87 %	1069,62 A	224,30 V
AMKA 70	198	63,44 kW	91,57 A	18,59 A	4,12 %	692,16 A	221,42 V
AMKA 70	229	57,10 kW	82,41 A	16,73 A	4,63 %	640,30 A	220,24 V
AMKA 70	273	50,75 kW	73,25 A	14,87 A	5,28 %	578,05 A	218,74 V
AMKA 70	367	44,41 kW	64,10 A	13,02 A	6,49 %	477,38 A	215,95 V
AMKA 70	403	31,72 kW	45,78 A	9,30 A	6,82 %	447,26 A	215,19 V
AMKA 70	473	25,38 kW	36,63 A	7,44 A	7,33 %	398,18 A	214,00 V
AMKA 70	515	19,03 kW	27,47 A	5,58 A	7,56 %	373,48 A	213,47 V
AMKA 70	569	12,69 kW	18,31 A	3,72 A	7,76 %	345,83 A	213,01 V
AXMK 4 x 25 S	602	6,34 kW	9,16 A	1,86 A	7,88 %	286,43 A	212,74 V

LIITE 6(8)

Seuraavassa taulukossa alkupään 388 m AMKA 70 kaapeli on vaihdettu AMKA 120 kaapeliin ja laskettu uudet jännitealenemat ja oikosulkuvirrat

ITÄ HAARAN 1 kV syöttö 20/04
20 vuoden kuluttua 6,344 kW/kuluttaja

Kaapeli	Pituus	Teho johto- osan lopussa	kuormitus vitta Ip	kuormitus vitta Iq	Jännite alenema Uh%	oikosulkuvi rta Ik 1v	Jännite liittymis pisteessä
AMKA 120	34	82,47 kW	119,04 A	24,17 A	0,49 %	4429,05 A	229,81 V
AMKA 120	157	76,13 kW	109,88 A	22,31 A	2,08 %	1715,28 A	226,14 V
AMKA 120	243	63,44 kW	91,57 A	18,59 A	3,00 %	1182,34 A	224,01 V
AMKA 120	193	57,10 kW	82,41 A	16,73 A	3,35 %	1045,47 A	223,20 V
AMKA 120	269	57,10 kW	82,41 A	16,73 A	4,09 %	839,67 A	221,50 V
AMKA 120	302	50,75 kW	73,25 A	14,87 A	4,37 %	773,44 A	220,85 V
AMKA 120	352	44,41 kW	64,10 A	13,02 A	4,75 %	690,81 A	219,98 V
AMKA 120	388	44,41 kW	64,10 A	13,02 A	5,02 %	641,43 A	219,35 V
AMKA 70	468	38,06 kW	54,94 A	11,16 A	5,90 %	532,21 A	217,32 V
AMKA 70	541	25,38 kW	36,63 A	7,44 A	6,43 %	460,51 A	216,08 V
AMKA 70	573	19,03 kW	27,47 A	5,58 A	6,61 %	434,81 A	215,67 V
AMKA 70	609	12,69 kW	18,31 A	3,72 A	6,74 %	409,11 A	215,37 V
AMKA 70	650	6,34 kW	9,16 A	1,86 A	6,82 %	366,48 A	215,19 V
AXMK 4 x 25 S	665	6,34 kW	9,16 A	1,86 A	6,87 %	344,50 A	215,07 V

ITÄ HAARAN 1 kV syöttö 1/04
20 vuoden kuluttua 6,344 kW/kuluttaja

Kaapeli	Pituus	Teho johto- osan lopussa	kuormitus vitta Ip	kuormitus vitta Iq	Jännite alenema Uh%	oikosulkuvi rta Ik 1v	Jännite liittymis pisteessä
AMKA 120	6	82,47 kW	119,04 A	24,17 A	0,08 %	2011,94 A	230,75 V
AMKA 120	130	76,13 kW	109,88 A	22,31 A	1,68 %	1231,98 A	227,05 V
AMKA 120	198	63,44 kW	91,57 A	18,59 A	2,42 %	970,19 A	225,36 V
AMKA 70	229	57,10 kW	82,41 A	16,73 A	2,93 %	712,88 A	224,18 V
AMKA 70	273	50,75 kW	73,25 A	14,87 A	3,57 %	638,24 A	222,69 V
AMKA 70	367	44,41 kW	64,10 A	13,02 A	4,78 %	610,27 A	219,90 V
AMKA 70	403	31,72 kW	45,78 A	9,30 A	5,11 %	703,62 A	219,13 V
AMKA 70	473	25,38 kW	36,63 A	7,44 A	5,63 %	645,99 A	217,95 V
AMKA 70	515	19,03 kW	27,47 A	5,58 A	5,86 %	692,79 A	217,41 V
AMKA 70	569	12,69 kW	18,31 A	3,72 A	6,05 %	672,00 A	216,95 V
AXMK 4 x 25 S	602	6,34 kW	9,16 A	1,86 A	6,17 %	477,98 A	216,69 V

JÄNNITEBOOSTERI

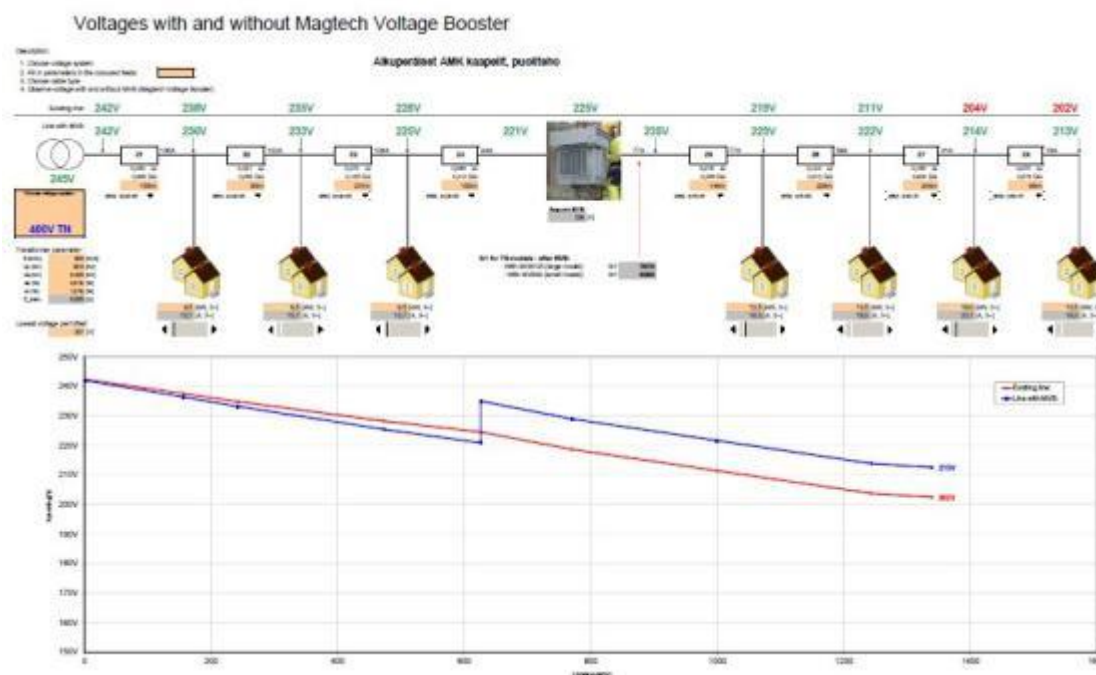
LIITE 7(1)

muuntaja sama kun 1 vaihtoehdossa 500 kVA. Jännitealenema ja yksivaiheinen oikosulkuvirta viimeiselle kuluttajalle lasketaan kaavoilla 4 ja 37.

$$U_h = I_p * l * R_v + I_q * l * X_v$$

$$I_{k1v} = \frac{0,95 * 3 * U_v}{\sqrt{(2 * R_M + R_{M0} + 3l(R_v + R_0))^2 + (2 * X_M + X_{M0} + l(2X_v + X_{v0} + 3X_0))^2}}$$

Tarkastellaan ensi tilannetta olemassa olevilla kaapeleilla, puolella teholla kuormitettuna. Tilanteet on esitetty MVB:n laskenta työkalulla laskettuna sekä vaiheittain excel taulukolla.

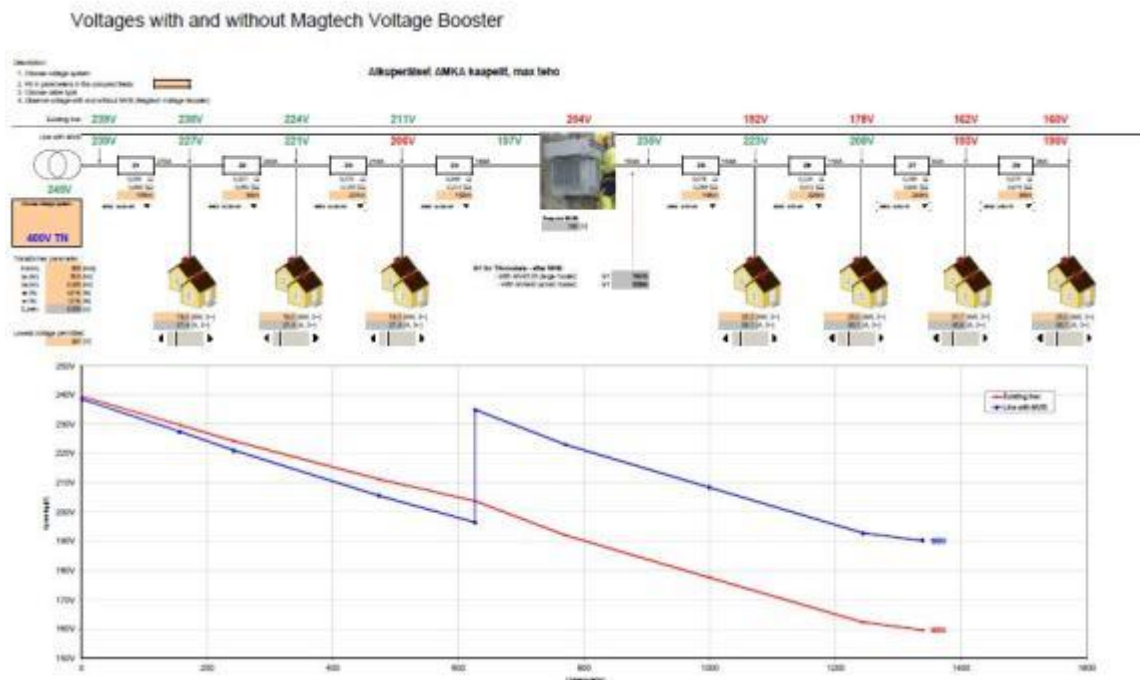


Excel taulukoissa on esitetty liittymispisteittäin käytetyt kaapelit, kuormitus ja laskettu liittymispisteen jännite, jännitealenema käyttäen liitteen 2 kaapeliarvoja (20 asetta), sekä laskettu kaavalla 37 pisteen yksivaiheinen oikosulkuvirta. Muuntajan arvot lasketaan on saatu liitteestä 1.

Boosteri MVB
 ITÄ HAARAN 1 kV syöttö 20/04
 20 vuoden kuluttua 3,22 kW/kuluttaja

Kaapeli	Pituus	Teho johto- osan lopussa	kuormitus vitta Ip	kuormitus vitta Iq	Jännite alenema Uh%	oikosulkuvi rta Ik 1v	Jännite liittymis pisteessä
AMKA 70 AMKA 70	34	83,72 kW	120,84 A	24,54 A	0,41 %	8829,99 A	229,99 V
AMKA 70 AMKA 70	157	80,50 kW	116,19 A	23,59 A	1,84 %	2865,51 A	226,68 V
AMKA 70 AMKA 70	243	74,06 kW	106,90 A	21,71 A	2,77 %	1921,36 A	224,55 V
AMKA 70 AMKA 70	279	70,84 kW	102,25 A	20,76 A	3,13 %	1687,63 A	223,70 V
AMKA 70 AMKA 70	355	70,84 kW	102,25 A	20,76 A	3,91 %	1342,29 A	221,90 V
AMKA 70 AMKA 70	388	67,62 kW	97,60 A	19,82 A	4,24 %	1232,65 A	221,16 V
AMKA 70 AMKA 70	438	64,40 kW	92,95 A	18,87 A	4,70 %	1096,82 A	220,08 V
AMKA 70 AMKA 70	474	64,40 kW	92,95 A	18,87 A	5,04 %	1016,17 A	219,31 V
AMKA 70 AMKA 70	554	61,18 kW	88,31 A	17,93 A	5,74 %	873,40 A	217,67 V
AMKA 70 AMKA 70	627	54,74 kW	79,01 A	16,04 A	6,32 %	774,11 A	216,33 V
BOOSTERI MVB160							
AMKA 70	659	51,52 kW	74,36 A	15,10 A	0,48 %	703,94 A	233,90 V
AMKA 70	695	48,30 kW	69,72 A	14,16 A	0,98 %	638,78 A	232,74 V
AMKA 70	736	45,08 kW	65,07 A	13,21 A	1,51 %	577,86 A	231,50 V
AMKA 70	771	41,86 kW	60,42 A	12,27 A	1,94 %	534,35 A	230,52 V
AMKA 70	777	41,86 kW	60,42 A	12,27 A	2,01 %	527,54 A	230,35 V
AMKA 70	901	38,64 kW	55,77 A	11,32 A	3,40 %	417,55 A	227,15 V
AMKA 70	969	32,20 kW	46,48 A	9,44 A	4,03 %	374,71 A	225,69 V
AMKA 70	1000	28,98 kW	41,83 A	8,49 A	4,29 %	357,96 A	225,09 V
AMKA 70	1044	25,76 kW	37,18 A	7,55 A	4,62 %	336,61 A	224,33 V
AMKA 70	1138	22,54 kW	32,53 A	6,61 A	5,23 %	298,56 A	222,92 V
AMKA 70	1174	16,10 kW	23,24 A	4,72 A	5,40 %	286,17 A	222,53 V
AMKA 70	1244	12,88 kW	18,59 A	3,77 A	5,66 %	264,81 A	221,93 V
AMKA 70	1286	9,66 kW	13,94 A	2,83 A	5,78 %	253,46 A	221,66 V
AMKA 70	1340	6,44 kW	9,30 A	1,89 A	5,88 %	240,21 A	221,42 V
AXMK 4 x 25 S	1373	3,22 kW	4,65 A	0,94 A	5,94 %	219,69 A	221,29 V

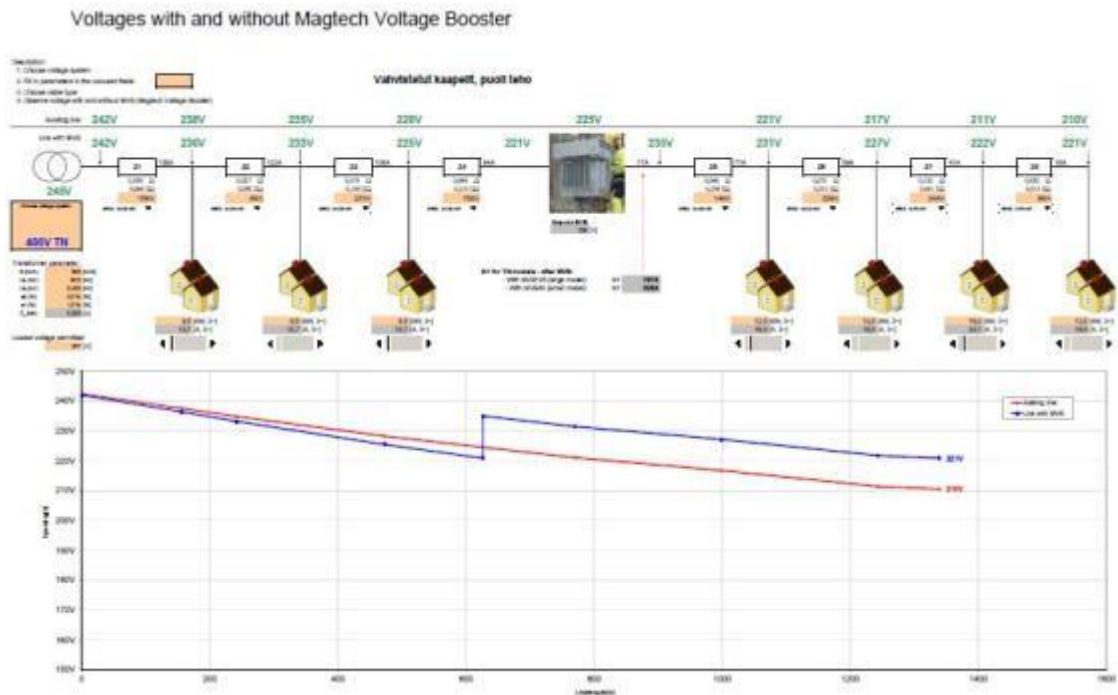
Seuraavassa taulukossa tarkastellaan jännitealenemaan täydellä kuormalla.



Boosteri MVB
ITÄ HAARAN 1 kV syöttö 20/04
20 vuoden kuluttua 6,344 kW/kuluttaja

Kaapeli	Pituus	Teho johto- osan lopussa	kuormitus vitta I _p	kuormitus vitta I _q	Jännite alenema Uh%	oikosulkuv rta I _k 1v	Jännite liittymis pisteessä
AMKA 70 AMKA 70	34	164,94 kW	238,08 A	48,34 A	0,81 %	8829,99 A	229,07 V
AMKA 70 AMKA 70	157	158,60 kW	228,92 A	46,48 A	3,63 %	2865,51 A	222,55 V
AMKA 70 AMKA 70	243	145,91 kW	210,61 A	42,76 A	5,45 %	1921,36 A	218,35 V
AMKA 70 AMKA 70	279	139,57 kW	201,45 A	40,90 A	6,17 %	1687,63 A	216,68 V
AMKA 70 AMKA 70	355	139,57 kW	201,45 A	40,90 A	7,71 %	1342,29 A	213,13 V
AMKA 70 AMKA 70	388	133,22 kW	192,29 A	39,05 A	8,34 %	1232,65 A	211,66 V
AMKA 70 AMKA 70	438	126,88 kW	183,14 A	37,19 A	9,26 %	1096,82 A	209,54 V
AMKA 70 AMKA 70	474	126,88 kW	183,14 A	37,19 A	9,92 %	1016,17 A	208,02 V
AMKA 70 AMKA 70	554	120,54 kW	173,98 A	35,33 A	11,32 %	873,40 A	204,80 V
AMKA 70 AMKA 70	627	107,85 kW	155,67 A	31,61 A	12,46 %	774,11 A	202,17 V
BOOSTERI MVB160							
AMKA 70	659	101,50 kW	146,51 A	29,75 A	0,94 %	703,94 A	232,83 V
AMKA 70	695	95,16 kW	137,35 A	27,89 A	1,93 %	638,78 A	230,54 V
AMKA 70	736	88,82 kW	128,19 A	26,03 A	2,98 %	577,86 A	228,11 V
AMKA 70	771	82,47 kW	119,04 A	24,17 A	3,82 %	534,35 A	226,18 V
AMKA 70	777	82,47 kW	119,04 A	24,17 A	3,96 %	527,54 A	225,85 V
AMKA 70	901	76,13 kW	109,88 A	22,31 A	6,69 %	417,55 A	219,54 V
AMKA 70	969	63,44 kW	91,57 A	18,59 A	7,94 %	374,71 A	216,66 V
AMKA 70	1000	57,10 kW	82,41 A	16,73 A	8,45 %	357,96 A	215,47 V
AMKA 70	1044	50,75 kW	73,25 A	14,87 A	9,10 %	336,61 A	213,98 V
AMKA 70	1138	44,41 kW	64,10 A	13,02 A	10,31 %	298,56 A	211,19 V
AMKA 70	1174	31,72 kW	45,78 A	9,30 A	10,64 %	286,17 A	210,43 V
AMKA 70	1244	25,38 kW	36,63 A	7,44 A	11,15 %	264,81 A	209,24 V
AMKA 70	1286	19,03 kW	27,47 A	5,58 A	11,38 %	253,46 A	208,71 V
AMKA 70	1340	12,69 kW	18,31 A	3,72 A	11,58 %	240,21 A	208,25 V
AXMK 4 x 25 S	1373	6,34 kW	9,16 A	1,86 A	11,70 %	219,69 A	207,98 V

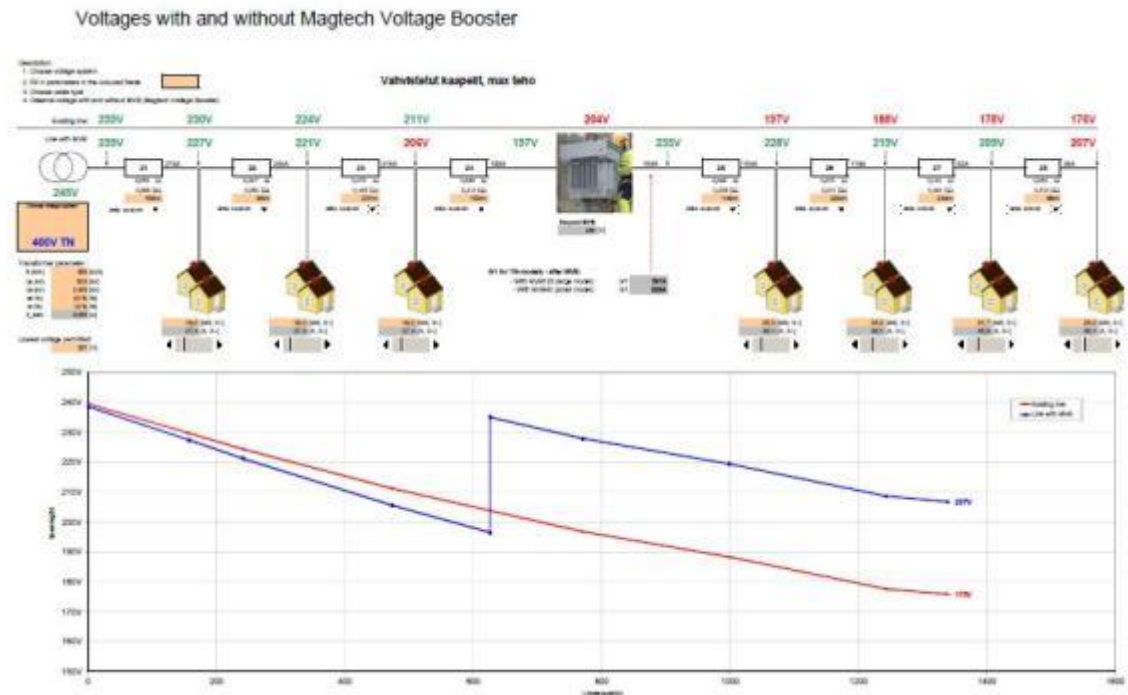
Vahvistetaan kaapeleita siten että saadaan viimeiselle kuluttajalla jännitealenema sallittuun tasoon. Seuraavassa on esitetty laskelma puolella teholla.



Boosteri MVB
ITÄ HAARAN 1 kV syöttö 20/04
20 vuoden kuluttua 3,22 kW/kuluttaja

Kaapeli	Pituus	Teho johto- osan lopussa	kuormitus vitta Ip	kuormitus vitta Iq	Jännite alenema Uh%	oikosulkuvi rta Ik 1v	Jännite liittymis pisteessä
AMKA 120 AMKA 120	34	83,72 kW	120,84 A	24,54 A	0,25 %	9785,21 A	230,37 V
AMKA 120 AMKA 120	157	80,50 kW	116,19 A	23,59 A	1,09 %	3558,24 A	228,43 V
AMKA 120 AMKA 120	243	74,06 kW	106,90 A	21,71 A	1,63 %	2423,44 A	227,18 V
AMKA 120 AMKA 120	279	70,84 kW	102,25 A	20,76 A	1,84 %	2136,49 A	226,69 V
AMKA 120 AMKA 120	355	70,84 kW	102,25 A	20,76 A	2,30 %	1708,32 A	225,63 V
AMKA 120 AMKA 120	388	67,62 kW	97,60 A	19,82 A	2,49 %	1571,36 A	225,19 V
AMKA 120 AMKA 120	438	64,40 kW	92,95 A	18,87 A	2,76 %	1401,02 A	224,56 V
AMKA 120 AMKA 120	474	64,40 kW	92,95 A	18,87 A	2,96 %	1299,53 A	224,11 V
AMKA 120 AMKA 120	554	61,18 kW	88,31 A	17,93 A	3,37 %	1119,24 A	223,15 V
AMKA 120 AMKA 120	627	54,74 kW	79,01 A	16,04 A	3,71 %	993,41 A	222,37 V
BOOSTERI MVB160							
AMKA 120	659	51,52 kW	74,36 A	15,10 A	0,28 %	904,24 A	234,35 V
AMKA 120	695	48,30 kW	69,72 A	14,16 A	0,57 %	821,29 A	233,67 V
AMKA 120	736	45,08 kW	65,07 A	13,21 A	0,89 %	743,59 A	232,95 V
AMKA 120	771	41,86 kW	60,42 A	12,27 A	1,14 %	688,01 A	232,38 V
AMKA 120	777	41,86 kW	60,42 A	12,27 A	1,18 %	679,31 A	232,28 V
AMKA 120	901	38,64 kW	55,77 A	11,32 A	1,99 %	538,49 A	230,40 V
AMKA 120	969	32,20 kW	46,48 A	9,44 A	2,36 %	483,51 A	229,54 V
AMKA 70	1000	28,98 kW	41,83 A	8,49 A	2,62 %	456,05 A	228,94 V
AMKA 70	1044	25,76 kW	37,18 A	7,55 A	2,95 %	422,03 A	228,19 V
AMKA 70	1138	22,54 kW	32,53 A	6,61 A	3,56 %	363,98 A	226,77 V
AMKA 70	1174	16,10 kW	23,24 A	4,72 A	3,73 %	345,76 A	226,38 V
AMKA 70	1244	12,88 kW	18,59 A	3,77 A	3,99 %	315,09 A	225,78 V
AMKA 70	1286	9,66 kW	13,94 A	2,83 A	4,11 %	299,16 A	225,51 V
AMKA 70	1340	6,44 kW	9,30 A	1,89 A	4,21 %	280,90 A	225,28 V
AXMK 4 x 25 S	1373	3,22 kW	4,65 A	0,94 A	4,27 %	253,33 A	225,14 V

Viimeisessä vaihtoehdossa on todettu jännitealemat uusituilla kaapeleilla ja täydellä kuormituksella.



Boosteri MVB
ITÄ HAARAN 1 kv syöttö 20/04
20 vuoden kuluttua 6,344 kW/kuluttaja, vahvistetut kaapelit

Kaapeli	Pituus	Teho johto- osan lopussa	kuormitus vitta lp	kuormitus vitta lq	Jännite alenema Uh%	oikosulkuvi rta lk 1v	Jännite liittymis pisteessä
AMKA 120 AMKA 120	34	164,94 kW	238,08 A	48,34 A	0,49 %	9785,21 A	229,82 V
AMKA 120 AMKA 120	157	158,60 kW	228,92 A	46,48 A	2,14 %	3558,24 A	226,00 V
AMKA 120 AMKA 120	243	145,91 kW	210,61 A	42,76 A	3,20 %	2423,44 A	223,54 V
AMKA 120 AMKA 120	279	139,57 kW	201,45 A	40,90 A	3,63 %	2136,49 A	222,56 V
AMKA 120 AMKA 120	355	139,57 kW	201,45 A	40,90 A	4,53 %	1708,32 A	220,48 V
AMKA 120 AMKA 120	388	133,22 kW	192,29 A	39,05 A	4,90 %	1571,36 A	219,62 V
AMKA 120 AMKA 120	438	126,88 kW	183,14 A	37,19 A	5,44 %	1401,02 A	218,38 V
AMKA 120 AMKA 120	474	126,88 kW	183,14 A	37,19 A	5,83 %	1299,53 A	217,48 V
AMKA 120 AMKA 120	554	120,54 kW	173,98 A	35,33 A	6,64 %	1119,24 A	215,60 V
AMKA 120 AMKA 120	627	107,85 kW	155,67 A	31,61 A	7,31 %	993,41 A	214,05 V
BOOSTERI MVB160							
AMKA 120	659	101,50 kW	146,51 A	29,75 A	0,55 %	904,24 A	233,73 V
AMKA 120	695	95,16 kW	137,35 A	27,89 A	1,13 %	821,29 A	232,39 V
AMKA 120	736	88,82 kW	128,19 A	26,03 A	1,75 %	743,59 A	230,96 V
AMKA 120	771	82,47 kW	119,04 A	24,17 A	2,24 %	688,01 A	229,83 V
AMKA 120	777	82,47 kW	119,04 A	24,17 A	2,32 %	679,31 A	229,64 V
AMKA 120	901	76,13 kW	109,88 A	22,31 A	3,92 %	538,49 A	225,94 V
AMKA 120	969	63,44 kW	91,57 A	18,59 A	4,65 %	483,51 A	224,25 V
AMKA 70	1000	57,10 kW	82,41 A	16,73 A	5,17 %	456,05 A	223,07 V
AMKA 70	1044	50,75 kW	73,25 A	14,87 A	5,81 %	422,03 A	221,58 V
AMKA 70	1138	44,41 kW	64,10 A	13,02 A	7,02 %	363,98 A	218,79 V
AMKA 70	1174	31,72 kW	45,78 A	9,30 A	7,35 %	345,76 A	218,02 V
AMKA 70	1244	25,38 kW	36,63 A	7,44 A	7,86 %	315,09 A	216,84 V
AMKA 70	1286	19,03 kW	27,47 A	5,58 A	8,09 %	299,16 A	216,30 V
AMKA 70	1340	12,69 kW	18,31 A	3,72 A	8,29 %	280,90 A	215,84 V
AXMK 4 x 25 S	1373	6,34 kW	9,16 A	1,86 A	8,41 %	253,33 A	215,58 V