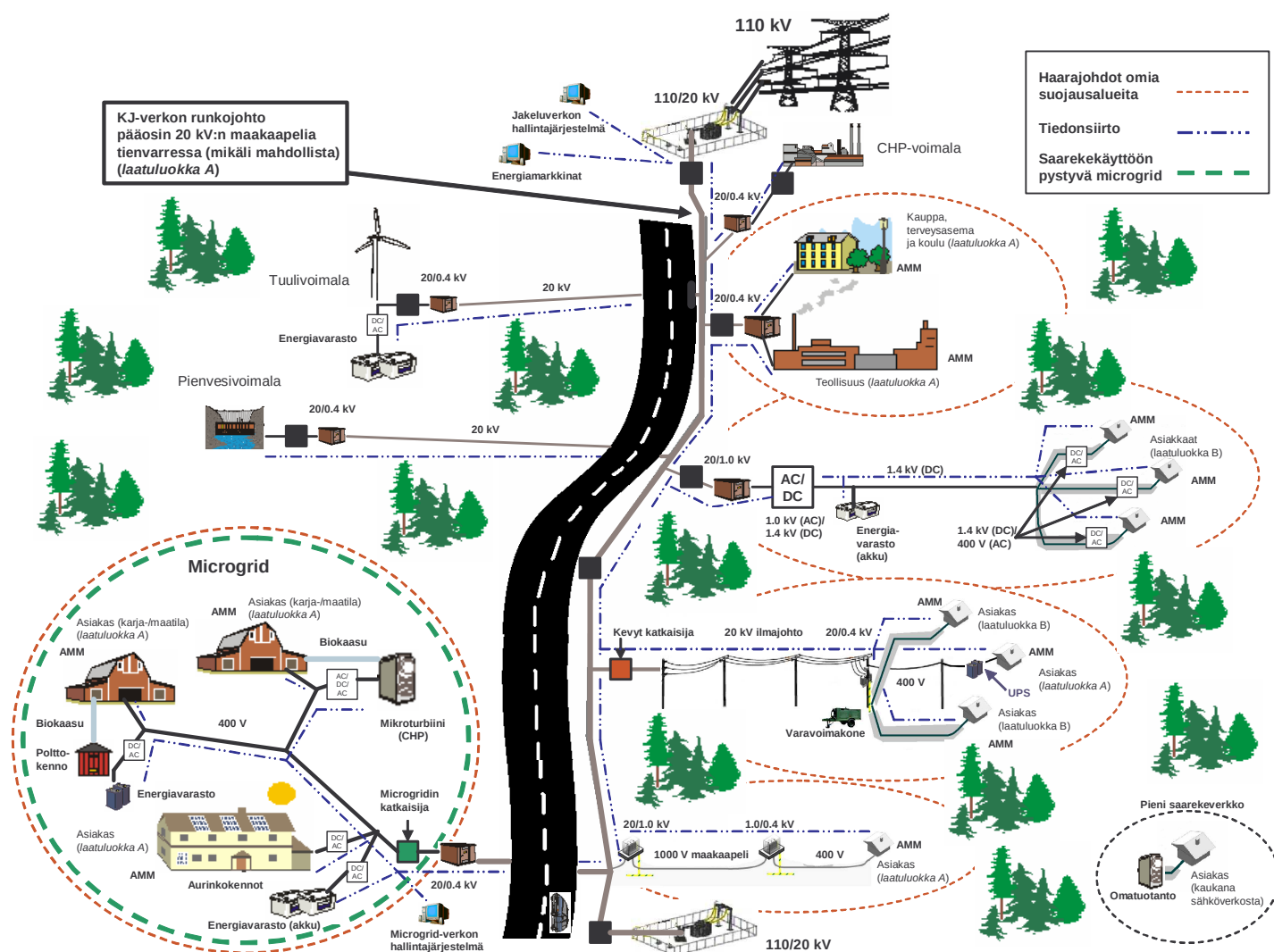




Verkkovisio 2030

Jakelu- ja alueverkkojen teknologiavisio

Lauri Kumpulainen, Hannu Laaksonen, Risto Komulainen, Antti Martikainen, Matti Lehtonen, Pirjo Heine, Antti Silvast, Peter Imris, Jarmo Partanen, Jukka Lassila, Tero Kaipia, Satu Viljainen, Pekka Verho, Pertti Järventausta, Kimmo Kivikko, Kimmo Kauhaniemi, Henry Långland, Hannu Saaristo

ISBN 951-38- (nid.)
ISSN 1235-0605 (nid.)

ISBN 951-38- (URL: <http://www.vtt.fi/publications/index.jsp>)
ISSN 1455-0865 (URL: <http://www.vtt.fi/publications/index.jsp>)

Copyright © VTT 2006

JULKAISIJA – UTGIVARE – PUBLISHER

VTT, Vuorimiehentie 3, PL 1000, 02044 VTT
puh. vaihde 020 722 111, faksi 020 722 4374

VTT, Bergsmansvägen 3, PB 1000, 02044 VTT
tel. växel 020 722 111, fax 020 722 4374

VTT Technical Research Centre of Finland, Vuorimiehentie 3, P.O.Box 1000, FI-02044 VTT, Finland
phone internat. +358 20 722 111, fax + 358 20 722 4374

Toimitus

Otamedia Oy, Espoo 2006

Lauri Kumpulainen, Hannu Laaksonen, Risto Komulainen, Antti Martikainen, Matti Lehtonen, Pirjo Heine, Antti Silvast, Peter Imris, Jarmo Partanen, Jukka Lassila, Tero Kaipia, Satu Viljainen, Pekka Verho, Pertti Järventausta, Kimmo Kivikko, Kimmo Kauhaniemi, Henry Lågland, Hannu Saaristo. Verkkovisio 2030 Jakelu- ja alueverkkojen teknologiavisio. [Visionary network 2030, Technology vision for future distribution network]. Espoo 2006. VTT Tiedotteita – Research Notes xxx.84 s.

Avainsanat distribution network, vision, power distribution, scenario, network development

Tiivistelmä

Tutkimuksessa tavoiteltiin pitkän aikavälin visiota verkkojen teknologiasta lähivuosina tarpeellisten laajamittaisten muutostöiden sekä tarvittavien T&K hankkeiden pohjaksi. Hankkeessa tarkasteltiin lyhyesti verkkojen nykytila sekä luotiin skenaarioita toimintaympäristön muutoksista ja käytettävistä teknologioista. Kansainvälinen näkökulma luotiin muualla jo toteutettujen ratkaisujen ja tulevaisuuden tekniikoiden selvittämiseksi.

Keskitetyn sähköntuotannon uskotaan säilyvän hallitsevana, mutta ajan myötä hajautetun tuotannon osuuden ennustetaan kasvavan ennalta vaikeasti ennakoitavasti. Erityinen epävarmuus liittyy tulevaisuuden regulaatioon.

Tulevaisuudessa sähkönjakeluverkoilta odotetaan nykyistä parempaa luotettavuutta ja suurihäiriöiden vähenemistä kohtuukustannuksin. Ilmastomuutoksen vaikutukset ympäristöolosuhteisiin ja kyllästysaineiden käyttöön tulleet rajoitukset hankaloittavat erityisesti metsiin sijoitettujen ilmajohtojen asemaa. Haja-asutusalueilla myös verkkojen ikääntyminen on ongelma. Kaupunki- ja alueverkoissa puolestaan maankäyttö- ja ympäristökysymykset muuttuvat yhä haastavammiksi, ja kasvualueiden sähkönkäytön lisääntyminen edellyttää verkkojen vahvistamista.

Tutkimus tuotti valikoiman teknologisia ratkaisuja. Olemassa olevan tekniikan lisäksi useita uudentyyppisiä ratkaisuja tuotiin esille. Keskeisiä periaatteita tulevaisuuden verkoissa uskotaan olevan nykyistä runsaampi kaapelointi, pitkälle viety tietoliikenteen hyödyntäminen ja verkostoautomaatio, merkittävästi pienemmät suojausalueet sekä uudet rakenneratkaisut. Pitkällä aikavälillä hajautetun tuotannon mahdollistamaisten saarekekäyttöjen sekä tehoelektroniikan tarjoamien täysin uusien verkkoratkaisujen odotetaan parantavan sähkön laatua ja kustannustehokkuutta. Periaatteellisenä ratkaisuna hyväksyttäneen erilaisiin laatuluokkiin perustuva verkon suunnittelu.

Lauri Kumpulainen, Hannu Laaksonen, Risto Komulainen, Antti Martikainen, Matti Lehtonen, Pirjo Heine, Antti Silvast, Peter Imris, Jarmo Partanen, Jukka Lassila, Tero Kaipia, Satu Viljainen, Pekka Verho, Pertti Järventausta, Kimmo Kivikko, Kimmo Kauhaniemi, Henry Lågland, Hannu Saaristo. Verkkovisio 2030 Jakelu- ja alueverkkojen teknologiavisio. [Visionary network 2030, Technology vision for future distribution network]. Espoo 2006. VTT Tiedotteita – Research Notes xxx.84 s.

Avainsanat distribution network, vision, power distribution, scenario, network development

Abstract

Objective of this research was to create the long term vision of a distribution network technology to be used for the near future rebuild and necessary R&D efforts. Present status of the grid was briefly handled and created scenarios for the operational environment changes and available technology International view was used for getting familiar with the present solutions and future expectations in other countries.

Centralised power generation is supposed to form the majority, but also the distributed generation will play more and more important role, which is hard to predict due to the uncertainty of the development of the regulation.

Higher reliability and safety in major faults are expected from the future network with the reasonable costs. Impact of the climate change and impregnant using restrictions cause difficulties especially for the overhead lines in the forests. In the rural network also the ageing is the problem. For the urban networks the land usage and environmental issues get more challenging and the network reinforcement is necessary due to the increased use of electricity.

As a result several technical solutions are available. Additions to the technology today, several new solutions were introduced. Important solutions in the future network are supposed to be the wide range of underground cable, high degree utilisation of the communication and network automation solutions, considerable shorter protection zones and new layout solution. In a long run the islanding enabled by the distributed energy systems and totally new network structures and solutions based on power electronics are supposed to improve the power quality and profitability. Separate quality classes in network design principally are also supposed to be approved.

Getting into the vision needs also the Roadmap project, which coordinates and focuses the development of the industry. So the limited national development resources can be effectively utilised. A coordinated national development work gives also a good basis for the international development participation and also for success of the Finnish technology industry

Alkusanat

Sähköverkkojen tulevaisuudenkuvaa hahmottava hanke nähtiin alan toimijoiden keskuudessa tarpeelliseksi. Omaisuuden hallinta ja verkkojen tekninen uudistustarve edellyttää pitkän aikavälin visiota ja kokonaisnäkemyistä verkkojen teknologiasta ja kehittämismahdollisuuksista. Koska verkkojen elinkaaret ovat kymmenien vuosien pituisia, tämän päivän investointiratkaisut vaikuttavat hyvin kauas tulevaisuuteen.

Vision saavuttamiseksi todettiin toimialan kehitystä ohjaava ja koordinoiva tiekarttahanke tarpeelliseksi, jotta alan kansalliset kehitysvaimavarat voidaan hyödyntää tehokkaasti. Koordinoidusti etenevä kansallinen kehitystyö luo myös edellytykset vaikuttaa kansainväliseen kehitykseen ja tukea suomalaisen teknologiateollisuuden menestymisen mahdollisuuksia

Puolitoista vuotta kestäneen hankkeen rahoitukseen ja johtoryhmätyöhön osallistuivat Tekesin lisäksi ABB Oy, Ensto Sekko Oy, Fortum Sähkönsiirto Oy, Helsingin Energia, Oy Merinova Ab, Suur-Savon Sähkö Oy, SVK-pooli, Energiateollisuus ry, Vaasan Sähköverkko Oy, Vattenfall Verkko Oy sekä VTT. Hankkeen koordinaatiostuu oli VTT:llä. ja muut tutkimusosapuolet olivat Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Tampereen teknillinen yliopisto, Teknillinen korkeakoulu ja Vaasan yliopisto.

Toteutus muodostui erillisistä osatutkimuksista, tutustumiskäyneistä ulkomaisten toimijoiden luona ja useista vilkkaista workshoppeista. Hankkeessa työskennelleiden tutkijoiden ja professoreiden lisäksi workshoppeissa alustivat Aki Laurila (Fingrid Oyj), Markku Hyvärinen, Jussi Palola (HelenVerkko), Raili Alanen, Osmo Auvinen (VTT), Erkki Antila, Tapio Hakola (ABB), Juha-Heikki Etula (E.ON Finland Oyj), Ali Harlin, Hannu H. Kari, Erkki Lakervi (TKK), Markku Orpana (SiP Technologies Oy), Ilkka Halme (Parikkalan Valo Oy), Antti Pitkänen (JT-Millennium), Pertti Silventoinen (LTY), Juha Lohjala (Suur-Savon Sähkö Oy), Kimmo Kivikko, Terttu Pakarinen, Sami Repo, Heikki Tuusa, Seppo Valkealahti (TTY), Veli-Pekka Nurmi (Länsi-Suomen lääninhallitus), Tapio Potila (Eltel Networks Oy), Matti Jauhiainen (Huoltovarmuuskeskus), Markku Vänskä (Vattenfall Verkko Oy), Jyrki Luukkanen (Tulevaisuuden tutkimuskeskus, Turun kauppakorkeakoulu), Aimo Rinta-Opas (Koillis-Satakunnan Sähkö Oy), Hannu Katajamäki (VY) ja Philip Lewis (VaasaEmg)

Kiitämme kaikkia osallistuneita tahoja ja henkilöitä arvokkaasta panoksesta.

Kirjoittajat

Sisällysluettelo

Alkusanat	5
1. Johdanto	8
1.1 Tutkimuksen lähtökohdat ja tavoitteet	8
1.2 Tutkimuksen rahoitus ja toteutus	8
2. Suomen verkkojen nykytila	10
2.1 Yleistä.....	10
2.2 Haja-asutusalueiden verkot	10
2.3 Taajamaverkot	11
2.4 Alueverkot	11
2.5 Kansainväliset luotettavuusvertailut.....	12
3. Muiden maiden ratkaisuja ja visioita	13
3.1 Älykkäät komponentit ja järjestelmät.....	14
3.2 Vyöhykkeisiin jako keinona suojauksen ja jakeluvarmuuden parantamiseksi.16	
3.2.1 Vyöhykkeiden hyödyntäminen suojauksessa.....	16
3.2.2 Vikatilanteiden hallinta	19
3.3 Kaapelointi	20
3.3.1 Kaapelointiasteen nostaminen.....	20
3.3.2 Kaapeliverkon vaatimat uudet tekniset ratkaisut	21
3.3.3 Maaseutujakelun kevyt kaapeliverkko	22
3.3.4 Network.....	23
4. Toimintaympäristön skenaariot	24
4.1 Yhteiskunnan kehittämiseen liittyviä skenaarioita.....	25
4.2 Energian tuotannon skenaarioita sähkönjakelun näkökulmasta	26
4.3 Sähköhuollon luotettavuuteen liittyviä skenaarioita	27
4.4 Ympäristökysymyksiin ja ilmastonmuutokseen liittyviä skenaarioita	29
4.5 Sähkönjakelun liiketoimintaympäristö	30
5. Teknologiaskenaariot ja -ratkaisut	33
5.1 Teknisiä vaihtoehtoja verkoston kehittämisessä	33
5.1.1 Kevyet sähköasemat.....	34
5.1.2 Kevyt 110 kV johto	35
5.1.3 Kaapelointi	36
5.1.4 Pienjännitekaapelien auroaminen.....	38
5.1.5 Päälystetty avojohto >PAS)	38
5.1.6 Tienvarteen rakentaminen	40

5.1.7	1000 V sähköjakelu.....	41
5.1.8	Pylväskatkaisijat.....	43
5.1.9	Kauko-ohjattavat erottimet.....	44
5.1.10	Varayhteyksien rakentaminen.....	45
5.1.11	Valvomoautomaatio	46
5.1.12	Maasulkuvirran sammutus	47
5.1.13	Varavoima	48
5.1.14	Microgrid-verkot	49
5.1.15	Yhteistyö muiden organisaatioiden kanssa	50
5.1.16	Tehoelektroniikka sähköjakelussa	52
5.2	Visioista toteutukseen.....	56
6.	Tulevaisuuden verkkoratkaisuja ja niiden evaluointia.....	58
6.1	Verkkovisioita tarkempaa analysointia varten	58
6.1.1	Kaupunkijakeluverkko 1: PJ-varmennettu.....	59
6.1.2	Kaupunkijakeluverkko 2: KJ-varmennettu	60
6.1.3	Kaupunkijakeluverkko 3: DC-varmennettu	61
6.1.4	Haja-asutusverkko 1: 3-vaiheinen.....	62
6.1.5	Haja-asutusverkko 2: Yksivaiheinen KJ-verkko.....	63
6.1.6	Haja-asutusverkko 3: Kaksi KJ-jännitetasoa	64
6.1.7	Yhteenvedo	64
6.2	Verkkovaihtoehtojen taloudellisuuden arviointia.....	65
6.2.1	Taloudellisuuskalkulaatioiden perusteista	65
6.2.2	Laskentatuloksia.....	67
6.2.3	Toinen verkkoratkaisujen kustannustarkastelu	73
7.	Verkkovisio.....	76
7.1	Tulevaisuuden verkoille asetettavia tavoitteita	76
7.2	Haja-asutusalueen verkkovisio	76
7.3	Kaupunki- ja alueverkkojen visio.....	81
7.4	Kehitykseen vaikuttavia epävarmuustekijöitä.....	83
8.	Verkkojen Technology Roadmap	84
	Lähdeluettelo	85
	Projektin tuottamat tulokset ja raportit	87

1. Johdanto

1.1 Tutkimuksen lähtökohdat ja tavoitteet

Tutkimuksen suunnittelu käynnistettiin lähtien näkemyksestä, että verkkojen ikääntymisestä ja sähkönjakelun luotettavuusvaatimusten kiristymisen vuoksi on syntynyt tarve verkkojen laajamittaiselle uudistamiselle. Koska verkkojen elinkaaret ovat erittäin pitkiä ja koska nykytekniikalla ei päästä toivottuun suorituskykyyn, tarvitaan pitkän aikavälin visio ja kokonaisnäkemykset verkkojen teknologiasta, jotta tulevat investoinnit ovat oikean suuntaisia.

Tutkimuksessa nähtiin tärkeäksi luoda skenaarioita toimintaympäristön muutoksista, koska verkkojen teknologiset ratkaisut tehdään niille asetettavien vaatimusten pohjalta. Samoin korostettiin kansainvälisen näkökulman merkitystä. Tavoitteena oli selvittää sekä muualla jo käytössä olevia ratkaisuja että visioita tulevaisuuden tekniikoista.

Yksi projektin tavoitteista oli kehittää menetelmälusta, jonka avulla erilaisten uusien teknologiaratkaisujen hyödynnettävyyttä voidaan objektiivisesti arvioida ja jonka avulla eri teknologioiden strategiset kehityskohteet voidaan tunnistaa.

Hankkeen keskeisiin tavoitteisiin kuului myös laajemman tutkimuskokonaisuuden tarpeen selvittäminen. Visiohankkeen pohjalta voidaan tarvittaessa koota laajapohjainen, useita tutkimusyksiköitä ja teollisuutta verkottava hankekokonaisuus myöhemmin toteutettavaksi Roadmap-projektiksi.

1.2 Tutkimuksen rahoitus ja toteutus

Tutkimus toteutettiin Tekesin ryhmähankkeena, jossa koordinaatiovastuu oli VTT:llä. Muut tutkimusosapuolet olivat Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Tampereen teknillinen yliopisto, Teknillinen korkeakoulu ja Vaasan yliopisto.

Projektin rahoittivat Tekesin lisäksi ABB Oy, Ensto Sekko Oy, Fortum Sähkönsiirto Oy, Helsingin Energia, Oy Merinova Ab, Suur-Savon Sähkö Oy, SVK-pooli, Energiateollisuus ry, Vaasan Sähköverkko Oy, Vattenfall Verkko Oy ja VTT.

Projektin johtoryhmä on esitetty taulukossa 1 ja yliopistojen vastuuhenkilöt taulukossa 2.

Taulukko 1. Projektin johtoryhmä

nimi	organisaatio
Erkki Antila (puheenjohtaja)	ABB Oy
Jari Eklund	Tekes
Kari Noponen	Vattenfall Verkko Oy
Juha Lohjala	Suur-Savon Sähkö Oy (Atro, Pohjois-Karjalan Sähkö, Kymenlaakson Sähkö)
Juha Rintamäki	Vaasan Sähköverkko Oy
Kari Luoma	Oy Merinova AB
Osmo Huhtala	Fortum Sähkön siirto Oy ja SVK -pooli
Taisto Lehonmaa	Suomen Energia-Urakointi Oy
Markku Hyvärinen	Helsingin Energia
Tuomas Antikainen	Ensto Sekko Oy
Elina Lehtomäki	Energiateollisuus ry
Lauri Kumpulainen (tutkimuksen koordinaattori)	VTT (edusti johtoryhmässä myös yliopistoja)

Taulukko 2. Yliopistojen vastuuhenkilöt projektissa.

Matti Lehtonen	TKK
Jarmo Partanen	LTY
Pekka Verho	TTY
Kimmo Kauhaniemi	VY

Tutkimuksen toteutustapoihin kuuluivat olennaisina osina tutustumismatkat ulkomaille sekä workshopit. Tutustumismatkojen kohdemaita olivat Saksa, Ruotsi, Yhdysvallat, Kanada ja Irlanti. Workshop-tilaisuuksia järjestettiin Vaasassa, Tampereella, Lappeenrannassa ja Espoossa. Kuhunkin niistä otti osaa 40..80 henkilöä.

2. Suomen verkkojen nykytila

2.1 Yleistä

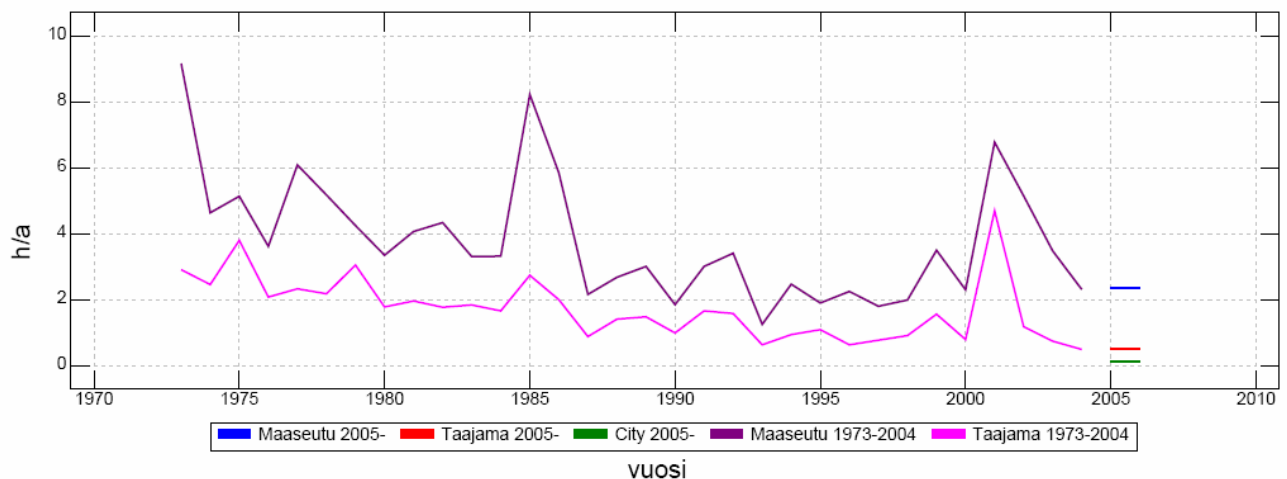
Nykytilan arvio laadittiin haastattelujen ja kirjallisuustutkimuksen perusteella. Haastateltavina oli kaikkiaan 15 verkko- tai verkonrakennusyrityksen edustajaa. Haja-asutusalueen verkkojen ja taajama-alueen ongelmat ovat selvästi toisistaan poikkeavia.

2.2 Haja-asutusalueiden verkot

Maaseutuverkkojen kysymyksistä nousi odotusten mukaisesti selvästi esille kaksi pääongelmaa:

1. keskijänniteavojohdot ovat erityisesti metsiin sijoitettuna erittäin vika-alttiita, yhteisvika-alttius myrskyjen seurauksena on merkittävä.
2. keskijännitejohdoista suuri osa on rakennettu 30..50 vuotta sitten, ja nyt suuri osa pylväistä on ikääntymässä

Asiakkaan keskimääräinen vikakeskeytysaika h/a vuosina 1973-2005, ei jälleenkytkentöjä



Kuva 2.1. Keskimääräisen häiriökeskeytysajan kehitys 1972..2005 (Energiateollisuus 2006)

2.3 Taajamaverkot

Kuormituksen kasvu taajamissa vaihtelee, on sekä selvästi kasvavan kuormituksen alueita että vakiintuneen kuormituksen alueita. Kuormituksen kasvusta aiheutuva siirtokyvyn parantamisen tarve oli ainoa selvästi esille noussut sähkötekkinen ongelma. Tällä hetkellä ajankohtaisempi ongelmia ovat ympäristön aiheuttamat haasteet, erityisesti tilankäytön ongelmat. Myös muut ympäristövaikutukset ovat taajamissa korostuneet. Uusi haaste taajamaverkoissa on jäähdytyskuorman kasvu ja siitä seurannut tarve parantaa jakelumuuntamoiden jäähdytystä. Tämä näkyy varsinkin suurkaupunkien keskusta-alueilla myös kuormitushuipun ajoittumisessa kesään, jolloin muuntajien jäähdytysolosuhteet ovat huonoimmillaan.

Taajamaverkoissa ikääntymisestä aiheutuva verkon laajamittainen uudistamistarve ajoittuu myöhempään kuin haja-asutusalueiden verkoissa. Nopean ja jatkuvan kuorman kasvun alueilla (kasvukeskukset) verkko uusiutuu lisäksi paljolti jo kasvunkin seurauksena. Verkostokomponenttien todellisesta käyttöiästä ei kuitenkaan ole toistaiseksi riittävästi tietoa. Primääriverkon ja toisiolaitteiden ja tietojärjestelmien elinkaaret poikkeavat toisistaan huomattavasti.

2.4 Alueverkot

Alueverkoissa ei yleisesti nähty erityisen suuria ajankohtaisia ongelmia lukuun ottamatta ulkoisia paineita johtoja ja muita verkon rakenteita kohtaan. Johdot ovat puuvarmoina käyttövarmoja, samoin sähköasemat ovat osoittautuneet luotettaviksi. Päämuuntajien ikääntymisen katsottiin aiheuttavan riskien kasvamista. Maankäytön ongelmat ja ympäristökysymysten korostuminen ovat vaikeuttamassa uusien johtoyhteyksien rakentamista, mutta myös olemassa olevia johtoja kohtaan on olemassa uhkia.

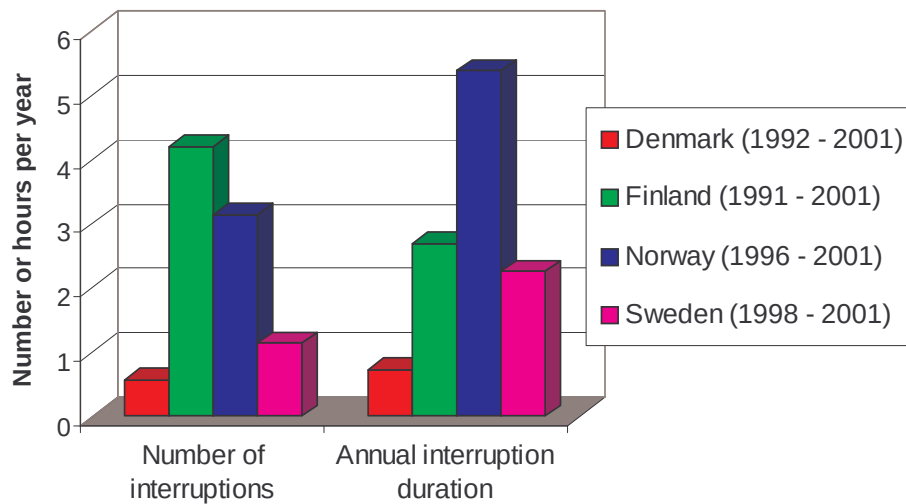
Kuormituksen jatkuva kasvu näkyy myös alueverkoissa. Kasvua on sekä kasvukeskuk-sissa että haja-asutusalueella. Pysyvän asutuksen vähetessä maaseutualueiden kuormitusta kasvattaa lisääntyvä vapaa-ajan asutus. Sähköntuotannon sijoittumisen ja tuotantomuotojen vaikea ennakoitavuus on tuonut epävarmuustekijän siirtoverkon pitkäjänteiseen kehittämiseen.

2.5 Kansainväliset luotettavuusvertailut

Kansainväliset, tilastoihin perustuvat vertailut, joita löytyy esimerkiksi viitteistä (Heggset et al. 2004, Singh 2005 ja Kjølle 2006), antavat seuraavan suuntaista tietoa Suomen jakeluverkkojen tilasta:

- Luotettavuus on tällä hetkellä eurooppalaisittain korkeintaan keskitasoa
- Vuosittainen vaihtelu paljastaa Suomen verkkojen alttiuden ilmastollisille häiriöille
- Suomessa suojausalueet ovat suuria, minkä vuoksi yksittäisen vian aiheuttama häiriö näkyy hyvin laajalla alueella. Yleensä johtolähtöjen suojaus on täysin keskittynyt sähköasemalle.

Kuvassa 2.1 on esitetty pohjoismainen verkkojen luotettavuusvertailu.



Kuva 2.2. Pohjoismainen keskeytysten määrän ja keskeytysajan vertailu (Kjølle 2006).

3. Muiden maiden ratkaisuja ja visioita

Ulkomaiden verkkojen analyysissä on selvitetty valittujen maiden verkkoratkaisuista Suomen kannalta kiinnostavat ratkaisut. Tämän osuuden tuloksia on laajemmin esitelty omassa raportissaan (Lågland 2006).

Muiden maiden visioista ja teknologiatiekartoista tarkastelussa olivat mukana seuraavat hankkeet:

- Ruotsi, Elforsk: Vision 21. Sähköteollisuuden visio tulevaisuuden sähköverkosta.
- Ruotsi, Elforsk: Ett uthålligt elsystem för Sverige. Teknologioden ja tuotantomuotojen kehityksen ennustamisen.
- Norja, SINTEF: Distribution 2020. Vianhallinta, hajautetun tuotannon integrointi ja suojausstrategiat.
- USA, National Rural Electric Cooperative Association: Electric Cooperative Technology Solutions. Sähkönjakelun edullisuus, luotettavuus, nopea reagoiminen, kestävät ratkaisut ja elämän laatu.
- USA, Electric Power Research Institute: Electricity Technology Roadmap. Energiajakelujärjestelmän tuleva rakenne.
- EU, European Commission Directorate General for Research: Technology Platform for the Electricity Networks of the Future.
- Kanada, Capgemini ja CEA Technologies Inc.: Electric Distribution Utility Roadmap. Tulevaisuutta muodostavat tekijät ja tulevaisuuden jakeluyhtiöitä koskevat yhteiset aiheet.
- USA, National Electric Delivery Technologies: National Electric Delivery Technologies Roadmap.

Teknologioita joihin uskotaan ja joiden kehitykseen panostetaan ovat mm. älykkyys, informaatioteknologia, korkean lämpötilan suprajohtavuus, ja vetyteknologia. Tekniikan alueella panostetaan mm. suojaukseen, automaatioon, tehoelektroniikkaan, mikroverkkoihin., nopeaan simulointiin ja mallinnukseen. Tuotantopuolella uskotaan tuotantoportfolion laajentumiseen sekä hajautetun tuotannon ja energiavarastojen integrointiin. Verkkoratkaisuista on tutkittu yksinkertaisia, ilman redundanssia olevia verkkoja, redundanssilla varustettuja verkkoja, hybridiverkkoja sekä mikroverkkoja.

Tulokset kattavammin esittelevä raportti (Lågland 2006) on jaettu neljään osaan:

- nykyisiä ulkomaisia verkkoratkaisuja
- kehitteillä ja pilotoinnissa olevia ratkaisuja
- visioita ja visionäärisiä järjestelmiä

- Suomeen soveltuvat teknologiat

Seuraavassa on lyhyesti esitetty eräitä Suomeen soveltuvia nykyisiä ja tulevia teknologisia ratkaisuja, joita muualla on jo käytössä, pilotointivaiheessa tai tutkimuksen kohteena tai joihin ulkomailla käytettävä teknologia on antanut virikkeen.

Jakeluvarmuuden tunnuslukujen viime vuosien huono kehitys useissa maissa johtunee osittain poikkeuksellisten luonnonilmiöiden lisääntymisestä. Toisaalta avautuvien sähkömarkkinoiden myötä paine nostaa komponenttien ja järjestelmien kuormitustasoa on lisääntynyt. Myös älykkäiden kojeiden ja laitteiden, joiden tilaa pystytään seuraamaan, kuormitustasoa voidaan nostaa. Kuormitus- ja käyttöasteen nostaminen pitää kuitenkin keskijännitelähtötasolla johtaa useamman varasyöttöyhteyden käyttöön, jotta vikatilanteissa sähkön saanti olisi turvattu. Verkon kuormitusastetta nostettaessa verkkomuotoa ja verkon konfiguraatiota pitää myös tarkistaa, mikä käytännössä tarkoittaa mm. kytkinlaitteiden lisäämistä verkkoon

3.1 Älykkäät komponentit ja järjestelmät

Älykkyys komponenteissa ja järjestelmissä mahdollistaa järjestelmän tilaseurannan ja kokonaisoptimoinnin. Älykkäitä komponentteja ovat mm. itesuoajattu jakelumuntaja, älykäs sulake, älykäs muuntaja ja älykäs talokeskus. Visioissa mainittuja älykkäitä järjestelmiä taas ovat mm. itsekorjaava sähköverkko, älykäs jakelujärjestelmä, smart grid ja älykäs mittaus.

Esimerkiksi EPRI on patentoimassa älykkään muuntajan konseptia (IUT= intelligent universal transformer) (EPRI 2006). Älykäs muuntaja on modulaarinen, IGBT-komponenteista koostuva staattinen kytkinlaite jonka ominaisuuksia ovat seuraavat:

- säätää sekä jännitettä että tehokerrointa
- mahdollistaa AC yksivaihejakelun muuntamisen joko DC syötöksi, 400 Hz vaihtojännitesyötöksi tai normaaliksi kolmivaihesyötöksi
- parantaa jännitteen laatua
- toimii verkon älykkäänä solmuna ja järjestelmän kunnon valvojana
- modulaarisuuden ansiosta varaosatarve on pieni
- ei sisällä haitallisia nesteitä

Älykkään muuntajan konseptin kehittäminen alkoi vuonna 2004. Vuoden 2008 aikana julkaistaan raportti muuntajan lopullisesta rakenteesta ja tuotespesifikaatiosta (EPRI 2006).

Älykäs sähköverkko määritellään viitteessä (Spirae 2006) seuraavasti:

The name "Smart Grid" refers to a transformed electric power system that closely integrates the supply and demand sides of the electricity business with advanced communication, information, and control technologies.

Sähköverkon älykkyyden lisääminen merkitsee käytännössä lukuisten eri toimintojen ja toimilaitteiden saumatonta integrointia yhdeksi kokonaisuudeksi. Tämä asettaa omat vaatimuksensa käytettäville teknologioille sekä erityisesti järjestelmän eri osien väliselle kommunikaatiolle. Tietoliikenteen osalta IEC 61850 standardi luo alustan älykkään sähköverkon toteuttamiseksi (Antila 2006).

Älykkäisiin järjestelmiin liittyen Suomen kannalta avainasemassa on EU:n SmartGrids hanke. Rakennettavien sähköverkkojen käyttöikä on pitkä, ja ympärillä oleva teknologia kehittyy suhteellisen nopeasti, joten verkkoja rakennettaessa on vaikea ottaa huomioon kaikkia tulevaisuuden kehityssuuntia. Täten tärkein verkkoille asetettava vaatimus on niiden joustavuus. EU:n SmartGrids hankkeen mukaan joustavuus saavutetaan oikeilla teknisillä ratkaisuilla, rajapinnoilla, älykkyydellä ja avoimella ympäristöllä (taulukko 3.1).

Taulukko 3.1. Tulevaisuuden älykkäiden sähköverkkojen kulmakivet.

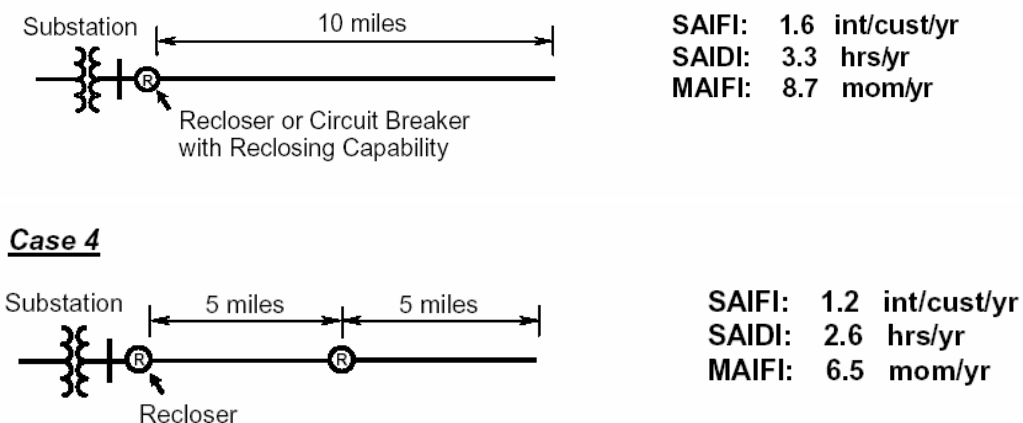
JOUSTAVUUS			
Tekniikka	Rajapinta	Avoin ympäristö	Älykkyys
Verkkorakenne Vianhallinta Sähkön jakelun laatu Hajautettu tuotanto Energian varastointi	Teho-elektroniikka	Harmonisointi Standardointi Lainsäädäntö	Informaatio-järjestelmät Tietojärjestelmät Telekommunikaatio-järjestelmät Suojausjärjestelmät

3.2 Vyöhykkeisiin jako keinona suojauksen ja jakeluvarmuuden parantamiseksi

Vyöhykkeisiin jako (sectionalization) tarkoittaa sitä, että johtolähtö varustetaan kytkinlaitteilla siten, että vikaantuneen verkon osan erottamisen seurauksena ilman sähköä jäävä lähdön osuus minimoituu. Sen lisäksi, että vyöhykkeisiin jako rajoittaa jakelukeskeytysten laajuutta minimoimalla ilman sähköä jäävien asiakkaiden lukumäärän, edellyttävät jo pelkät verkon hyvälle suojaukselle asetettavat vaatimukset usein vyöhykkeisiin jakoa.

3.2.1 Vyöhykkeiden hyödyntäminen suojauksessa

Runkojohto voidaan jakaa kahteen tai useampaan vyöhykkeeseen välikatkaisijoilla (Kuva 3.1). Keskeytystaajuutta ja keskimääräistä keskeytysaikaa kuvaavien tunnuslukujen SAIFI:n ja SAIDI:n lisäksi välikatkaisija parantaa myös hetkellisten keskeytysten taajuutta kuvaava tunnusluku MAIFI:a, koska johdon loppuosalla tapahtuvat viat eivät aiheuta jälleenkytkentöjä johdon alkupäässä. Ensimmäisen välikatkaisijan lisääminen tuottaa suurimman hyödyn, jonka suuruus teoreettisesti on 25 %:n SAIFI:n ja SAIDI:n parannus.



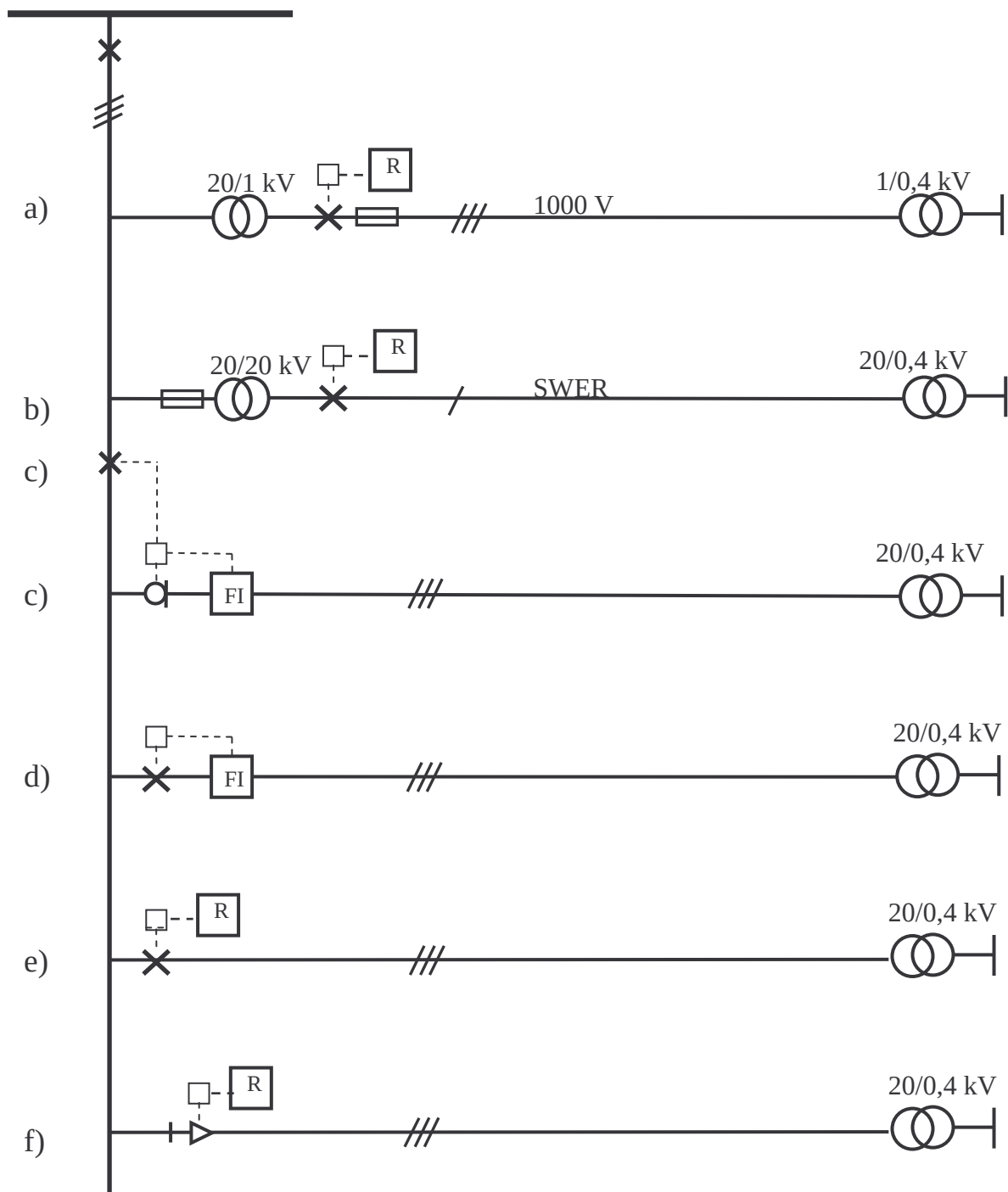
Kuva 3.1. Runkojohdon vyöhykkeeseen jaon vaikutus jakeluvarmuuden tunnuslukuihin (ABB).

Luontainen tapa lisätä vyöhykkeitä verkkoon on erottaa haarajohdot omiksi vyöhykkeikseen (kuva 3.2). 20 kV runkojohtoihin liittyvät haarajohdot voidaan rakentaa myös 1000 voltin järjestelmällä, jolloin haarajohto suojauksineen muodostaa oman suojausvyöhykkeensä estäen haarajohdon vikaa vaikuttamasta muuhun osaan verkkoa (kuva 3.2 a, Lohjala 2005).

Myös yksivaiheista maata paluujohtimenaan käyttävää ns. SWER-järjestelmää käyttämällä haarajohdot voidaan suojata erikseen sulakkein ja katkaisijan sekä releen/vikaindikaattorin avulla (kuva 3.2 b).

Kun haarajohdossa on kuormanerotin ja vikaindikaattori, voi kuormanerotin erottaa viallisen haarajohdon runkojohdon katkaisijan ollessa auki (kuva 3.2 c). Tällöin kuitenkin myös runkojohdolle aiheutuu keskeytys. Parempaan tulokseen päästään haarajohdon katkaisijan avulla. Haarajohdossa oleva katkaisija voi vikaindikaattorin tai releen avulla erottaa vikaantuneen haaran (kuvat 3.2 d ja e).

Erityisen mielenkiintoinen ratkaisu on käyttää puolijohdekatkaisijaa haarajohdossa (kuva 3.2 f). Tehoelektroniikkapuolijohteiden suorituskyvyt alkavat sopia tähän tarkoitukseen, etenkin kun haarajohtojen vikavirrat etäällä sähköasemasta ovat yleensä suhteellisen pieniä. Näkyvä avausväli vaadittanee kuitenkin henkilöturvallisuussyistä. Tähän riittänee kuitenkin yksinkertainen erotin, joka toimii ainoastaan tarvittaessa ja paljon hitaammin kuin itse katkaisuelementti. Puolijohdekatkaisijan aukiohjaus on n. 50 ms nopeampi kuin perinteisellä katkaisijalla, joten puolijohdekatkaisijoita käyttämällä koko lähdön suojausten laukaisuajat saadaan hyvinkin kohtuullisiksi. 1000 V järjestelmässä puolijohdekatkaisija lienee jo nykypäivänä toteuttamiskelpoinen ratkaisu.



Kuva 3.2. Potentiaalisia keinoja keskijännitejohtojen luotettavuuden parantamiseksi erottamalla haarajohtot omiksi suojausvyöhykkeikseen.

3.2.2 Vikatilanteiden hallinta

Viitteessä (Asmuth et al. 2005) on CIRED Working Group WG03 (1998) suorittaman kyselyn tuloksiin pohjautuen vertailtu automaatiotasoa kyselyyn osallistuneissa maissa (kuva 3.3). Tulos vahvistaa käsitystä, että Suomessa verkon paikallisautomaation sekä kaukokäytön ja paikallisautomaation kombinaation käyttö jakeluverkoissa on vähäistä. Tämä lienee tietoinen valinta, jonka avulla voidaan yksinkertaistaa verkon käyttöä, mutta tässä piilee myös mahdollisuus parantaa sähkön laatua edelleen.

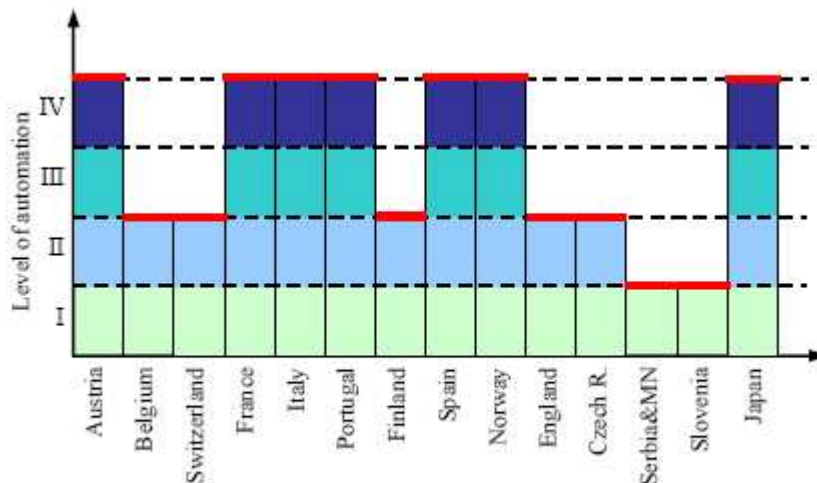


Figure 1 – Levels of automation in some countries.

Kuva 3.3 Automaation taso eräissä maissa. Tasot: I=Fault detectors with local and/or remote indication, II=Remote control of switchgears, remote indication and remote measurements, III=Application of local automation (reclosers, autosectionalizers, changeovers), IV=Combination of remote control and local automation.

Erään USA:ssa suoritettun tutkimuksen mukaan kuormitusasteet ovat nousseet selvästi 1970-luvulta. Sähköverkon laitteiden kuormitusastetta nostettaessa varasyöttöreittien lukumäärää on lisättävä ja verkkoon tulee tällöin myös lisää automaatiota.

Keskijänniteverkkojen automaatio minimoi vikojen ja käyttökeskeytysten vaikutukset sekä laajuuden että keston suhteen. Verkostoautomaation perustana voisi olla verkon käytön kannalta strategisissa pisteissä sijaitsevien jakelumuuntamoiden erottimien ja katkaisijoiden ohjaus. Verkostoautomaatio on erityisen tehokas keino parantaa haja-asutusalueiden sähkönjakelun käytettävyyttä, mutta myös taajamissa sille on potentiaalisia käyttökohteita.

3.3 Kaapelointi

3.3.1 Kaapelointiasteen nostaminen

Pien- ja keskijännitteellä Euroopan Unionin maat lisäävät verkkojensa kaapelointia (taulukot 3.2-3.3). Tavoitteena on maakaapeloida ainakin ne osuudet verkoista, jotka ovat alttiita sääolosuhteille, niin että jakeluvarmuus Euroopassa paranee (EC 2003). Suomessa on keskijänniteverkkoa noin 140 000 km, josta 10 % on maakaapelia (vuonna 2003). Vastaavasti pienjänniteverkkoa on Suomessa noin 215 000 km, josta 30 % on maakaapelia (v. 2003).

Taulukko 3.2. Pienjänniteverkkojen pituudet ja kaapelointiasteet eräissä Euroopan maissa (EC 2003).

	Km of network	Length of network (m/habitant)	Percentage underground	Rate of undergrounding/year in the period 1999/2000	
				Km/year	%
Netherlands	145.000	8,9	100 %		
UK	377.000	6,4	81 %	9.000	1,4
Germany	926.000	11,3	75 %	40.000	4,3
Denmark	92.000	17,6	65 %		
Belgium	108.000	10,6	44 %		
Norway	185.000	41,3	38 %		
Italy	709.000	12,1	30 %	11.000	1,6
France	632.000	10,5	27 %	20.000	3,1
Portugal	112.000	11,9	19 %		
Spain	241.000	6,0	17 %		
Austria	65.000	8,0	15 %		

Taulukko 3.3. Keskijänniteverkkojen pituudet ja kaapelointiasteet eräissä Euroopan maissa (EC2003).

	Km of network	Length of network (m/habitant)	Percentage underground	Rate of undergrounding/year in 1999/2000	
				Km/year	%
Netherlands	101 900	8,9	100 %	2 000	2,0
Belgium	65 000	6,4	85 %	2 000	3,0
UK	372 000	6,3	81 %	5 200	1,4
Germany	475 000	5,8	60 %	12 000	2,5
Denmark	55 000	10,5	59 %		
Sweden	98 700	12,3	53 %		
Italy	331 000	5,7	35 %	5 100	1,5
France	574 000	9,5	32 %	8 000	1,4
Norway	92 000	20,5	31 %		
Spain	96.448	2,4	30 %		
Portugal	58 000	6,1	16 %	950	1,6
Austria	57 000	7,0	15 %		

3.3.2 Kaapeliverkon vaatimat uudet tekniset ratkaisut

Haja-asutusalueilla Suomessa nykyisin käytössä olevat kaapeliverkkorakenteet ovat usein taajamaverkkoratkaisuja. Optimoimalla verkkoratkaisut ja komponentit pienemmälle kuormitustiheydelle kustannuksia voidaan optimoida. Tämä tehdään mm. käyttämällä sopivia verkkomuotoja ja kaapeliauraukseen soveltuvia ratkaisuja sekä moduloinnilla.

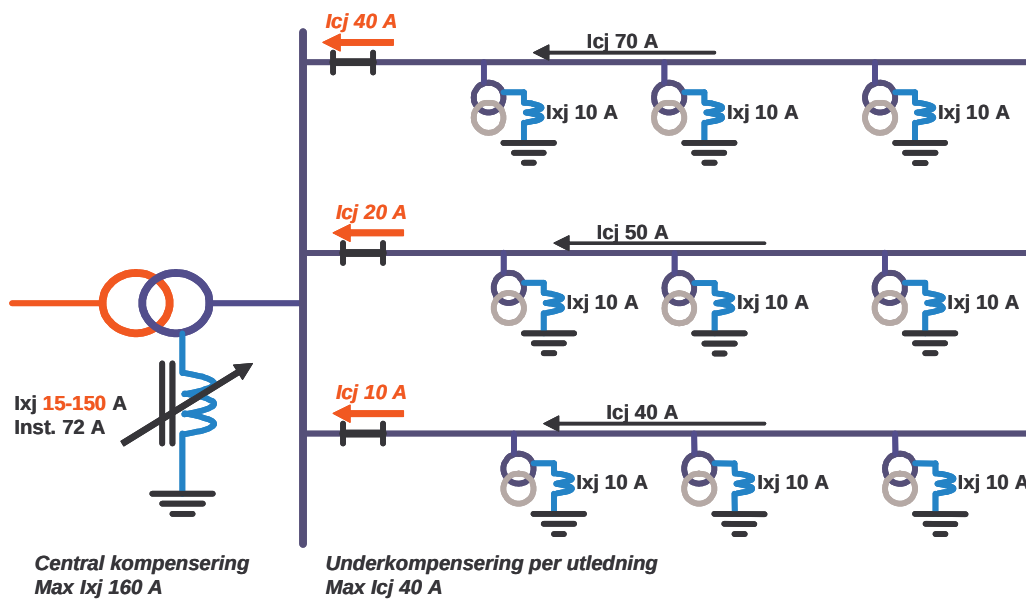
Maaseutujakelun kaapeliverkkojen yhteydessä tarvitaan myös uusia ratkaisuja, kuten alaslaskettuja pylväsmuuntamoita, keskijännitekaapelijakokaappeja ja keskijännitekytkemöitä sekä pienmuuntamoita.

Jakelumuuntamoratkaisujakin on kehitetty integroimalla ja lisäämällä niihin uusia funktioita. Mielenkiintoinen on mm. Transfixin jakelumuuntamo integroidulla suojauksella ja erotinfunktiolla. Muuntamoon voidaan asentaa myös kompensointilaitteet paikalliskompensointia varten.

Jakelumuuntamoiden lisäksi kaapeliverkko vaatii muitakin uusia ratkaisuja mm. kaapeliverkon suurten kapasitiivisten maasulkuvirtojen kompensointiin, verkon haaroittamiseen, jännitteen erottamiseen, jännitemittaukseen ja verkon maadoittamiseen sekä varavoimajärjestelyihin.

Etelä-Ruotsissa Malmön kupeessa toimiva Staffanstorps Energi on päättänyt siirtyä kokonaan maakaapeliverkkoihin ja on sen tähden kehittänyt ilmajohtoverkkorakenteen mukaisen moduulirakenteisen huoltovapaan kaapeliverkkojärjestelmän. Jakelujärjestelmä käsittää aurattavan maakaapeliverkon tai riippukaapeliverkon kuumasinkityillä teräspylväillä, keskitettyyn ja paikalliseen kompensointiin perustuvan maasulkuvirran kompensointijärjestelmän, öljytäytteisen Elastimold-tekniikkaan perustuvan haaroitusmoduulin, avausvälillä varustetun tyypitäytteisen Elastimold-tekniikkaan perustuvan erotusmoduulin, pistokeliitäntätekniikkaan perustuvan 50-315 kVA kosketussuojaisen moduulirakenteisen muuntamon sekä moduulijärjestelmään sopeutetun varavoimajärjestelmän. Jakelukeskeytyksissä käytetään siirrettävää varavoimageneraattoria, jonka avulla verkkoa käytetään saarekkeessa.

Staffanstorps Energin maakaapeliverkon maasulkuvirrat kompensoidaan sekä keskitetysti että paikallisesti (kuva 3.4). Paikalliskompensointikalustus on sijoitettu jakelumuuntamoihin.



Kuva 3.4. Staffanstorps Energi maakaapeliverkon maasulkuvirtojen kompensointijärjestelmä (22 kV, max I_{cj} =500 A) [9].

3.3.3 Maaseutujakelun kevyt kaapeliverkko

Haja-asutusalueiden kaapelointiasteen noustessa ja kuormitustiheyden kasvaessa verkon rakenneratkaisut lähentyvät taajamien verkkorakenteita. Tällaisia ratkaisuja ovat mm. kaapelointi, jakelumuuntamoraatkaisut sekä erilaiset integrointi- ja moduuliratkaisut. Myös ilmajohtoverkoissa voidaan hyödyntää kaapeliverkoissa hyväksi todettuja ratkaisuja. Hyvä esimerkki on ilmajohtoverkon RMU ja pistokepäätetekniikka. Kuormitustiheyden noustessa ja jakeluvarmuuden korostuessa myös muut kuin nykyisin yleisesti käytössä olevat verkkomuodot tulevat kilpailukykyisiksi. Eräs tällainen harkittava verkkomuoto on satelliittiverkko, jota 1970-luvulta lähtien on tutkittu ja kokeiltu, sekä otettu käyttöön Tanskassa, Norjassa ja Ruotsissa. Uranuurtaja Norjassa on ollut mm. Bergen Lysverker ja Ruotsissa Skellefteå Kraft ja Kungälv Elverk mutta tämä verkkomuoto on käytössä myös muilla laitoksilla. Satelliittiverkkoratkaisun soveltuvuus haja-asutusalueille perustuu erityisesti seuraaviin seikkoihin:

- investointikustannukset ovat 5...15 % edullisemmat kuin tavanomaisella kaapeliverkolla
- satelliittiverkon jakelumuuntajakoot ovat teholtaan samaa suuruusluokkaa kuin ilmajohtoverkkojen muuntajakoot
- tehohäviöt ovat pienemmät kuin tavanomaisella kaapeliverkolla
- jakeluvarmuuden tunnusluvut ovat samaa suuruusluokkaa kuin tavanomaisella kaapeliverkolla mutta ilmajohtoverkkoa huomattavasti paremmat
- sitä voidaan käyttää sekä olemassa olevan verkon laajentamisessa että uuden verkon rakentamisessa

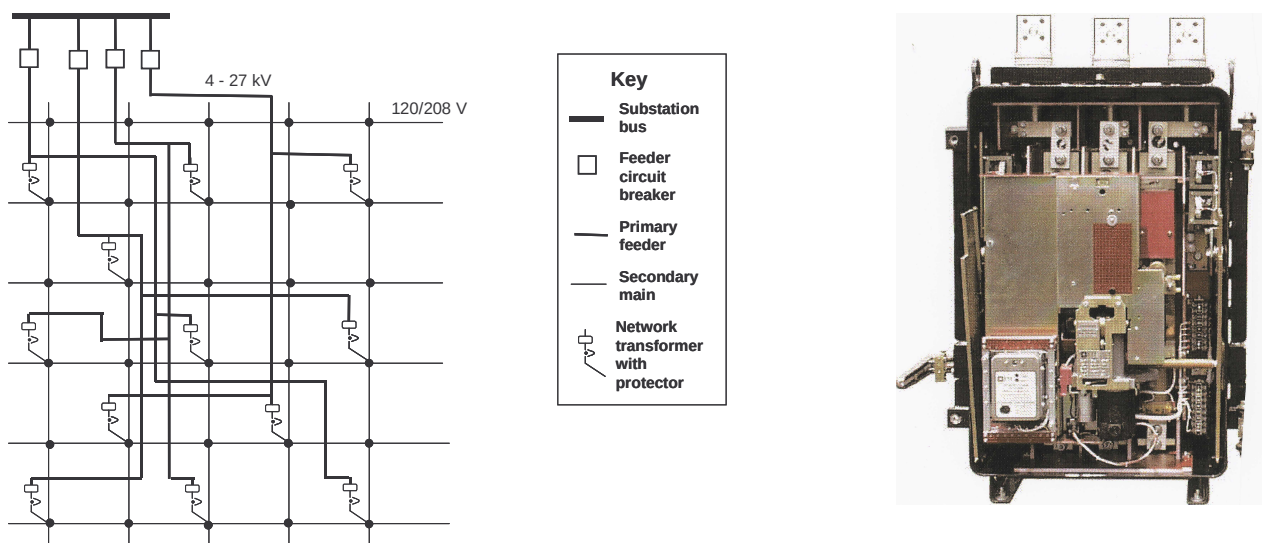
- sitä voidaan käyttää yhdessä muiden verkkojärjestelmien kanssa
- satelliittiverkko on rakenteeltaan erittäin joustava

Satelliittiverkkoratkaisuja on Suomessakin käytössä ja ne ovat yksi varteenotettava tutkimuskohde pohdittaessa, mitkä verkkoratkaisut soveltuisivat Suomessa laajemmin käytettäviksi.

3.3.4 Network

Taajama-alueiden hyvää jakeluvarmuutta on yhä vaikeampaa kustannustehokkaasti enää nostaa. Kuitenkin jo kahdella keskijännitesyötöllä verkkojen jakeluvarmuus voitaneen nostaa uudelle tasolle. Tämä voi olla realistista suurten kaupunkien keskusta-alueilla.

Verkkomuodoista tämäntyyppinen ratkaisu on Pohjois-Amerikan suurkaupungeissa käytettävä network-jakelujärjestelmä, josta on esitetty kaavio kuvassa 3.5. Network verkkomuoto koostuu keskijänniteverkon säteittäislähdöistä, jotka syöttävät silmukanmuotoista pienjänniteverkkoa jakelumuuntajilla. Kun pienjänniteverkko saa syöttönsä usealta muuntajalta tai keskijännitelähdöltä, on varmistettava, ettei PJ-verkko jää syöttämään virtaa vikaantuneeseen muuntajaan tai keskijänniteverkon osaan. Tätä varten on kehitetty laite, jota USA:ssa kutsutaan nimellä ”Network protector”. Laite on ilmakatkaisija, joka laukaistaan auki syöttöpuolen viassa, ja joka osaa palauttaa syötön automaattisesti kun jännite palaa ja vikatilanne on ohi. Laitteen ansiosta yksittäinen muuntajan tai keskijänniteverkon vika erotetaan nopeasti verkosta, ja se ei johda keskeytykseen pienjännitepuolella.



Kuva 3.5. Network jakelujärjestelmä ja Network protector (Freeman et al. 2005)

4. Toimintaympäristön skenaariot

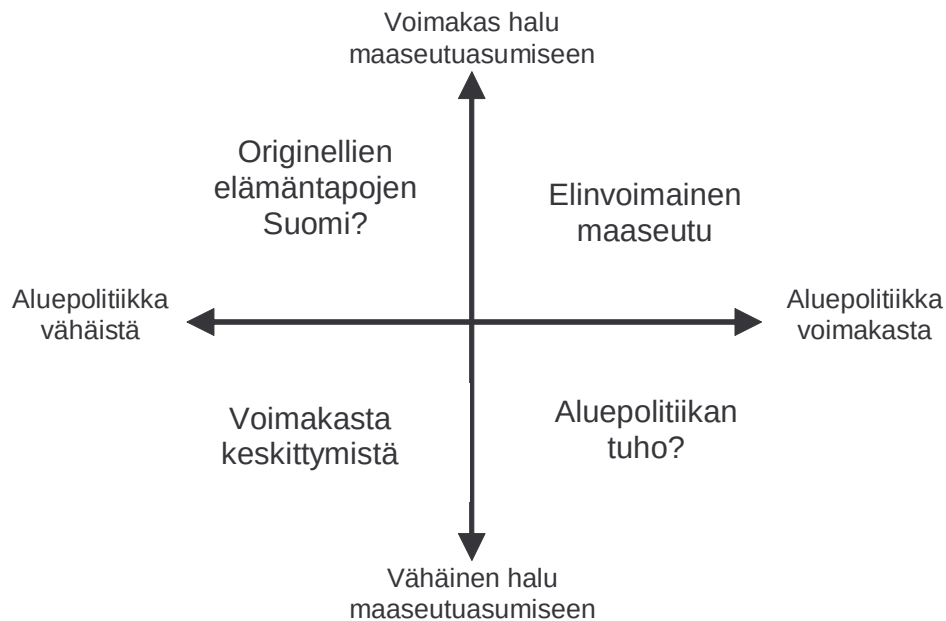
Verkkovisioprojektin yhtenä osiona oli tarkastella laajasti toimintaympäristön muutosta ja luoda skenaarioita verkkovision pohjaksi. Jo projektin suunnittelussa oli huomioitu ympäröivän maailman muutosta jossakin määrin, mutta varsinaisesti aiheeseen syvennyttiin syksyn 2005 workshopeissa Vaasassa ja Tampereella alustusten, ryhmätöiden ja yksilöpohdintojen muodossa.

Tarkasteltaessa sähkönjakelun toimintaympäristön muutosta laajasti on tarkoituksenmukaista soveltaa tulevaisuuden tutkimuksen lähestymistapaa. Tulevaisuudentutkimus on oma tieteenalansa, joka pyrkii muiden tieteenalojen havaintoja ja tutkimustuloksia yhdistäen kartoittamaan erilaisia tulevaisuuden kehityskulkuja yhden kehityskulun tai tulevaisuuskuvan ennustamisen sijaan. Toisin kuin muissa tieteissä tulevaisuudentutkimus ottaa huomioon arvot valintoja ohjaavana tekijänä ja myös ”tekee” tulevaisuutta eli voi vaikuttaa päätöksentekoon.

Skenaariotyöskentelyn, kuten monen muunkin tulevaisuudentutkimuksessa sovellettavan menetelmän, lähtökohtana on toimintaympäristön muutosten analysointi. Usein lähtökohtana käytetään kaikille toimialoille yhteisiä megatrendejä, joihin ei juurikaan voida vaikuttaa tarkasteltavan toimialan suunnalta. Toimialakohtaisessa tarkastelussa huomio tulee kiinnittää muutosta ajaviin voimiin ja mahdollisuuteen vaikuttaa niihin. Tärkeätä on myös erottaa pysyvyyydet eli niin sanotut perususkomukset. Skenaariomenetelmässä toimintaympäristön muutoksen analysointia käytetään lähtötietona luotaessa erilaisia skenaarioita tulevaisuudesta. Skenaariot ovat perusteltuja tarinoita tulevaisuudesta, joita tehdään tyypillisesti useampi kuin yksi. Usein sovellettu skenaariotyöskentelyn tapa on tehdä nelikenttä kahden tärkeän ajavan voiman vaihtoehtoisen kehittymisen suhteen. Nelikenttä tuottaa neljä skenaariota, joita voidaan hyödyntää strategiatyössä monella tavalla. Voidaan valita todennäköinen skenaario ja toimia sen mukaan, tai valita strategia, joka toimii kaikissa skenaarioissa. Edelleen voidaan valita paras skenaario ja lähteä aktiivisesti toteuttamaan sitä. Verkkovisioprojektissa on tavallaan kyse viimeksi mainitusta: Koko toimiala pyrkii valitsemaan parhaan skenaarion ja lähtee yhdessä toteuttamaan sitä. Projektissa ei kuitenkaan ole toteutettu skenaariotyöskentelyn keinoin yhtä yleispätevää skenaariojoukkoa vaan pikemminkin useita esimerkinomaisia sähkönjakeluun liittyviä skenaarioita. Tässä luvussa esitetään ennusteisiin ja arvioihin pohjautuvia näkemyksiä mahdollisesta kehityksestä ja poimitaan skenaario- ja visiotyöskentelyn kannalta keskeisiä muutostekijöitä sovellettavaksi nelikentässä, joista esitetään muutamina esimerkkejä.

4.1 Yhteiskunnan kehittymiseen liittyviä skenaarioita

Sähkönjakelun näkökulmasta ehkä keskeisin yhteiskunnalliseen kehittymiseen liittyvä tekijä on yhdyskuntarakenteen muutos. Keskittyvän kehityksen tapauksessa taantuvien alueiden sähkönjakelu asiakasta kohden muodostuu yhä kalliimmaksi verrattuna kasvualueisiin. Sähkönkäyttäjien tasapuolinen kohtelu yhden verkkoyhtiön alueella on siis luonteeltaan yhä enemmän epäsuoraa aluepolitiikkaa, jonka ylläpito ei välttämättä säily yleisesti hyväksyttynä. Poliitiikan lisäksi yhdyskuntarakenteen kehittymiseen vaikuttaa tietenkin ihmisten tekemät valinnat. Halutaanko asua maaseudulla ja paljonko siitä ollaan valmiita maksamaan? Kesämökkiasumisen voimakas kasvu indikoi tällaista halua ja etätyön teknisten edellytysten kehittyminen luo sille yhä paremmat edellytykset. Kuvassa 4.1 esitetty nelikenttä havainnollistaa vaihtoehtoisia skenaarioita.



Kuva 4.1. Yhdyskuntarakenteeseen liittyviä skenaariota

Esitetyt skenaariot eivät ole ehdottomia ja toisiaan poissulkevia, vaan pikemminkin kuvaus siitä minkälainen kehitys missäkin olosuhteissa saa jalansijaa. Skenaarioiden kaksi ulottuvuutta eivät myöskään ole toisistaan riippumattomia, sillä aluepolitiikka on osa demokratiaa, jonka taustalla ovat äänestäjien näkemykset ja valinnat. Sähkönjakelun näkökulmasta oikea yläkulma eli elinvoimainen maaseutu olisi nykyisen sähkönjakelun kannalta lähimpänä nykyistä tilannetta. Keskittyvä kehitys saattaisi johtaa tilanteeseen, jossa tasapuolisesta kohtelusta luovuttaisiin, mikä kiihdyttäisi osaltaan keskittyvää kehitystä ja rappeuttaisi taantuvien alueiden sähkönjakelua. Originellien elämäntapojen

Suomen tapaus saattaisi hyvinkin johtaa paikalliseen energiantuotantoon ja verkkojen purkamiseen.

4.2 Energian tuotannon skenaarioita sähkönjakelun näkökulmasta

Tulevaisuuden energiantuotantotapoihin vaikuttavat tekniikan kehittyminen, energian hinnan nousu, ilmastonmuutoksen hillitsemisen tarve ja poliittiset päätökset (esim. energiasäästötavoitteista ja uusiutuvia energialähteitä käyttävien tuotantotapojen tukemisesta).

Energian tuotannon kehitysnäkymät vaikuttavat myös siirto- ja jakeluverkkojen kehittymiseen. Ennusteiden mukaan vuoteen sähköenergian käyttö ja siten myös tuotanto kasvaa edelleen jatkuvasti. Energian hinnan noustessa tulevat vaihtoehtoiset sähköntuotantomuodot lisääntymään. Uusiutuvat energialähteet kuten tuuli ja biopolttoaineet yleistyvät. Näillä tulee olemaan merkitystä etenkin haja-asutusalueilla, missä maankäyttö (tuulivoimalat) ja ilman laatu (puun polttaminen) ei aiheuta rajoituksia tai suurta kustannusrasitusta. Sähkönjakeluverkkojen kannalta pienimuotoisen sähköntuotannon yleistyminen saattaa johtaa sähkönsiirron vähenemiseen. Välitetyn energian määrä pienenee suhteessa enemmän kuin mitoittava huipputeho. Tuulivoimatuotannon ja muun hajautetun sähköntuotannon lisääntymisestä huolimatta näköpiirissä on edelleen vahvasti keskitetty järjestelmä, jossa verkoilla on keskeinen asema. Hajautetun tuotannon lisääntyminen näyttäisi jopa lisäävän verkostovaatimuksia. Hajautetun tuotannon verkkoon liittäminen ja hajautettua tuotantoa sisältävän verkon hallinta saattaa johtaa merkittävään sähkönsiirtokustannusten kasvuun.

Pitemmällä tähtäimellä sähköenergian varastoinnin kehittyminen saattaa vaikuttaa voimakkaasti jakeluverkkojen rakentamiseen. Energiavarastolla voitaisiin tasata tehohuippuja, jolloin säästöä tulisi verkoston mitoittavassa tehossa. Sähköenergian varastoinnin kehittyminen avaa tien myös sähköautojen yleistymiselle. Tällä hetkellä liikenteen osuus Suomen kokonaisenergiankäytöstä on noin 17 %, mikä vastaa samaa energiamäärää kuin esimerkiksi ydinvoiman tuotanto. Sähköautojen ja plug-in hybridautojen yleistyessä vaikuttaisi akkujen lataaminen voimakkaasti sähköverkkojen kuormaa lisäävästi. Pitkällä aikavälillä polttokennotekniikan kehittyminen ja soveltaminen ajoneuvoissa saattaa johtaa siihen, että autojen polttokennot tuottavat sähköä verkkoon autojen ollessa pysäköityinä.

Liikenteen energiaratkaisuiden kehittymien saattaa edesauttaa talokohtaisen polttokennon tuloa kilpailukykyiseksi. Talokohtaisen ratkaisun vaihtoehtona voi olla

myös kylätason ratkaisu. Kehityksen katalysaattorina voi olla mahdollinen tasapistehinnoittelusta luopuminen. Ratkaisevana tekijänä on myös haja-asutusalueiden kiinteistöjen lämmitysmuotojen kehittyminen. Vuoteen 2030 mennessä suurin osa nykyisistä öljylämmittäjistä joutuu tekemään uusia lämmitystaparatkaisuja, joilla on suuri vaikutus sähkönjakeluun. Tällainen voisi olla talokohtainen sähkön ja lämmön tuotanto eli mikro-CHP.

Energian tuotannon kehitysnäkymät vaikuttavat myös siirto- ja jakeluverkkojen kehittymiseen. Ennusteiden mukaan sähköenergian käyttö ja siten myös tuotanto kasvaa edelleen jatkuvasti. Tulevaisuuden verkkojen sisältämän hajautetun tuotannon ja energiavarastojen määrää on monista eri tekijöistä johtuen vaikea ennustaa tarkasti ja todennäköistä onkin, että suuria eroja eri verkkojen välillä tulee tässä suhteessa olemaan. Kuitenkin valittujen verkstoratkaisujen kuin myös suunnittelu-, käytöntuki- ja automaatiojärjestelmienkin tulisi olla joustavia välitetyn energian määrän ja suunnan nopeillekin muutoksille.

4.3 Sähköhuollon luotettavuuteen liittyviä skenaarioita

Yksi keskeisimpiä sähköverkkojen kehitystä ohjaavia tekijöitä on huoli sähkön laadusta. Jo nyt esimerkiksi USA:ssa arvioidaan, että kustannukset huonosta laadusta ovat 26 miljardia USD per vuosi. Seurauksena erilaisten sähkökäyttöjen, elektronisten ohjauslaitteiden ja korkean hyötysuhteen valaistusinstallaatioiden yleistymisestä verkkojännitteen laadun odotetaan edelleen huononevan. Samanaikaisesti sähkön syötön luotettavuuden ja katkottomuuden vaatimus on tulevaisuudessa entistä suurempi. Esimerkiksi pankkitoiminta sallii vain noin 30 sekunnin kokonaiskatkosajan vuodessa, sairaalat ja lentokentät noin 5 minuuttia. Kriittisin kuorma on sähköinen kaupankäynti, jolle aiheutuu merkittäviä vahinkoja jo yli 30 ms katkoksista. (Rabinowitz 2000)

Keskeytyksen aiheuttamaa haittaa (KAH) on Suomessa selvitetty vuosina 1992 ja viimeksi vuonna 2005 valmistuneessa tutkimuksessa (Silvast et al. 2005). Kyseisenä tarkasteluaikana ovat KAH-arvot likimain kaksinkertaistuneet. Kehityksen voi odottaa jatkuvan samanlaisena, jolloin verkkovision tarkasteluaikajänteellä keskeytyksen aiheuttama haitta edelleen kaksinkertaistuisi.

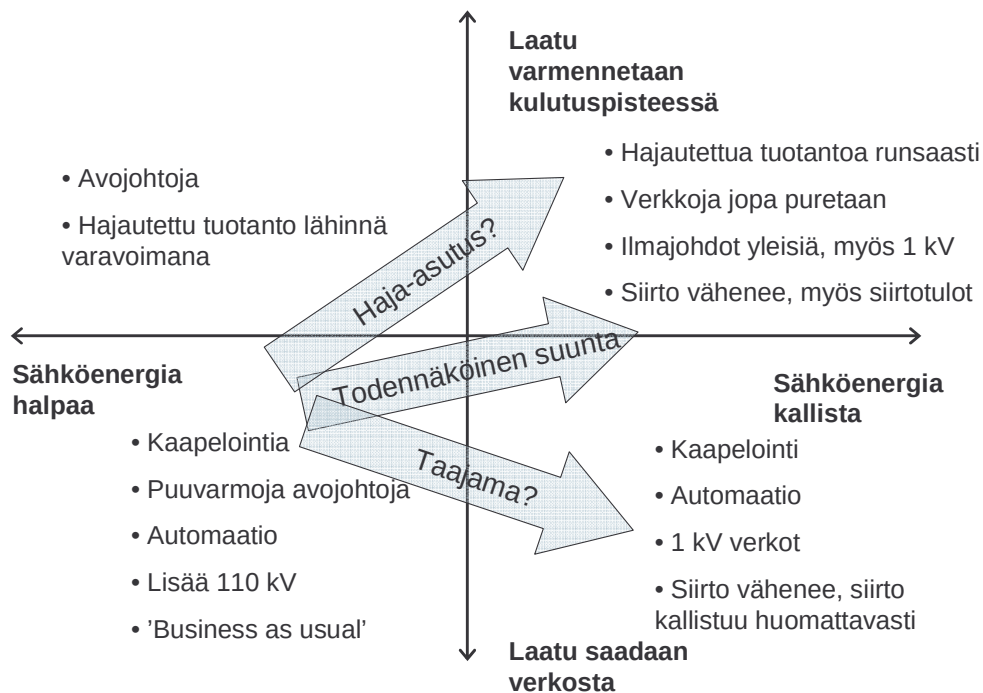
Eräs varsin todennäköinen skenaario sähköhuollon luotettavuuteen liittyen on viranomaisten määrittelemien vaatimusten tiukentuminen. Tämä tarkoittaisi kaikkien keskeytysten huomioon ottamista osana verkkotoiminnan valvontaa ja ohjausta. Lyhyiden keskeytysten ohella myös jännitekuopat saattavat tulla osaksi valvontaa. Toteutuessaan skenaario edellyttäisi kattavaa ja todennettavissa olevaa keskeytystilastointia, jonka toteuttaminen on varsin haastavaa. Etenkin, jos valvotaan

keskimääräisten tunnuslukujen lisäksi myös eniten katkoista kärsivien asiakkaiden keskeytysmääriä ja keskeytysaikoja.

Viranomaisen keräämien tietojen vaihtoehtona voisi olla mittaritoimintona tehtävä rekisteröinti ja koettujen katkojen huomiointi hyvityksenä sähkölaskussa. Tämä tulee toteuttamiskelpoiseksi uuden mittaroinnin myötä ja edellyttäisi mm. minimikorvausvaatimusten määrittelyä valtakunnallisesti.

Molemmat edellä kuvatut skenaariot tarkoittavat sitä, että laatu tuotetaan pääsääntöisesti verkkoyhtiön verkkoon kohdistuvilla toimenpiteillä. Jos vaatimukset tiukkenevat ja asiakkaiden tasapuolinen kohtelu säilyy edelleen lähtökohtana, joudutaan verkkojen luotettavuuteen panostamaan huomattavasti, mikä tarkoittaa siirtohintojen nousua. Tähän ei välttämättä suurimmalla osalla loppukäyttäjillä ole kuitenkaan halua vaan asiakasvaatimukset differentoituvat eli osa asiakkaista edellyttää entistä luotettavampaa sähköjakelua, kun taas osalle asiakkaista laatu ei erityisen merkittävä tekijä. Vaihtoehdoksi saattaakin tulla markkinaehtoinen laatu, jolloin laatu on hintatekijä perinteisten tariffien tapaan. Tällöin verkon kehittämisen sijaan ratkaisuksi soveltuvat asiakaskohtaiset paikalliset ratkaisut, joiden kustannuksiin osallistuvat sekä verkkoyhtiö että asiakas (markkinaehtoinen malli) ja joita tukevat hajautetun tuotannon ja tehoelektroniikan kehittyminen.

Edellisten välimuotona mahdollinen skenaario on myös aluekohtainen luotettavuusodotuksen eriyttäminen. Aluekohtaisuuden määrittelyä ei kuitenkaan saisi tehdä olemassa olevan sähköverkon rakenteen mukaan vaan alueen yhdyskuntarakenteen mukaan. Perusteena voisi olla esimerkiksi kaavoitus. Asemakaava-alueella eli taajamissa voitaisiin edellyttää korkeampaa luotettavuutta kuin muualla. Taajamissa voitaisiin edellyttää erittäin korkeaa luotettavuutta eli käytännössä säävarmaa verkkoa ja lyhyistä katkoista voitaisiin antaa hyvitystä. Haja-asutusalueella standardilaatu voisi olla alemmalla tasolla. Laatupoikkeama hyvitettäisiin sähkölaskussa tai olisi osa viranomaisvalvontaa. Jos asiakas haluaa haja-asutusalueella standardilaatua parempaa sähköjakelua tulisi tämä tehdä investoimalla paikalliseen laadun varmentamiseen. Tällainen skenaario on hahmoteltavissa kuvan 4.2 nelikentästä.



Kuva 4.2. Neljä skenaariota käyttövarmuuden kehittymiseen liittyen

4.4 Ympäristökysymyksiin ja ilmastonmuutokseen liittyviä skenaarioita

Sähkönjakelun kannalta merkittäviä skenaarioita voivat olla ympäristölle haitallisten aineiden käyttöön liittyvät rajoitukset tai kiellot. Esimerkiksi kyllästettyjen puupylväiden käyttö voidaan kieltää tai sallia vain sellainen kyllästysmenetelmä, jolla pylvään elinikä on huomattavasti nykyistä lyhyempi. Tällainen päätös vaatisi vaihtoehtoisen pylväsratkaisun käyttöä (teräs, muovi tai betoni), mikä voi merkittävästi lisätä ilmajohdorakenteiden kustannuksia.

Sähkönjakelujärjestelmien aiheuttamiin sähkö- ja magneettikenttiin liittyen saattaa tulla kiristyviä vaatimuksia. Seurantaan otettaviin kysymyksiin kuuluu myös SF₆-kaasun käytön rajoituspyrkimykset.

Ympäristötietoisuuden voimistuessa myös esteettiset arvot korostuvat. Tämä näkyy lisääntyvinä vaatimuksina sopeuttaa sähkönjakelujärjestelmä maisemaan sopivaksi tai jopa täysin näkymättömiin. Samoin maankäyttöasioiden hoitaminen on vaikeutumassa, mikä hidastaa esimerkiksi voimansiirtojohtojen rakentamista. Kaupunkien edelleen kasvaessa ja tiivistyessä juuri maankäyttökysymykset vaikuttavat voimakkaasti verkon rakenteeseen ja kustannustasoon.

Ilmastomuutoksen seurauksena **tuulet** ja etenkin ukkonen lisääntyvät huomattavasti. Tästä puolestaan seuraa se, että näiden aiheuttamien vikojen todennäköisyys kasvaa. Visionäärisissä luotettavuus tarkasteluissa tulisikin tämän vuoksi käyttää näiden syiden

aiheuttamien vikojen vikataajuutena esimerkiksi puolitoistakertaisia arvoja nykyiseen nähden.

Sadannan ennustetaan kasvavan Suomessa, mikä pehmentää maata ja heikentää samalla maan lujuutta. Pehmeä maa vaikeuttaa sähkölinjojen kunnossapitoon ja rakentamiseen käytettävien koneiden käyttöä. Pehmeän maan ansiosta erityisesti rinteillä olevat puut voivat kaatua jakelulinjoille tuulen vaikutuksesta helpommin.

Mahdollinen pohjaveden pinnannousu vaikuttaa kaapelointiin, koska kaapeli ei välttämättä kestä jatkuvaa veden aiheuttamaa räsytystä. Pohjaveden nousun seurauksena maan johtavuus paranee ja samalla kasvaa haruskorroosioriski.

Sadannan lisääntyminen talvella ja lämpötilan nousu ovat tykkylumelle suotuisia tekijöitä. Tykyn painon alla oksat tai jopa kokonaiset puut taipuvat jakelulinjalle aiheuttaen pysyvän vian.

Rankkasateiden seurauksena kaupunkitulvat ovat mahdollisia, kun taajamien viemärointi ei ehdi imeä vettä kaduilta. Tällöin on vaarana, että vesi pääsee rakennusten kellareihin vahingoittamaan kellarimuuntajia. Kaupunkitulvat voivat vahingoittaa myös kaapeliverkkoja ja jakokaappeja.

Lämpötilan muutos lisää virtalämpöhäviöitä. Virtalämpöhäviöiden muutokset vaikuttavat johtimien ja muuntajien kuormitushäviöihin. Muuntajien jäähdytystarve kasvaa, joten niiden kuormitettavuus kesäheleillä alenee, vaikka jäähdytysenergiaa tarvittaisiin enemmän juuri kesäheleillä. Monen käyttäjäryhmän huippukuormitus heleiden aikaan kasvaa.

Lämpötilan nousun positiivisina tekijöinä kovien pakkasten aiheuttamat viat vähenevät tai häviävät kokonaan.

Pakkassumma pienenee ja maan routajakso lyhenee koko maassa. Sen seurauksena puiden pystyssäpysyminen ja sähköverkon kunnossapito sekä rakentaminen pehmeällä alustalla vaikeutuu.

4.5 Sähkönjakelun liiketoimintaympäristö

Liiketoimintaympäristön muutosta on selvitetty useissa tutkimuksissa (Partanen et. al., Viljainen).

Sähköyhtiöiden toimintaympäristö on muuttunut huomattavasti sähkömarkkinoiden avauduttua. On nähtävissä, että toimintaympäristön muutos on edelleen nopeutumassa ja erilaiset, esimerkiksi palveluihin perustuvat uudet liiketoimintamallit, ovat tulossa yhä voimakkaammin muokkaamaan sähköyhtiöiden toimintoja. Tulevaisuudessa yhä suurempi osa yritysten liikevaihdosta syntyy useamman yrityksen arvoverkoston muodostamasta panoksesta.

Sähköyhtiöiden toimintaympäristöön tuovat haasteita mm. Energiamarkkinaviraston toimintamallit valvovana viranomaisena, informaatioteknologian kehittyminen, asiakaspalvelun korostuminen sekä henkilöstön resurssien saatavuus. Liiketaloudelliset tavoitteet ja liiketoimintaa muokkaavat viranomaisen valvontamallit yhdistettynä uuden teknologian luomiin mahdollisuuksiin muodostavat toimintaympäristön, joka edellyttää alan toimijoilta uusia toimintamalleja.

Verkkoliiketoiminnan tulevaisuutta vahvasti ohjaavia tekijöitä ovat regulaatio, asiakasvaatimusten kiristyminen, omistajapolitiikka, tekniikan kehittyminen, ikääntyvä verkosto, ilmastonmuutos sekä yhteiskunnan yleinen kehittyminen mm. väestön sijainnin ja sähkön käytön suhteen.

Regulaattorin tavoitteena on ohjata verkkoyhtiöitä tehostamaan toimintaansa ja alentamaan hintojaan sekä pitää huolta sähkökäyttäjille toimitetun sähkön laadusta. Verkkoliiketoimintaa toteuttavien yhtiöiden omistajien tavoitteet ovat taas muuttuneet liiketaloudelliseen suuntaan.

Tietotekniikan kehittyminen tarjoaa monia uusia toiminnallisia mahdollisuuksia. Itse sähkönjakelutekniikkaan liittyen suuria askelmaisia kehityshyppyjä ei ole nähtävissä. Olemassa ja kehitteillä olevaa tekniikkaa hyödyntäen voidaan nykyisiä verkkokonsepteja kuitenkin kehittää merkittävästi. Merkittävimmät jakeluverkkojen kehittämistä ohjaavat tekniset seikat tulevat olemaan kaapeloinnin kustannusten pienentyminen sekä materiaali- että työkustannusten osalta, aiempaa edullisempien 110 kV johtorakenteiden ja 110/20 kV sähköasemien markkinoille tulo sekä 1 kV pienjännitejakelujärjestelmän hyödyntäminen. Pitemmällä aikavälillä tehoelektroniikan hyödyntäminen esim. pienjännitteisessä DC-jakelussa ja hajautetun sähköntuotannon lisääntyminen voivat olla merkittäviä kehitystä ohjaavia asioita.

Ilmastonmuutoksella yhdistettynä yhteiskunnan katkottoman sähkön saannin riippuvuuden lisääntymiseen tulee olemaan merkittävä vaikutus verkostojen ja organisaatioiden kehittymiseen. Ilmastonmuutoksen myötä todennäköisyys suurhäiriöihin johtavien säätöjen esiintymiseen kasvaa.

Maantieteellinen väestökehitys on ollut kohti keskuksia; kuntakeskuksia, maakuntakeskuksia ja valtakunnallisia keskuksia. Vapaa-ajan asuntojen osalta tilanne on osin kehittynyt päinvastoin. Keskittymiskehityksen myötä merkittävä osa jakeluverkoista sijaitsee alueilla, joissa sähkön käytön lisääntyminen on vähäistä, ellei jopa negatiivista. Verkkojen kehittämisen osalta tämä johtaa uudenlaiseen tilanteeseen, verkkojen kehittäminen sähköteknisistä syistä on hyvin vähäistä. Kehittämisen keskeisiksi ohjaustekijöiksi nousevatkin käyttövarmuuskysymykset, verkkojen mekaaninen kunto ja tehokkuusajattelu.

Regulaatio, sisältäen taloudellisen valvontamallin ja erilaiset yksityiskohtaiset reunaehdot, on väline, jolla yhteiskunta ja kulloinkin harjoitettava politiikka voi vaikuttaa perusinfrastruktuuriin kuuluvaan sähkönjakelun toimintaperiaatteisiin.

Valvontamallin kehittyminen muodostaa yhden keskeisen riskitekijän verkkoyhtiön liiketoiminnan suunnittelussa, esim. siirtyminen liikevaihdon valvontaan vähentää nykyisessä tuottopohjaisessa valvontamallissa olevia kannustimia mittaviin verkosto-investointeihin, joilla taas on suora vaikutus verkon käyttövarmuustasoon.

Riippumatta siitä, miten sääntelyä jatkossa kehitetään, tietyt peruskysymykset on ennemmin tai myöhemmin kyettävä ratkaisemaan. Yksi näistä liittyy siihen, onnistutaanko ylipäänsä hyväksyttävästi määrittelemään, millaista julkista palvelua verkkoliiketoiminnalta odotetaan. Hyväksyttävä sähkön laatutaso on keskeinen osa tätä määrittelyä. Toinen osa on siirtohintojen kehittyminen, mutta tähän ongelmaan ei yksiselitteistä ratkaisua ole löydettävissä. Vaatimus, että hintoja on aina alennettava, ei voi olla ainoa lähtökohta, jos palveluiden laatua halutaan kehittää.

Toinen peruskysymys liittyy siihen, miten varmistetaan julkisen palvelun laatu – luotetaanko ohjauskeinona ensisijaisesti taloudelliseen sääntelyyn, asiakkaille maksettaviin suoriin korvauksiin vai verkonhaltijoille asetettaviin uhkasakkoihin. Hyväksyttävän laatutason määrittely yhdistettynä hintaseurantaan voi vähentää tarvetta puuttua sääntelyn keinoin yksittäisten kustannuskomponenttien kohtuullisuuteen, olipa kyseessä sitten operatiiviset kulut, investoinnit tai pääoman tuotto.

Verkkoliiketoiminnan valvonta kehittyneekin koko verkkoyhtiön toiminnan kattavaksi pitäen sisällään mm. sähkön laatuun ja verkkoinvestointeihin liittyvät ohjaustekijät, mutta on joustava mahdollistaen erilaiset liiketoimintastrategiat, joissa omistajaohjautuvasti pyritään liiketoiminnallisen tuoton maksimointiin tai kunnallisen omistajan tavoitteiden mukaiseen ”nollatulokseen”.

Mahdollinen skenaario on viranomaisten taholta tuleva tiukka käyttövarmuusvaatimus, kuten Ruotsissa, mikä saattaa johtaa voimakkaaseen investointibuumiin ja siirtohintojen nousuun.

Eräs mahdollinen muutos liiketoimintaympäristössä liittyy monopolitoiminnan totaaliin eriyttämiseen muusta liiketoiminnasta. Äärimmäisenä muotona olisi verkko-toiminnan kansallistaminen.

5. Teknologiaskenaariot ja -ratkaisut

5.1 Teknisiä vaihtoehtoja verkoston kehittämisessä

Sähkönjakeluverkkojen suunnittelun aikajänne on pitkä, useita kymmeniä vuosia. Suunnittelun tuloksena saadaan toisaalta näkemyksiä pitkällä aikavälillä toteutettavissa olevista toimenpidevaihtoehdoista ja toisaalta tuloksena saadaan konkreettisia heti toteutukseen meneviä yksityiskohtaisia suunnitelmia. Verkon kehittämiseen on monia erilaisia tarpeita ja toteutukseen monia erilaisia vaihtoehtoja. Seuraavassa on lueteltu keskeisiä uusia verkoston kehittämismenetelmiä.

- Kevyet 110/20 kV sähköasemat
- Kevyt 110 kV johto
- Kaapelointi (keski- ja pienjänniteverkot)
- Päälystetyt avojohdot (PAS-johdot)
- Tienvarteen rakentaminen
- 1000 V sähkönjakelu
- Hajautettu suojaus (pylväskatkaisijat)
- Kauko-ohjattavat erottimet
- Varayhteydet
- Valvomoautomaatio
- Maasulkuvirtojen sammutus
- Varavoima
- Microgrid-verkot
- Yhteistyö

Näillä tekniikoilla voidaan vaikuttaa tilastollisiin keskimääräisiin vikamääriin ja kestoihin. Suurhäiriöihin voidaan varautua pääosin kaapeloimalla keski- ja pienjänniteverkkoa. Taulukossa 5.1 on esitetty eri tekniikoiden vaikutukset vikamääriin ja -kestoihin.

Taulukko 5.1 Eri tekniikoiden vaikutuksia vikojen määriin ja kestoihin (>>tilanne paranee merkittävästi, > paranee hieman, - vähäinen tai ei vaikutusta

	Pysyvien vikojen määrä		Pysyvien vikojen kesto	Työ-keskeytykset	Jälleenkytkentöjen määrä
	Absoluut- tisesti	kpl/as			
Kevyet sähköasemat	-	>>	>	-	>>
Kaapelointi (keski- ja pienjänniteverkot)	>>	>>	-	-	>>
PAS-johdot	>	>	-	-	>
Tienvarteen rakentaminen	>	>	>	-	>
1000 V sähköjakelu	>	>>	-	-	>>
Pylväskatkaisijat	-	>>	-	-	>>
Kauko-ohjattavat erottimet	-	-	>>	-	-
Varayhteydet	-	-	>>	>>	-
Valvomoautomaatio	(>)	(>)	>>	>	-
Maasulkuvirtojen sammutus	-	-	-	-	>>
Varavoima	-	-	>	>>	-
Yhteistyö	>	>	>	-	-
Kevyet sähköasemat	-	>>	>	-	>>

5.1.1 Kevyet sähköasemat

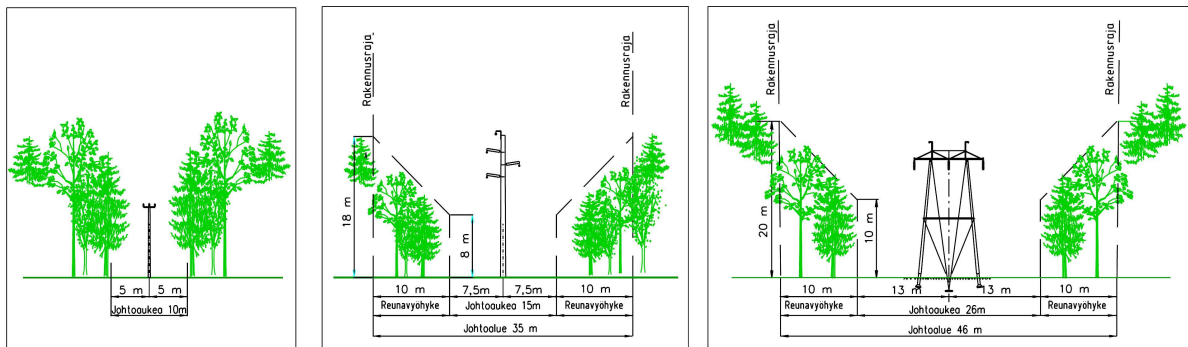
Sähkönjakelun luotettavuutta voidaan parantaa nopeasti ja tehokkaasti jakamalla nykyisiä syöttöalueita pienempiin kokonaisuuksiin. Tämä onnistuu nopeimmin lisäämällä sähköasemien määrää jakelualueella. Toistaiseksi uusi sähköasema on ollut kallis ratkaisu, ja investoinnin perusteeksi on vaadittu voimakas kuormituksen kasvaminen ja sitä seuraava syöttökapasiteetin loppuminen. Suur-Savon Sähkö Oy on vienyt sähköasemien tuotekehitystä eteenpäin yhdessä sähköasematoimittajan kanssa.

[illegible]

Kaapeloidussa verkossa on uusien sähköasemien tarvetta pohdittava myös muiden tekijöiden kuin luotettavuuden näkökulmasta. Käytännössä tällaisia syitä ovat siirtokapasiteetin lisääminen ja mahdollisten rengassyöttöjen lisääminen.

Uuden sähköasemaratkaisun yhteyteen liittyy keskeisesti yhtiön yhteistyössä palvelutoimittajan kanssa kehittämä kevyt 110 kV johto/linja. Ratkaisu perustuu vain yksittäisen suhteellisen pienitehoisen sähköaseman vaatimaan rajalliseen syöttökapasiteettiin. Kun sähköaseman tehokapasiteetti on suhteellisen pieni, ei sen syöttämiseen tarvita suurta siirtokapasiteettia, jolloin voidaan käyttää pienipoikkipintaisia keveitä johtimia. Tämän seurauksena pylväsrakennetta voidaan keventää. Kevytsähköasemien oikosulkutehoa voidaan myös rajoittaa niitä syöttävän kevytlinjojen avulla. 110 kV kevytlinjojen terminen kestoisuus on ohuempien johdinpoikkipintojen vuoksi perinteistä pienempi ja johdot suojataan alkupäästään ylivirta- ja oikosulkusuojin. Tämä suojaus toimii samalla kevytsähköaseman suurjännitepuolen suojauksena.

Kevyen 110 kV linjan rakennuskustannukset ovat noin 60 k€/km. Investointikustannukset ovat siten noin 40 % pienemmät kuin perinteisissä 110 kV linjaratkaisuissa ja noin 2-3 kertaa suuremmat kuin 20 kV ilmajohtojen kustannukset. Uusi rakenne tullaan ottamaan käyttöön ensimmäisen kerran vuonna 2008. Kuvassa 5.2 on esitetty rakenne vertailu 20 kV ilmajohtolinjan, 110 kV kevytlinjan ja perinteisen 110 kV linjan välillä.



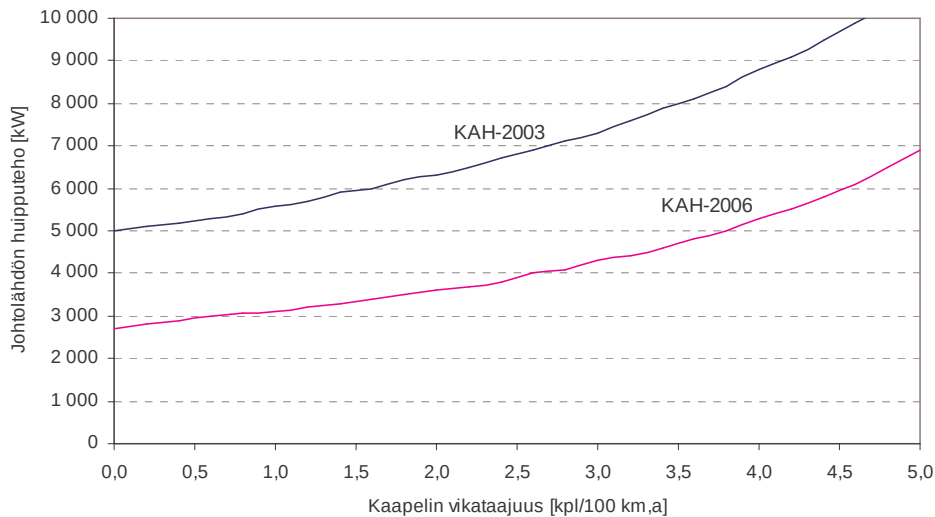
Kuva 5.2 Linjan rakenne. a) tyypillinen 20 kV avojohtolinja. b) Uusi kevytrakenteinen 110 kV linja >ELTEL, SlimLine). c) Perinteinen 110 kV linja.

5.1.3 Kaapelointi

Kaapeleita käyttäen saavutetaan siis yleensä parempi käyttövarmuus verkossa. Kaapelien vikataajuus on 20-50 % avojohtojen vikataajuudesta. Sen sijaan vikojen tarkka paikallistaminen ja korjaaminen on kaapelivaihtoehdossa hitaampaa. Keski-jänniteverkoissa kaapeleiden käytössä on niiden kalliimman hinnan lisäksi otettava huomioon niiden maasulkuvirtoja kasvattava vaikutus ja pitkien korjausaikojen takia tarvittavat varayhteydet. Kaapeliverkon muunneltavuus on myös selvästi kankeampaa ja kalliimpaa kuin avojohtoverkon. Uudet haarajohtot vaativat erityiset kytkentäkojeistot, keski-jännitteellä ns. RMU-yksiköt >ring main unit) tai jakelumuuntamolta lähtevän haaroituksen ja pienjänniteverkossa jakokaapin.

Kuvassa 5.3 on esitetty johdon siirtotehona keski-jännitekaapeloinnin kannattavuustarkastelu kaapelin vikataajuuden funktiona haja-asutusalueella verrattuna perinteiseen ilmajohtorakenteeseen. Laskelmat on toteutettu sekä uusilla vuoden 2006 KAH-arvoilla että vanhoilla 90-luvulta peräisin olevilla arvoilla. Kuvan käyriä laskettaessa ilmajohtojen vikataajuutena on käytetty tyypillistä esiintyvää pysyvien vikojen vikataajuutta, 5 vikaa/100 km,a. Kaapeloinnilla saadaan tämän lisäksi hyötyä jälleenkytkentöjen poistumisen kautta. Keski-jännitemaakaapeli on ajateltu asennettavaksi kaivamalla haja-asutusalueelle ja sisältävän jatkokset ja päätteet. Tällöin AHXAMK 70 maakaapelin hinta on noin 44 000 €/km. Tätä verrataan laskelmissa

Raven avojohtorakenteeseen, jonka rakennuskustannukset ovat noin 19 600 €/km (>EMV-2006).



Kuva 5.3 Keskijännitekaapelin kannattavuusalue vanhoilla ja uusilla KAH-arvoilla eräällä johtolähdöllä. Asiakasjakauma: kotitalous 43 %, maatalous 7 %, teollisuus 17 %, julkinen 12 %, palvelu 21 %. Syötönpalautusaika on avojohdolle 0,5 h ja maakaapelille 1 h.

Kuvasta nähdään, että KAH-arvot vaikuttavat voimakkaasti kaapeloinnin kannattavuusalueeseen. Valvonnassa käytettävien KAH-arvojen suuruudet ja tulevaisuuden muutokset eivät ole tiedossa, joten päätöksentekoon liittyy tämän tyyppisissä tehtävänasetteluissa merkittävä taloudellinen regulaatiosta tuleva riski.

Kaapeleiden hyvä käyttövarmuus korostuu suurhäiriötilanteissa. Kaapelointi on lähes ainoa tapa varmasti ehkäistä pahojen myrskyjen avojohtoverkoissa aiheuttamia laajoja ja pitkäkestoisia keskeytyksiä. Kaapeloinnin käytön laajentamisen haittana on niiden kalleus. Etenkin keskijännitekaapelin rakentaminen on kallista. Asennustyössä käytetään nykyisin pääosin kaivutekniikkaa ja myös itse kaapeli on huomattavasti kalliimpi kuin esim. pj-kaapeli. Kaapeloinnin laajemman käytön edellytyksenä onkin nykyistä edullisemman kaapelointitekniikan kehittäminen ja käyttäminen. Kustannushyötyjä voidaan saavuttaa kaapelirakenteita kehittämällä, käyttämällä pj-kaapeleita kj-kaapeleiden sijaan >1 kV ja DC-tekniikan käyttö) sekä kehittämällä kaapeleiden asennustekniikkaa >auraus).

5.1.4 Pienjännitekaapelien auraaminen

Pienjännitemaakaapelin asennustapana etenkin haja-asutusalueilla on yleistymässä maakaapelin auraaminen. Nykyään olosuhteiden salliessa lähes kaikki uudet pienjännitemaakaapelit pyritään auraamaan. Auraaminen mahdollistaa edulliset asennuskustannukset, joilloin pienjännitemaakaapelointi on perinteistä AMKA rakennetta edullisempi vaihtoehto. Kaapelin auraamiskustannukset ovat keskimäärin 50 % pienemmät kuin pelkän kaapeliojan kaivukustannukset haja-asutusalueella. Maaperä asettaa rajat kaapelin auraamisen käyttöpotentiaalille. Auraus on kuitenkin mahdollista lähes kaikkialle paitsi kivikkoiseen ja kallioiseen maaperään. SSS Oy:n tarkastelualueella aurauksen on todettu olevan mahdollista noin 80 % koko pienjänniteverkosta. Yleensä aurattaessa suositetaan teiden laitoja ja pohjia käyttömahdollisuuden mukaan. Aurausnopeus vaihtelee kohteen laajuudesta riippuen. Nopeus voi olla useita kilometrejä päivässä. Kuvassa 5.4 on esitetty pienjännitemaakaapelin auraus mökkitiehen.



Kuva 5.4 Pienjännitemaakaapelointi auraamalla.

5.1.5 Päälystetty avojohto >PAS)

Keskijänniteverkossa käytetään jonkin verran päälystettyjä avojohtoja, ns. PAS-johtoja. Niiden eristysrakenne on yksinkertainen ja edullinen. Eristystä on johtimien pinnalla sen verran, että johtimien hetkellinen toisiinsa koskettaminen ei johda läpilyöntiin ja vastaavasti puu voi nojata johdinta vasten useita päiviäkin. Eristysrakenteen avulla avojohdon vaiheväliä voidaan pienentää, joka mahdollistaa kapeamman johtokadun käytön etenkin kaksois- ja kolmoisjohdoilla. Johtorakenteen käyttövarmuus on avojohtoa parempi, kun johdolle lentävät risut tai linnut eivät aiheuta pjk:n ja ajk:n

kautta käyttökeskeytystä. Johdolle nojaavien puiden ja oksien aiheuttamia keskeytyksiä PAS-johdon käyttö ei juuri vähennä. Oksat ja puut eivät tällöin aiheuta välitöntä keskeytystä, mutta ajanmyötä eristysrakenteen vaurioituminen aiheuttaa pysyvän keskeytyksen. Johdolle kaatuneet tai taipuneet puut voivat olla myös turvallisuusriski. Eristeen takia taipunut puu aiheuttaa ajan myötä suuri-impedanssisen maasulun, jota maasulun suojauslaitteet eivät helposti havaitse. Samanaikaisesti askel- ja kosketusjännitteet maastossa vikapaikan läheisyydessä voivat kuitenkin nousta hengenvaaralliselle tasolle.

PAS-johdot ovat investointikustannuksiltaan noin 30 % vastaavaa avojohtoa kalliimpia. Niiden taloudellinen käyttöalue on sähköasemilta lähteissä kaksois- ja kolmoisjohdoissa sekä käyttövarmuuden kannalta erityisen hankalissa oloissa, esimerkiksi tykkylumialueilla.

PAS-johtoja on asennettu paljon teiden laidoille. Eräs syy tähän on johdon helppo tarkastettavuus. Tarkastus pitäisi tehdä aina myrskyn jälkeen, jotta varmistetaan, että johdolle ei ole jäänyt nojaamaan puuta, jota suojaus ei ole havainnut. Tyypillisesti PAS-johto on vian jälkeen hankala korjata eristeensä vuoksi. Lisäksi esimerkiksi hanganneen puun eristeeseen aiheuttama rakenne vaurio on vaikea todentaa ja yleensäkin eristeauriot voivat myöhemmin aiheuttaa linjalle erikoislaatuisia vikatilanteita. Kuvassa 5.5 on esitetty tienlaitaan rakennettu PAS-johto.

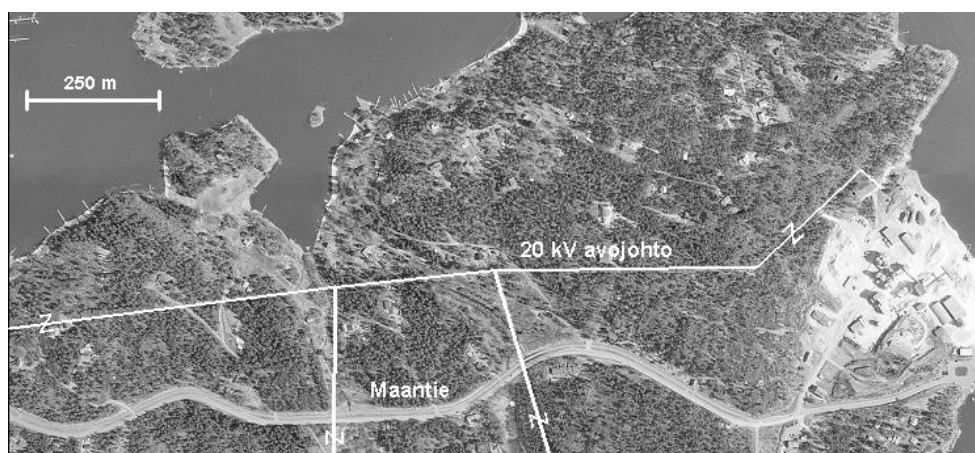


Kuva 5.5 PAS-tekniikalla toteutettu johto-osuus tien varressa.

5.1.6 Tienvarteen rakentaminen

Suurin osa haja-asutusalueiden johtokaduista ja sähkölinjoista sijaitsee metsän sisällä. Ratkaisumalli juontaa vuosikymmenien takaa, jolloin tavoitteena verkostorakentamisessa oli investointien materiaalikustannusten minimointi. Tämä tarkoitti yleensä linjojen suoraviivaista rakentamista metsien halki johtopituuden minimoimiseksi. Maaseudun sähköistämisen huippuvuosina 1950- ja 1960-luvuilla linjojen vieminen metsään ei ollut maankäyttösopimusten saamisen suhteen yleensä ongelma. Joillain alueilla maanomistajat saattoivat jopa lähes kilpailla sähkölinjan saamisesta omalle maalleen, sillä tämä varmisti sähköliittymän saamisen maanomistajalle. Sähkönjakelun luotettavuus ei ollut tuolloin keskeisimpiä huolenaiheita. Sähkönjohtamisen laatu ymmärrettiin tyypillisesti riippuvaiseksi ainoastaan jännitetasosta. Sähkön laatu ei ollut riippuvainen keskeytyksistä tai muiden häiriöiden määrästä vaan pienestä jännitteenalenemasta ja riittävän suuresta jännitejännitteistä. Kustannussäästöjen lisäksi metsiin sijoittamista on perusteltu linjojen näkymättömyydellä asutuksen lähellä. Toisin kuin tienlaitoihin tai pelloille vedetyt linjat, metsässä olevan linjan olemassaoloa ei juuri huomaa. Lisäksi tienlaitoihin sijoittamista vaikeuttaa edelleenkin tienpitäjien vastustus tienlaitaan rakennettuja linjoja kohtaan. Liian lähelle tietä rakennettu linja voi olla este tien kunnossapidolle.

Nyt vuosikymmeniä myöhemmin sähkönjakelun luotettavuus on noussut verkostosuunnittelun keskeiseksi reunaehdoksi. Uudet linjat pyritäänkin rakentamaan mahdollisuuksien mukaan teiden varsille käyttövarmuuden parantamiseksi ja huoltotoiminnan helpottamiseksi. Kokemukset ovat osoittaneet, että tienvarteen siirto vähentää vikojen määrän lähes puoleen kyseisillä linjaosuuksilla. Kuvassa 5.6 on esitetty tyypillinen tilanne 20 kV verkosta. Kuvassa ilmajohtoreitti kulkee suoraviivaisesti metsän halki vaikka suojaisempi reitti maantien varressa olisi tarjolla vieressä.



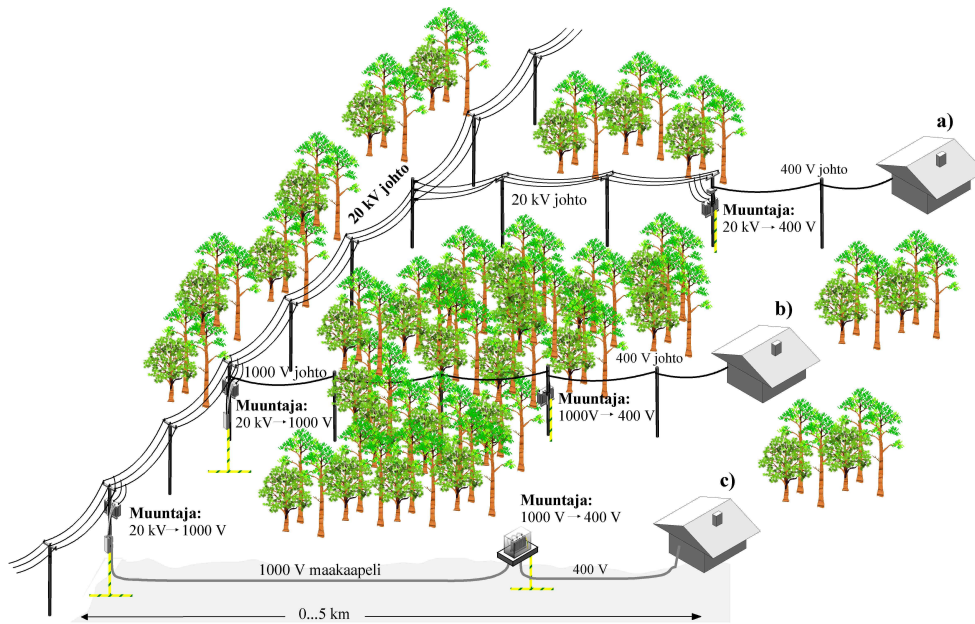
Kuva 5.6 Tyypillinen 20 kV keskijännitejohtoreitti haja-asutusalueella. Johtokatu kulkee metsässä vaikka suojaisempi reitti olisi tarjolla lähellä maantien varressa.

Jo sähköistämisen alkuaikana asutus ja näin ollen kuormat olivat sijoittuneet muun infrastruktuurin eli teiden lähelle. Tällöin metsään rakennetuilta linjoilta joudutaan rakentamaan teiden laitoihin haarajohtoja. Kuormien sijoittuminen tienlaitoihin on ajansaatossa vain lisääntynyt. Nykyään maankäyttösopimusten saaminen uusille metsään vedettävälle linjoille on vaikeutunut. Maanomistajat eivät halua sähkölinjaa mailleen, eikä puita kaadettavaksi metsistään linjojen alta. Sähkönjakelua pidetään itsestäänselvyytenä, joka ei saisi näkyä missään eikä aiheuttaa minkäänlaisia muutoksia ympäristöön. Tienlaitaan siirrossa linja tulee ympäristössään näkyväksi, mutta se koetaan usein pienempänä hättänä kuin esimerkiksi metsän kaato uuden linjan tieltä. Lisäksi tienlaidassa kulkeva jakelujohto on yleensä lähempänä varsinaisia kuormituspisteitä. Kun otetaan huomioon nykyiset maankäyttökorvaukset, ei tienlaitaan rakentaminen yleensä johda edes metsää kalliimpaan vaihtoehtoon. Johtopituudetkaan eivät merkittävästi muutu. Ratkaisu on myös luonnon kannalta parempi, sillä tienvarsijohdoilla hyödynnetään jo kertaalleen raivattuja reittejä.

Tien laidassa tien puoli johtokadusta on jo valmiina. Siirrettäessä sähkölinja tienlaitaan linja sijoitetaan mikäli mahdollista sille puolelle tietä, jonne päin yleensä tuulee.

5.1.7 1000 V sähkönjakelu

Eräs lupaavista uusista tekniikoista on 1000 V pienjännitejakelun hyödyntäminen. Koska 90 % asiakkaiden kokemista keskeytyksistä aiheutuu 20 kV keskijänniteverkossa tapahtuvista vioista, voidaan sähkönjakelun varmuutta parantaa merkittävästi pienentämällä yhtenäisiä syöttö- ja samalla vian vaikutusalueita. 1000 V tekniikkaa hyödyntämällä voidaan pienitehoiset ja vika-alttiit keskijännitejohtohaarat muuttaa kustannustehokkaasti 1000 V pienjännitteellä toimiviksi. Vikojen määrä ja vaikutusalue pienenee ratkaisevasti, sillä jokainen 1000 V tekniikalla toteutettu johtohaara muodostaa oman suojausalueensa eikä näin vaikuta vikaantuessaan muiden saman keskijännitesyöttöalueen asiakkaisiin. Lisäksi 1000 V jännitteellä voidaan käyttää jo olemassa olevia käyttövarmuudeltaan avojohtorakennetta huomattavasti varmempia AMKA-riippukierrekaapeleita. Kun perinteisellä 400 V pienjännitejakelulla asiakkaan ja muuntamon välinen maksimi etäisyys jää jännitteenaleneman takia yleensä alle kilometriin, voidaan 1000 V tekniikalla syöttää 1-5 km päässä olevia asiakkaita. Tarkastelualueesta riippuen nykyisestä keskijänniteverkon pituudesta olisi 10-30 % korvattavissa 1000 V tekniikalla. Karkeasti arvioituna tällä voitaisiin pienentää asiakkaiden kokemaa keskeytyksiä jopa kolmanneksella. Yleisesti määritellyt varmat teknistaloudelliset käyttökohteet 1000 V johdoille 20 kV johtojen korvaajina asettuvat alueelle, jossa ilmajohtoverkossa haarajohtojen siirtoteho on alle 60 kW ja siirtomatkat välillä 1-5 km; ja maakaapeliverkossa haarajohtojen siirtoteho on alle 100 kW ja siirtomatkat välillä 1-5 km >Par 2005b; Loh 2005)



Kuva 5.7 1000 V tekniikalla voidaan kustannustehokkaasti korvata pienitehoisia 20 kV keskijännitejohtohaaroja.

20/1/0,4 kV jakelujärjestelmä on nykyisellään valmis laajamittaiseen käyttöön. Uudisrakennuskohteissa 1000 V järjestelmän merkittävin potentiaali on kohteissa, joissa 1000 V johdoilla voidaan korvata tarve rakentaa keskijännitejohtoja. 1000 V järjestelmä on taloudellinen ratkaisu myös silloin, kun pienjännitemuuntopiiriin halutaan liittää uusia asiakkaita, joiden sähköistäminen vaatisi muuntopiiriin jaon tai erittäin vahvojen 400 V johtojen rakentamisen. Taloudellinen ratkaisu syntyy yleensä käyttämällä 20/1/0,4 kV kolmikäämimuuntajia. 1000 V järjestelmä mahdollistaa perinteistä järjestelmää laajempien pienjännitemuuntopiirien rakentamisen. Tällaisessa muuntopiirissä runkojohtona on 1000 V johto, johon liittyy useita 1/0,4 kV muuntajia. Käytännössä 1000 V rakenteiden käyttö verkkoa uusittaessa tarkoittaa aina aiemman verkkotopologian vähintään osittaista uusimista. 1000 V järjestelmä vähentää perinteistä muuntopiirien jakoa ja näin KJ/PJ muuntamoiden määrää. Kokonaismuuntamomäärä kuitenkin kasvaa tai pysyy vähintään samana 1/0,4 kV muuntamoiden vaikutuksesta >Loh 2005; Par 2005b). Oikein suunniteltuna myös 400 V verkko lyhenee tyypillisesti 0-30 %. Kokonaisverkkopituus säilyy kuitenkin likimain samana.

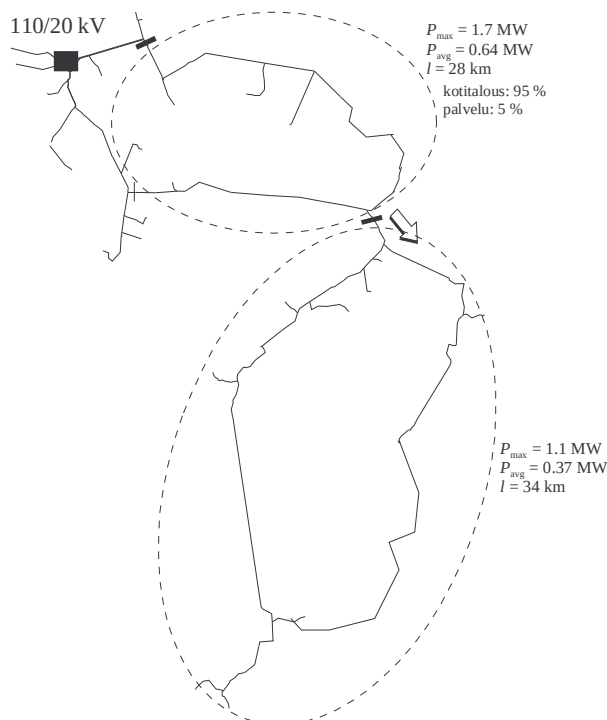
Saneerauskohteissa 1000 V järjestelmä kannattaa huomioida yhtenä ratkaisuvaihtoehtona perinteiselle järjestelmälle. Keskijännitejohdon kokonaisvaltainen uusiminen, vaikka johtolinjaukset pysyisivätkin samoina, vastaa 1000 V järjestelmän käyttöpotentiaalin kannalta uudisrakennuskohdetta. Mikäli keskijännitejohdolle tehdään ainoastaan pylvässaneeraus, on 1000 V järjestelmän käyttöpotentiaali uudisrakennuskohteita pienempi. Usein vikaantuva keskijännitehaarajohto voidaan erottaa omaksi suojausalueekseen ottamalla se sellaisenaan 1000 V käyttöön. 1000 V

käyttöönoton investointikustannukset ovat usein pienemmät kuin keskijännitepylväskatkaisijoiden. Tällaisen ratkaisun taloudellisuus perustuu kuitenkin pääasiassa pieneneviin keskeytyskustannuksiin >Par 2005b).

Paremmen käyttövarmuuden tavoittelu voi edellyttää keskijänniteverkon maakaapelointia haja-asutusalueella. Useat haja-asutusalueiden keskijännitelähdöt ovat kuitenkin liian pienitehoisia kohteita taloudelliselle maakaapeloinnille. Eräs vaihtoehto on 1000 V pienjännitemaakaapeleiden käyttäminen keskijännitemaakaapeleiden sijaan. 1000 V maakaapelin taloudellisuus perustuu keskijännitemaakaapelia pienempiin investointikustannuksiin. 1000 V maakaapeloidun järjestelmän investointikustannukset haja-asutusalueella ovat yli 50 % pienemmät kuin keskijännitemaakaapeleilla.

5.1.8 Pylväskatkaisijat

Keskijännitelähdöllä voidaan käyttää pylväisiin sijoitettavia suojareleillä varustettuja kauko-ohjattuja pylväskatkaisijoita. Tällöin asiakkaan näkökulmasta vikojen määrä ja kokonaiskesto pienentyvät. Saavutettava hyöty riippuu katkaisijan perässä olevan verkon pituudesta >vikojen määrästä) ja katkaisijaa ennen olevien asiakkaiden määrästä ja tyypistä. Ennen katkaisijaa oleville asiakkaille ei aiheudu keskeytystä katkaisijan takana tapahtuvissa vioissa. Kuvassa 5.8 on esitetty tyypillinen mahdollinen sijoituspaikka pylväskatkaisijalle. Pylväskatkaisijan ja siihen tarvittavan suojareleistyksen hinta on n. 28 000 €.



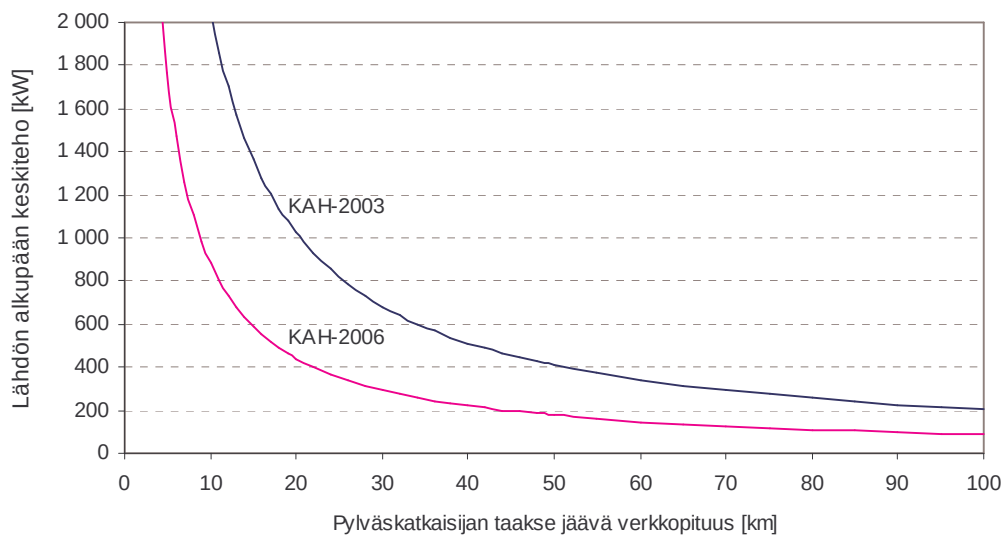
Kuva 5.8 Pylväskatkaisijan mahdollinen sijoituspaikka keskijännitelähdöllä.



	Max Design Voltage, kV	Continuous Current, A	BIL, kV	Interrupting Current, kA
OVR-3	15.5	630 / 800 / 1000	110 / 125	12 / 16
	27	631 / 800 / 1000	125	12 / 16
	38	632 / 800 / 1250	170	12 / 16

Kuva 5.9 OVR-3 pylväskatkaisija >Hakola 2005).

Kuvassa 5.9 on esitetty pylväskatkaisijan kannattavuusraja esimerkkijohtolähdöllä.



Kuva 5.10 Pylväskatkaisijan kannattavuusraja johtolähdöllä vanhojen >KAH-2003) ja uusien >KAH-2006) keskeytyksestä aiheutuneen haitan mukaan.

Esimerkkilähdön alkupään keskiteho on 640 kW ja katkaisijan takana olevan verkon pituus 34 km. Kuvan mukaisessa tapauksessa investointi olisi taloudellisesti kannattava, jos KAH-kustannukset rinnastetaan suoraan verkkoyhtiön investointikustannuksiin.

5.1.9 Kauko-ohjattavat erottimet

Kauko-ohjattavan erottimen avulla voidaan lyhentää asiakkaille vioista aiheutuvan keskeytyksen pituutta, keskeytysten määrään niillä ei ole vaikutusta. Vaikutus syntyy kytkentäajan lyhenemisen kautta. Käsien ohjattavan erottimen ohjaukseen kuluva aika on tyypillisesti kymmeniä minutteja riippuen erottimen paikasta sekä korjausmiehistön sijainnista ja valmiusasteesta. Kauko-ohjausta käyttäen ohjaukset voidaan toteuttaa muutamassa minuutissa. Kauko-ohjauksella saadaan lyhennetyksi erityisesti vikapaikan

erottamiseen ja varayhteysien kytkemiseen kuluvaan aikaan. Vikapaikan erottamisen jälkeen sähköttöä olevien asiakkaiden määrä on yleensä pienentynyt murto-osaan alkutilanteesta, jossa kaikki kyseisen kyllähdön asiakkaat olivat ilman sähköä. >Par 2006)

Kauko-ohjattu erotinasema ei lisää suoranaisesti verkon siirtokäkyä. Välillisesti kauko-ohjauksen avulla kuitenkin saadaan verkkoon lisää siirtokapasiteettia, sillä kauko-ohjausta hyödyntäen verkossa voidaan toteuttaa pahoissa häiriötilanteissa nopeasti hyvinkin mutkikkaita varayhteysjärjestelyjä. Tämä mahdollistaa verkon kapasiteetin täyden hyödyntämisen ja vähentää siten investointitarpeita.

Kauko-ohjatun erotinaseman rakenteeseen kuuluu erotinysikkö, ohjausvarsi, moottoroitu jousi, ohjauselektroniikka, radio-osa ja antenni. Kauko-ohjaus sijoitetaan yleensä verkon keskeisiin haaroituspisteisiin ja jakorajoille. Yhdellä erotinasemalla ohjauksen piirissä on tällöin tyypillisesti 2-4 erotinta. Kauko-ohjatun erotinaseman >2 erotinta) hinta on noin 16 000 €.



Kuva 5.11 Kauko-ohjattava erotinasema.

5.1.10 Varayhteysien rakentaminen

Verkon topologiaan tehtävillä muutoksilla voidaan vaikuttaa keskeytysaikoihin. Luotettavuuden kannalta ongelmallisten kohteiden keskeytysaikaa voidaan lyhentää rakentamalla varasyöttöyhteys. Varasyöttöyhteys voi tarkoittaa verkon sisällä säteittäisen verkkorakenteen muuttamista rengasmaiseksi rakentamalla kahden johtolähdön välille varayhteys, joka normaalissa käyttötilanteessa ei ole käytössä. Toisaalta varasyöttöyhteyksiä voidaan rakentaa myös naapuriverkkoyhtiöiden verkkoihin, joiden avulla pyritään lyhentämään suurempien vikojen aiheuttamia keskeytysaikoja. Varasyöttöyhteyksien lisääntyessä sähkön toimitusvarmuus kasvaa,

mutta normaalitilanteessa periaatteessa tarpeettomien johto-osuuksien rakentaminen kaikkialle ei ole taloudellista. Tämän vuoksi varasyöttöyhteyksiä ei kannata rakentaa, jos välimatka yhteyden päätepisteiden välillä on kovin suuri. Lisäksi varasyöttöyhteyksiä suunniteltaessa verkolle ei kannata asettaa kovin tiukkaa jännitteenaleneman rajaa. Muutoin varasyöttöyhteyden rakenne tulee liian kalliiksi tai mahdollisesti koko yhteyden rakentaminen teknisesti mahdottomaksi.

Varasyöttöyhteyksien rakentaminen eri verkkoyhtiöiden välille on myös strategista suurhäiriöihin ja vaikeisiin vikatilanteisiin varautumista. Varasyöttöyhteyksien rakentamista tarkastellaan yleensä vikaantuneen sähköaseman korvattavuustarkasteluiden yhteydessä. Tällaisissa tapauksissa sähkötön asiakasmäärä on yleensä niin suuri, että vähintään osa vikaantuneen sähköaseman muutoin syöttämästä verkosta kannattaa varmistaa varasyöttöyhteyksin.

Varasyöttöyhteyksien tehokas käyttö ja niistä saatava etu ovat suoraan kytköksissä verkostoautomaation ja käytöntukitoimintojen tehokkaaseen hyödyntämiseen. Varasyöttöyhteydet on parhaan edun saamiseksi aina kytkettävä verkkoon kauko-ohjattavin kytkinlaittein. Erottimien kaukokäytön avulla voidaan tarvittavat kytkennät vika-alueen rajaamiseksi tehdä nopeasti heti vian ilmettyä ja kytkeä alueen syöttö varayhteyksien kautta. Katkon pituus ja siten keskeytyksestä syntynyt haitta riippuu siitä, kuinka nopeasti varasyöttöyhteys saadaan kytkettyä.

5.1.11 Valvomoautomaatio

Käytöntukijärjestelmän toimintoja hyödyntämällä voidaan parantaa monin tavoin verkon käyttövarmuutta ja siirtokapasiteetin täysmääräistä käyttöä. Käytöntukijärjestelmän laskentatoimintojen avulla voidaan nopeasti ja tarkasti määrittää vaikeissakin häiriötilanteissa varayhteyksien käyttömahdollisuudet niin, että verkon suojaukselle ja jännitteen laadulle asetetut vaatimukset täyttyvät. Laskelmat yhdessä kauko-ohjattavien erotinasemien käytön kanssa mahdollistavat verkon siirtokapasiteetin täyden hyödyntämisen. Tämä pienentää pitkällä aikavälillä verkon investointeja.

Käytöntukijärjestelmään sisältyvien vianpaikannustoimintojen avulla voidaan nopeuttaa verkoissa esiintyvien oikosulkujen paikantamista ja erottamista. Tehokas vikojen paikannusjärjestelmä edellyttää, että sähköasemilla on ainakin pääsyötössä käytössä moderni prosessoripohjainen suojarele, joka pystyy mittaamaan ja taltioimaan vikavirtojen suuruudet sekä lähettämään informaation valvomossa sijaitsevan käytöntukijärjestelmän käytettäväksi. Vikojen paikannusta voidaan kehittää myös käyttämällä verkossa joko paikallisesti tai kaukoyhteyden kautta luettavia vianilmaisimia. Vianilmaisoin havahtuu, kun vikavirta kulkee sen läpi. Jos

vianilmaisimen toimintatieto saadaan kaukoluennan avulla valvomoon, voidaan vikapaikka paikantaa nopeasti myös maasuluissa.

Useissa verkkoyhtiöissä on onnistuttu vähentämään jakeluverkon vikojen asiakkaille aiheuttaman haitan määrää merkittävästi ottamalla käyttöön vianilmaisimia ja vikavirran mittaukseen kykeneviä suojarkeitä, käytönvalvonta- ja käytöntukijärjestelmiä sekä kauko-ohjattuja erotinasemia.

5.1.12 Maasulkuvirran sammutus

Yksivaiheinen maasulku aiheuttaa vikapaikassa maadoitusjännitteen, jonka suuruus määräytyy vikavirran suuruuden ja vikavirran kohtaaman maadoitusresistanssin tulon perusteella. Osa maadoitusjännitteestä saattaa muodostaa ihmisille ja eläimille vaarallisen kosketusjännitteen. Suomen maaperän ominaisjohtavuus on pääsääntöisesti huono, jolloin jakelumuuntamoilla ja erotinasemilla käytettävien suojamaadoitusten ja pienjänniteverkon käyttömaadoitusten maadoitusresistansseja on vaikea saada pieniksi; maadoitusresistanssit ovat tyypillisesti muutamia ohmeja. Tämä onkin keskeisin syy siihen, että Suomessa keskijänniteverkkoa käytetään maasta erotettuna. Maasta erotetussa verkossa maasulkuvirta on pieni, jolloin maadoitusjännitteet pysyvät kohtuullisina ja sähköturvallisuusmääräysten asettamat vaatimukset voidaan täyttää. Olosuhteissa, joissa maadoitusolot ovat erityisen vaikeat, esimerkiksi harjualueilla, on kuitenkin tällöinkin useassa tapauksessa vaikea saavuttaa sallittuja maadoitusjännitearvoja. Maadoitukseen käytettävän kuparimäärän lisäämisen sijasta vaihtoehtona voikin tällöin olla maasulkuvirran pienentäminen käyttämällä joko keskitettyä tai hajautettua maasulkuvirran kompensointia ns. sammutusta.

Keskitetyssä kompensoinnissa sähköasemalle asennetaan reaktori 20 kV verkon tähtipisteen ja maan väliin. Kelan induktanssi mitoitetaan siten, että sen kautta kulkeva induktiivinen vikavirta vastaa johtokapasitanssien kautta kulkevaa kapasitiivista maasulkuvirtaa. Maadoitusjännitettä aiheuttava kokonaismaasulkuvirta tulee tällöin hyvin pieneksi, kun kapasitiivinen ja induktiivinen virta kumoavat toisensa. Sähköasemille keskitetyn sammutuksen lisäksi Suomessa käytetään myös ns. hajautettua kompensointia. Hajautetussa kompensoinnissa käytetään 5 tai 10 A maadoitusmuuntajia, joita kytketään hajautetusti 20 kV johtolähdöille >induktanssi maadoitusmuuntajassa olevan tähtipisteen ja maan väliin). Myös tässä vaihtoehdossa tavoitteena on maasulkuvirran pienentäminen.

Maasulkuvirran kompensoinnin eli sammutuksen hyötynä on pienentyvien maadoitusjännitteiden lisäksi myös vähentyvät maasuluista aiheutuvat relettoiminnot. Kompensoidussa verkossa osa valokaarimaasuluista sammuu itsestään ilman, että

katkaisijan tarvitsee tehdä verkkoa jännitteettömäksi. Sammutuksen avulla voidaan siten vähentää verkossa esiintyvien jälleenkytkentöjen määrää. Maasulkuvirran kompensoinnin perusratkaisujen pohtiminen on yksi keskeinen osa jakeluverkkojen pitkän aikavälin kehittämissuunnittelua. Maakaapelien suuren maakapasitanssin vuoksi maasulkuvirran kompensointi on laajoissa kj-kaapeliverkoissa käytännössä välttämätöntä.

5.1.13 Varavoima

Keskijänniteverkon sähkötekniset kehitystarpeet tulevat hyvin useassa tapauksessa vakavien häiriötilanteiden, esimerkiksi päämuuntajavaurio, aikaisen siirtokapasiteetin puutteesta. Sähkönjakeluverkossa on aina sellaisia kohteita, joiden käyttövarmuutta ei ole järkevin kustannuksin mahdollista parantaa verkkorakennetta muuttamalla. Tällaisten tilanteiden aikana voidaan hyödyntää muuhun kuin sähkönsiirtoon hankittuja laitteistoja kuten varavoimaa ja kompensointikondensaattoreita. Jos tällaisissa kohteissa sijaitsee toimituksen kannalta kriittisiä asiakkaita, kuten suurmaataloutta, teollisuutta tai terveydenhoitoon liittyviä toimintoja, voi varavoiman käyttäminen olla lyhyellä aikavälillä perusteltava ratkaisu. Kriittisiksi asiakkaiksi voidaan luonnehtia sellaiset asiakkaat, joiden maksimi keskeytysaika saa tilanteesta riippumatta olla vain 1 h.

Verkkoyhtiön käytössä olevia varavoimakoneita voidaan käyttää lisäämään 20 kV verkon siirtokykyä vaikeissa häiriötilanteissa. Varavoimakoneet voidaan vakavissa häiriötilanteissa kytkeä käyttöön häiriöalueella olevalla sähköasemalla tai 20 kV johdolla. Varavoimakoneella >100 – 1000 kW) tuotettua tehoa ei tarvitse siirtää 20 kV verkon kautta ja näin voidaan kokonaisuutena saada suurempi teho häiriöalueelle. Varavoimakoneen avulla saatava lisäkapasiteetti on yleensä pieni verrattuna verkon kokonaistehoihin, mutta pienikin lisäteho voi olla ratkaiseva siihen, että suurta ja kallista verkostoinvestointia voidaan lykätä ajallisesti eteenpäin.

Varavoimakonetta vastaavalla tavalla voitaisiin käyttää akkuvoimalaitoksia varateholähteenä vaikeissa häiriötilanteissa. Akkutekniikan hankintahinta ja käyttökustannukset ovat toistaiseksi kuitenkin niin suuret, että niiden käyttö jakeluverkkojen yhteydessä ei ole realistista. >Par 2006)

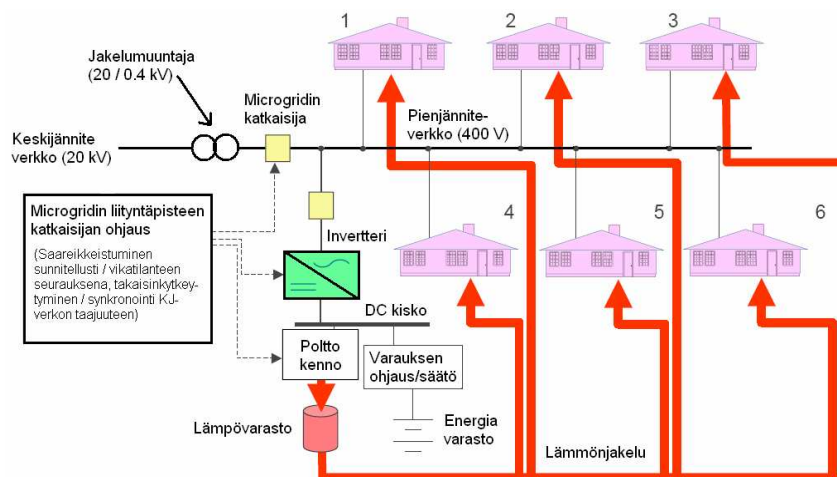
Niin kauan kun sähkönjakeluverkossa on pienikin matka ilmajohtoa, on verkko altis ilmasto-olosuhteiden aiheuttamille vioille. Maakaapeliverkoissa puolestaan korjausaika voi olla hyvinkin pitkä, vaikka vikataajuus on pieni. Ratkaisu näissä tilanteissa asiakkaan sähköttömän ajan lyhentämiseen on asiakkaalle sijoitetun varavoiman käyttäminen. Nykyään useat maatilat haja-asutusalueella ovat hankkineet jo omat aggregaatit suurhäiriöiden varalta.

Muuta kuin verkkoyhtiön huoltokäyttöä varten hankittujen varavoimakoneiden ylläpito on yhtiön näkökulmasta kallista. Koneita ei saateta käyttää pitkiin aikoihin, mutta silti ne on pidettävä kunnossa. Varavoimakoneiden asentaminen joillekin kriittisille asiakkaille on kuitenkin mahdollista, jolloin muutoin tarvittavia verkkoinvestointeja voidaan keventää ja siirtää kauemmas tulevaisuuteen. Jos varavoimaa kuitenkin verkkoyhtiön toimesta asennetaan joillekin asiakkaalle, kysymykseksi jää kulujen kohdistaminen. Jos investointikustannukset normaalitapaan kuoletetaan koko asiakaskunnan siirtomaksujen kautta, maksavat muut asiakkaat harvojen saaman edun. Yksinkertaisinta onkin, jos asiakas itse hankkii ja huolehtii varavoiman ylläpidosta.

5.1.14 Microgrid-verkot

Jos hajautetun tuotannon lisääntymisen ja energiavarastojen kehittymisen mahdollistama sähkön jakelun laadun/luotettavuuden parantaminen halutaan hyödyntää, tarvitaan microgrid-verkkoja. Microgrid on tarvittaessa itsenäiseen saarekekäyttöön kykenevä, paikallista tuotantoa ja kulutusta sisältävä, pienjännitejakeluverkon osa, johon kuuluu myös yksi tai useampi energiavarasto. Microgrid-käsite on muodostunut lähinnä USA:ssa, kun uusia erilaisia ratkaisuja on haettu sähköntoimituksen luotettavuuden parantamiseksi viime vuosien laajojen sähkönjakeluhäiriöiden seurauksena. Euroopassakin on viime vuosina laajamittaisilla EU-projekteilla herätty selvittämään ratkaisun käyttökelpoisuutta. Yleisesti ottaen microgridin uskotaan parantavan energiatehokkuutta, pienentävän energian kokonaiskulutusta, vähentävän energiantuotannon ympäristövaikutuksia ja luotettavuutta sekä parantavan verkon kustannusrakennetta.

Jakeluverkoissa käytetään alimmana jänniteportaana 400 V:n pienjännitejärjestelmää (>3-vaiheinen), jonka jakelumuuntaja voi muodostaa microgridin ja jakeluverkon luontaisen yhteisen liityntäpisteen. Sitä voidaan verrata nykyiseen kuluttajan liityntäpisteeseen. Microgridin muodostava pienjännitepuoli tai vain sen osa voidaan suunnitellusti tai häiriötilanteessa kytkeä itsenäiseksi saarekkeeksi ja vian poistuttua tahdistetusti takaisin muun jakeluverkon rinnalle. Kuvassa 5.12 on periaatekuva yksinkertaisesta microgridistä. Microgrid nähdään myös tärkeänä keinona toteuttaa syrjimätön hajautettu energiajärjestelmä pienikokoisia tuotantoyksiköitä hyödyntäen. Samalla haetaan mahdollisuutta liittää pienet yksiköt joustavasti >plug-and-play) verkkoon. Microgridillä on oma itsenäisesti toimiva paikallista verkkoa hallinnoiva verkon-/energianhallintajärjestelmä, joka hallitsee verkon tilanteen erillisessä saarekekäytössä, mutta se voi toimia myös yhteistyössä jakeluverkon laajemman verkon-/energianhallintajärjestelmän kanssa.



Kuva 5.12. Periaatekuva yksinkertaisesta microgridista.

Mikäli microgrid-verkko rakennetaan nykyiseen valmiiseen verkkorakenteeseen, jolla on vielä teknistaloudellista pitoaikaa jäljellä, on AC-microgrid ehkä edullisin ja järkevin vaihtoehto. Sen sijaan kokonaan uutta pj-verkkoa rakennettaessa tulisi harkita DC-verkon käyttöä, vaikka aluksi sitä ei välttämättä hajautetun tuotannon/energiavarastojen vähäisyyden vuoksi voisi saarekekäyttöön kykenevänä microgridinä käyttääkään. Tulevaisuudessa kuitenkin sekä hajautetun tuotannon että energiavarastojen verkkoon liittäminen ja sitä kautta myös saarekekäyttö voitaisiin kuitenkin toteuttaa vielä joustavasti. Kun tarkastellaan näitä kahta verkkoratkaisua >AC/DC), on otettava huomioon, että ne vaativat täysin erilaiset tehotasapainon hallinta- ja suojausjärjestelmät. DC-mikroverkoissa päästään esimerkiksi saarekkeen taajuudensäädön ja tahdistetun jälleenkytkennän vaatimista järjestelmistä eroon, mutta toisaalta suojausjärjestelmä voi olla haasteellisempi toteuttaa. Pyörivien koneiden ja vaihtosähköä tarvitsevien kuluttajien liittäminen DC-verkkoon vaatii aina suuntajan käyttöä, mutta toisaalta taajuudenmuuttajilla AC-verkossa varustetut generaattori-/moottorikäytöt eivät DC-verkossa tarvitse verkkosuuntaajaa.

5.1.15 Yhteistyö muiden organisaatioiden kanssa

Merkittävä osa jakeluverkon vioista aiheutuu puiden taipumisesta tai kaatumisesta avojohtoille. Vikojen määrää voidaan selvästi vähentää tekemällä johtokatuja raivaukset säännöllisesti sekä poistamalla lisäksi johtokadulle yltävät oksat sekä johtokadun ulkopuolella olevat selvästi riskejä aiheuttavat puut. Erityisiä riskejä muodostavat nuoret koivut ja muut lehtipuut, jotka lumikuorman seurauksena taipuvat avojohtojen päälle. Johtokadulle kasvavien oksien raivauksessa tehokkaimmaksi työmenetelmäksi on osoittautunut helikopterisahaus, jossa helikopterista roikkuvalla pitkällä mottorisahalla

johtokadun reuna sahataan siistiksi. Tällöin useimmissa tapauksissa lumikuorman seurauksena puut taipuvat/katkeavat poispäin johtokadusta ja linjasta.

Johtoalueen käyttöoikeus perustuu sähköyhtiöiden ja maanomistajien väliseen sopimukseen. Sähköyhtiö maksaa maanomistajalle korvauksen johtoalueen käytöstä. Johtoalueiden ulkopuolisista puista aiheutuva ongelma ei poistu johtokatujen raivaamisella vaan vaatisi johtokatujen vieressä ja läheisyydessä olevien pitkien ja hoikkien lehtipuiden poistamista.

Sähköyhtiöllä on oikeus ja velvollisuus poistaa johtoalueelle ja johdon läheisyyteen taipunut puu, josta voi aiheutua sähköiskunvaaraa metsässä kulkeville ihmisille tai häiriötä sähkönjakelulle. Sähköyhtiöiden metsänomistajien kanssa tehdyt johtoaluesopimukset eivät kuitenkaan kaikissa tapauksissa anna oikeutta ennakoivasti koskea näihin johtoalueen ulkopuolisiin puihin. Luontevinta olisi, jos kyseinen ongelma voitaisiin ottaa huomioon metsänhoitotoimenpiteiden yhteydessä metsänomistajien ja johdonhaltijoiden yhteistyöllä. Näin toimien sähköturvallisuus ja sähkönjakelun luotettavuus parantuisivat eikä metsän kasvulle ja kehittämiselle aiheutuisi merkittävää haittaa

Yhteistyö alueellisten metsänhoitoyhdistysten kanssa on osoittautunut tuloksekkaaksi etenkin siemenpuuaukkojen aiheuttamien vikojen vähentymisen osalta. Kun sähkönjohdon läheisyyteen ei jätetä siemenpuita, voidaan ehkäistä monta kaatuvan puun aiheuttamaa sähkökatkoa. Myös metsänhakkuuta tekevien monitoimikoneyrittäjien >moto) kanssa tehtävä yhteistyö on kannatettavaa. Suuri osa hakkuista tehdään motoja käyttäen ja riski ennen kaikkea pimeään aikaan johdon päälle tapahtuville puiden kaadoille on suuri.

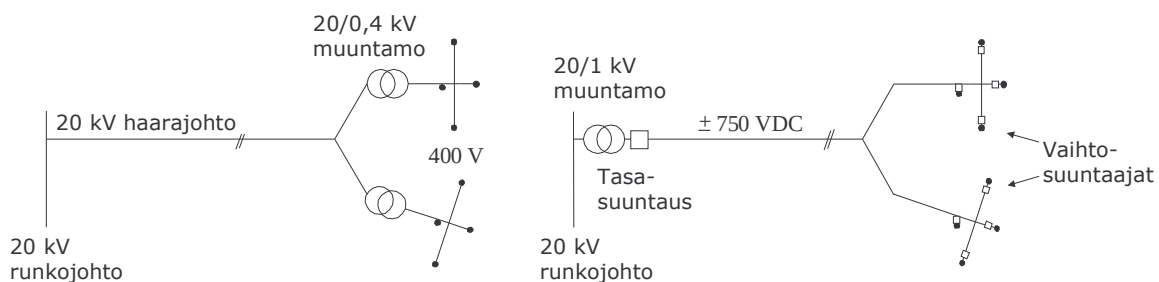
Taajamissa sijaitsevien kaapeliverkkojen vioista merkittävä osa aiheutuu kaivinkoneilla tehdyistä kaivutöistä. Kaapeleita vioittavien tapahtumien määrään voidaan vaikuttaa mm. ohjeistamalla alueen kaivuyrityksiä siten, että kaivutöitä ei saa aloittaa ennen yhteydenottoa verkkoyhtiöön. Tällaisella ohjeistuksella on pystytty olennaisesti vähentämään kaapelivaurioiden määrää.

Osa verkostoon vaikuttavista pitkän aikavälin kehittämistoimista ei edellä kuvatuin mukaisesti ole vain johtojen ja verkkoyhtiön oman organisaation kehittämistä, vaan yhteistyötä monien muiden sidosryhmien kanssa on olennainen osa verkkotoiminnan strategistakin kehittämistä.

5.1.16 Tehoelektroniikka sähköjakelussa

Lähes kaikki edellä kuvatuista tekniikoista ja menetelmistä ovat jo tänä päivänä kaikkien saatavilla. Seuraava suurempi askel sähköjakelun kehittymisessä voi olla tehoelektroniikan mukaantulo osaksi kehittämistyökaluvalikoimaa. Pienjännitedirektiivi 73/23/EEC määrittelee pienjännitteen maksimiarvoksi vaihtojännitteellä 1000 V ja tasajännitteellä 1500 V. Tähän mennessä pienjännitettä on sovellettu sähköjakelussa ainoastaan vaihtojännitealueella, tasajännitealueen jäädessä toistaiseksi vähemmälle huomiolle. Komponenttien laadun ja ominaisuuksien parantuminen sekä alenevat hinnat mahdollistavat tehoelektroniikan käytön yhä useammissa sovelluksissa.

Teheelektroniikkaa hyödyntävän verkon rakenne voi olla esim. kuvan 5.13 mukainen. Perinteisessä ratkaisussa käytettävät 20 kV haarajohto, 20/0,4 kV muuntamot ja 0,4 kV pj-johdot on korvattu 20/pj-muuntajalla, AC/DC-tasasuuntaajalla, tasasähkökaapeleilla ja jokaisella sähkökäyttäjällä olevalla DC/AC vaihtosuuntaajalla.



Kuva 5.13 Esimerkkiverkko. Vasemman puoleisessa kuvassa sähköistys on toteutettu perinteisellä 20/0,4 kV tekniikalla, oikean puoleisessa kuvassa sähköistys on toteutettu ± 750 V tasasähköjärjestelmällä.

Tehoelektroniikan tuomia etuja

Tasasähkönsiirrolla on monia hyötyjä vaihtosähkönsiirtoon verrattuna. Tasasähköllä voidaan käyttää suurempaa syöttöjännitettä pienjännitteellä johtuen pienjännitedirektiivin vaihto- ja tasajännitealueiden määrittelyistä. Tasajännitteellä voidaan siirtää tällöin suurempi teho vaihtojännitteeseen verrattuna, jolloin haarajohtoja voidaan korvata tasasähköyhteydellä. Mikäli tasasähköyhteyden suojaus toteutetaan 1 kV vaihtosähköjärjestelmän tavoin johdonsuojakatkaisijalla, muodostaa jokainen tasasähköyhteys tällöin oman itsenäisen suojausalueensa, joka parantaa jakelujärjestelmän käyttövarmuutta. Jos keskijännitehaarajohto korvataan 1 kV järjestelmän tavoin tasasähköyhteydellä, voidaan korvauksella saavuttaa pienemmät kokonaiskustannukset.

Sähkönkäyttäjän jännitteenalenemaongelmat vähenevät, jos 0,4 kV jännitetaso tuotetaan suoraan vaihtosuuntaajalla. Tällöin tasasähköjärjestelmien siirtojohdoilla voidaan sallia vaihtosähköverkoissa totuttuja jännitteenalenemia suurempia jännitteenalenemia, sillä vaihtosuuntaaja voi tuottaa kuluttajan tarvitseman vaihtojännitteen myös nimellistasajännitettä huomattavasti pienemmästä tasajännitteestä. Tasasähköjärjestelmän etuihin voidaan lukea myös hyvä hajautetun tuotannon liitettävyyden pienjänniteverkkoon.

Tehoelektroniikan haasteet

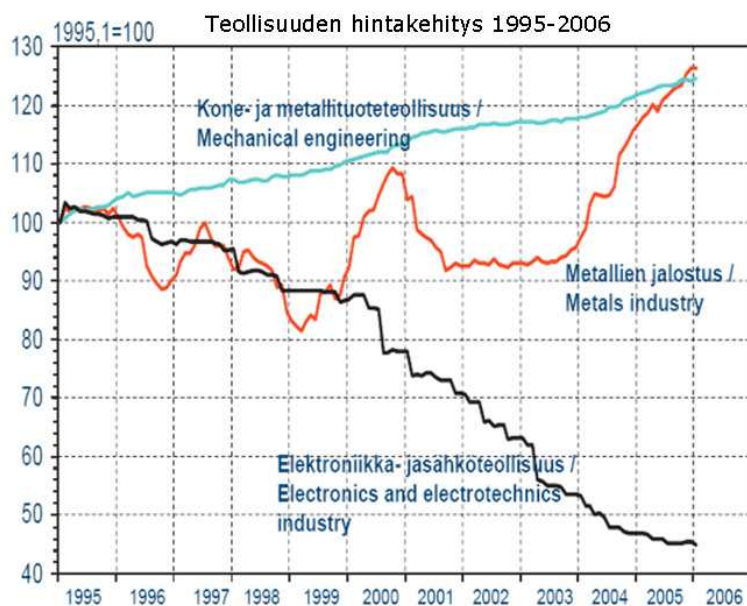
Tasajännitteen käyttäminen sähköjakelussa edellyttää tasa- ja vaihtosuuntaajien lisäämisen tasajänniteportaan alku- sekä loppupäähän. Tämä lisää käytettävien komponenttien määrää jakeluverkossa, vaikkakin vaihtosuuntaajat korvaavat pienjännitemuuntajat kokonaan. Verkkokomponenttien määrän lisääntyminen saattaa johtaa aiempaa vikaantuvampaan jakeluverkkoon ja kasvattaa asiakkaiden kokemien keskeytysten lukumäärää.

Suuntaajien toiminnan seurauksena verkkoon aiheutuu yliaaltoja, jotka näkyvät sekä kuluttajalla että syöttävässä verkossa. Yliaallot saattavat heikentää asiakkaan kokemaa jännitteenlaatua. Aiheutuvien häiriöiden ehkäisemiseksi on mahdollista käyttää erilaisia tehoelektroniikalla toteutettavia suodatinratkaisuja.

Tehoelektronisten komponenttien kestoikä on tavanomaisiin verkkokomponentteihin verrattuna lyhyempi. Tehoelektronisten laitteiden kestoikään vaikuttavat erityisesti niissä käytettyjen puhaltimien sekä kondensaattoreiden kestoikä.

Tehoelektronisten laitteiden hintakehitys

Teollisuustavaroiden hintakehitys viime vuosikymmenen ajalta on esitetty kuvassa 5.14. Kuvasta voidaan havaita selvästi elektroniikkalaitteiden hintojen tasainen lasku viime vuosikymmenen aikana. Hinnat ovat pudonneet alle puoleen vuosien 1995 ja 2005 välisenä aikana. Samanaikaisesti kone- ja metalliteollisuuden tuotteiden hintakehitys on ollut tehoelektroniikkalaitteisiin nähden päinvastainen, mikä edistää DC-jakelujärjestelmän käyttömahdollisuuksia.



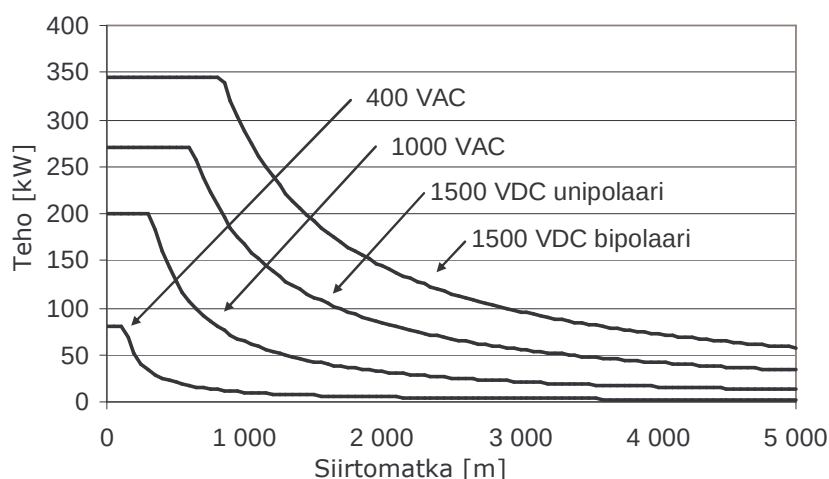
Kuva 5.14 Teollisuuden hintakehitys kone- ja metalliteollisuudessa sekä elektroniikka ja sähköteollisuudessa >Tilastokeskus/ Teknologiateollisuus ry)

Tekninen toteutus

Tasasähköjärjestelmä voidaan toteuttaa kahdella eri toteutustavalla. Toteutustavasta riippuen tasasähköyhteyttä kutsutaan joko uni- tai bipolaariyhteydeksi. Uni- ja bipolaarisen tasasähköjärjestelmän väliset erot esiintyvät käytettävien jännitteiden määrässä, suuntaajien määrässä sekä järjestelmien teknisissä ominaisuuksissa.

Pienjännitedirektiivi määrittelee pienjännitteeksi maksimissaan 1000 VAC ja 1500 VDC jännitteen. Tasasähköllä jännitteen huippuarvo on sama kuin tehollisarvo, jolloin tasasähköyhteyden suurin potentiaaliero syöttö-, ja ulostulonapojen välillä voi pienjännitteellä olla 1500 VDC. Unipolaarijärjestelmän käyttöjännite voi tällöin olla maksimissaan 1500 VDC ja bipolaarijärjestelmän käyttöjännite ± 750 VDC mikäli 3-johtiminen pienjännitekaapeli tuodaan sähkönkäyttäjän liittymään asti. Haaroittamalla bipolaarijärjestelmän siirtojohto kahteen unipolaariyhteyteen voidaan ns. runkojohto-osalla käyttää maksimijännitteenä ± 1500 VDC, mikäli sähkönkäyttäjän liitintään tuodaan vain toinen $>+/-$) käytettävistä jännitetasoista.

Tasa- ja vaihtosähköjärjestelmien tehonsiirtokykyä on kuvattu kuvassa 5.15.



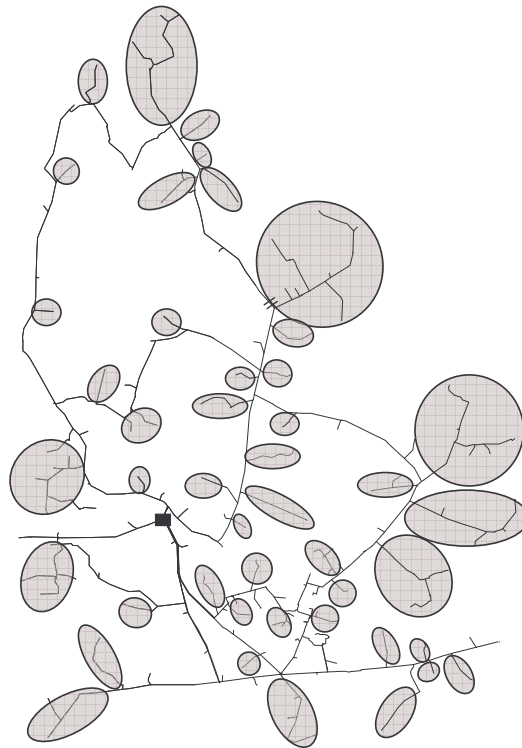
Kuva 5.15 Sähkönjakelujärjestelmien siirtokapasiteetit erilaisissa teknisissä ratkaisuissa. Tarkasteluissa johtona on $3 \times 35 + 70 \text{ mm}^2$ poikkipintainen johto ja suurin sallittu jännitteenalenema 6 %.

Kuvasta nähdään, että esimerkiksi 50 kW teho voidaan siirtää 400 V vaihtosähkölajärjestelmällä noin 200 m päähän, kun unipolaarijärjestelmällä sama teho voidaan siirtää noin 3300 m ja bipolaarijärjestelmällä noin 5700 m. Siirtomatkakertoimiksi saadaan unipolaarijärjestelmällä 16,5 ja bipolaarijärjestelmällä 28,5.

Järjestelmien välinen tehonsiirtokyky voidaan käyttää käänteisesti hyödyksi käyttämällä pienjänniteverkossa pienempiä johdinpoikkipintoja tasasähköverkossa kuin vaihtosähköverkossa. Pienempien poikkipintojen avulla saavutetaan pienemmät investointikustannukset johtojen osalta. Vastaavasti tasasähköjärjestelmän suuri tehonsiirtokyky voidaan käyttää hyödyksi korvaamalla pienitehoisia keskijännitehaaraajohtoja tasasähkökaapelilla.

Tasasähköjärjestelmän käyttö voi mahdollistaa merkittäviä säästöjä verkon investointikustannuksissa. Verkon investointikustannussäästöt voivat olla jopa yli 50 %. Lisäkustannuksina tulevat tehoelektroniikan kustannukset. Alustavien analyysien mukaan nämä lisäkustannukset ovat hyötyjä pienemmät.

Suomalaisessa sähkönjakelujärjestelmässä tasasähköjakelulla voi olla suuri käyttöpotentiaali. Tasasähköjärjestelmän siirtokapasiteetista johtuen perinteisestä keskijänniteverkosta voitaisiin korvata lähes kaikki haaraohdot DC-järjestelmällä. Vain johtolähdön runkojohto jäisi keskijännitekäyttöön. Kuvassa 5.16 on esitetty DC-järjestelmän käyttöpotentiaali eräässä keskijänniteverkossa.



Kuva 5.16 Tehoelektroniikan käyttöpotentiaali $> < 300 \text{ kW}$) erään sähköaseman syöttämässä keskijänniteverkossa.

5.2 Visioista toteutukseen

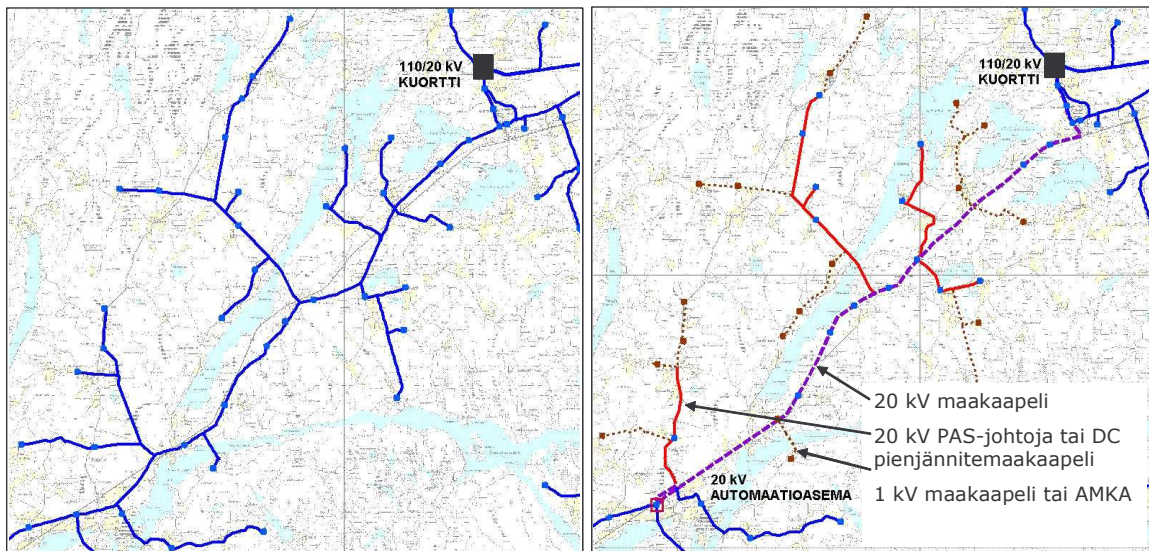
Edellä kuvattuja verkostojen kehittämistyökaluja voidaan käyttää tulevaisuuden verkkojen toteuttamisessa. Ainakin osa tänä päivänä suunnitelluista ja rakennetuista verkkoratkaisuista on käytössä vielä 2030-40 luvulla. Ei siis ole yhdentekevää, minkälaisia strategisia linjauksia verkkoyhtiöissä tehdään seuraavien vuosien aikana. Pidättäytyminen pelkästään vanhassa perinteisessä tekniikassa ja suunnitteluperiaatteissa tarkoittaisi pahimmillaan sitä, että 30 vuoden kuluttua meillä olisi lähes 100 vuotta vanhoja toimintamalleja vielä nähtävillä. Viime vuosina on kuultu yhä enemmän myönteisiä kokemuksia uusien tekniikoiden ja suunnitteluperiaatteiden tuomista eduista. Johtolinjojen siirtäminen tienvarteen, päällystettyjen avojohtojen ja kaapeloinnin lisääminen, kevyiden sähköasemien, 1000 V tekniikan ja automaation hyödyntäminen ovat mahdollistaneet sähkönjakelun luotettavuuden parantamisen kustannustehokkaasti.

Koska uusia ratkaisuja on saatavilla ja yhteiskunta asettaa yhä tiukemmat vaatimukset katkottomalle sähkönsaannille, onkin perusteltua kyseenalaistaa pelkästään vanhojen periaatteiden vaaliminen verkkojen kehittämisessä. Suunnittelun peruseriaate (kokonaiskustannusten $>$ investoinnit, operatiiviset kulut, keskeytyskustannukset) minimointi pitkällä aikavälillä säilyy tulevaisuudessakin samana, vain

kustannuskomponenttien painoarvot ja tekniset ratkaisut kehittyvät yhteiskunnan muutosten mukana.

Uusia teknisiä ratkaisuja on lähdetty tutkimaan ja soveltamaan ennakkoluulottomasti mm. Suur-Savon Sähkö Oy:ssä. Yhtiö toimii Päijänteen itäpuolisella Järvi-Suomen alueella ja vastaa lähes 100 000 asiakkaan sähkönjakelusta. Yhtiössä on tehty urauurtavaa työtä mm. 1000 V sähkönjakelutekniikan kehittämisessä ja eteenpäin viemisessä. Muita yhtiön käyttämiä uusia tekniikoita ovat olleet mm. 20 kV sähkölinjojen siirtäminen vikaherkiltä ja vaikeasta saavutettavilta metsäosuuksilta tien varteen, päällystettyjen avojohtojen ja maakaapeleiden käyttäminen sekä kevyiden sähköasemien ja niitä syöttävien kevyiden 110 kV linjojen rakentaminen.

Kuvassa 5.17 on havainnollistettu uusien ratkaisujen vaikutuksia keskijännitejohtolähtöön. Vasemmanpuoleisessa kuvassa on esitetty nykyinen tilanne. Johtolähtö on rakennettu avojohtotekniikalla ja suurin osa linjasta sijoittuu metsäosuudelle. Johtolähdöllä on paljon pienitehoisia < 100 kW) haaroja. Oikeanpuoleisessa kuvassa on esitetty alueen saneeraussuunnitelma. Johtolähdön runko-osuus kaapeloidaan auramalla tienvarteen ja haarajohdot toteutetaan siirtotehoista ja olosuhteista riippuen päällystettynä avojohtona $> PAS$) tai 1000 V tekniikalla. Koska kysymyksessä on pitkä johtolähtö, lähdön puoliväliin rakennetaan 20 kV automaatioasema, jolla pystytään rajaamaan aseman jälkeisen verkon viat katkaisijoin ja suojarelein. Suuritehoiset > 100 kW) haarajohdot voidaan tekniikan niin kehittyessä toteuttaa vaihtoehtoisesti tehoelektroniikka hyödyntäen DC-pienjännitejakeluna.



Kuva 5.17 Keskijännitejohtolähtö ennen ja jälkeen saneerauksen. Saneerauksen yhteydessä runkojohto toteutetaan kaapelinaurauksena, haarajohdot 20 kV PAS-tekniikalla, 1000 V tekniikalla tai tulevaisuudessa DC-tekniikalla.

6. Tulevaisuuden verkkoratkaisuja ja niiden evaluointia

Tässä luvussa esitellään joukko kandidaattivisioita, jotka on kerätty eri lähteistä tutkimusprojektin aikana. Visioita testataan laadullisesti arvioimalla niiden käyttökelpoisuutta ja toteuttamiseen liittyviä kysymyksiä. Luvun toisessa osassa esitellään eri verkkovisiovaihtoehdoille tehtyjä taloudellisuuslaskelmia. Laskelmat perustuvat useilta eri sähköyhtiöiltä kerättyihin verkkotietoihin sekä valmistajilta ja energiamarkkinavirastolta saatuihin kustannustietoihin.

6.1 Verkkovisioita tarkempaa analysointia varten

Seuraavassa esitellään mahdollisia tulevaisuuden verkkovisioita sekä arvioidaan yleisesti niiden toteutettavuutta sekä hyötyjä. Visiot on jaettu kahteen eri ryhmään. Kaupunkiverkoissa jako eri vaihtoehtojen kesken on toteutettu sen mukaan miten ja millä tasolla sähkönsyötön varmennus on toteutettu. Vaihtoehdot ovat:

Kaupunkijakeluverkko 1, varmennettu PJ-verkon kautta:

- silmukoitu PJ-verkko
- useita KJ-syöttöpisteitä >2,3,4...)

Kaupunkijakeluverkko 2, varmennettu KJ-verkon kautta:

- säteittäinen PJ-verkko
- silmukoitu KJ-verkko

Kaupunkijakeluverkko 3, DC-jakelu, varmennettu energiavarastolla:

- DC-PJ-jakelu
- varmennettu energiavarastolla
- KJ-verkko säteittäisesti käytetty silmukka

Haja-asutusalueilla ratkaisujen taloudellisuutta haetaan uusista jännitetasoista, DC-jakelusta sekä tarkastellaan 1-vaiheisen järjestelmän käyttöä. Vaihtoehdot ovat:

Haja-asutusverkko 1, 3-vaiheinen KJ-verkko:

- 3-vaiheinen KJ-avojohtoverkko
- varmennettu KJ-automaatiolla
- PJ-verkko 400 V, 1000 V tai DC
- tarvittaessa energiavarastolla varmennus

Haja-asutusverkko 2, 1-vaiheinen KJ-verkko:

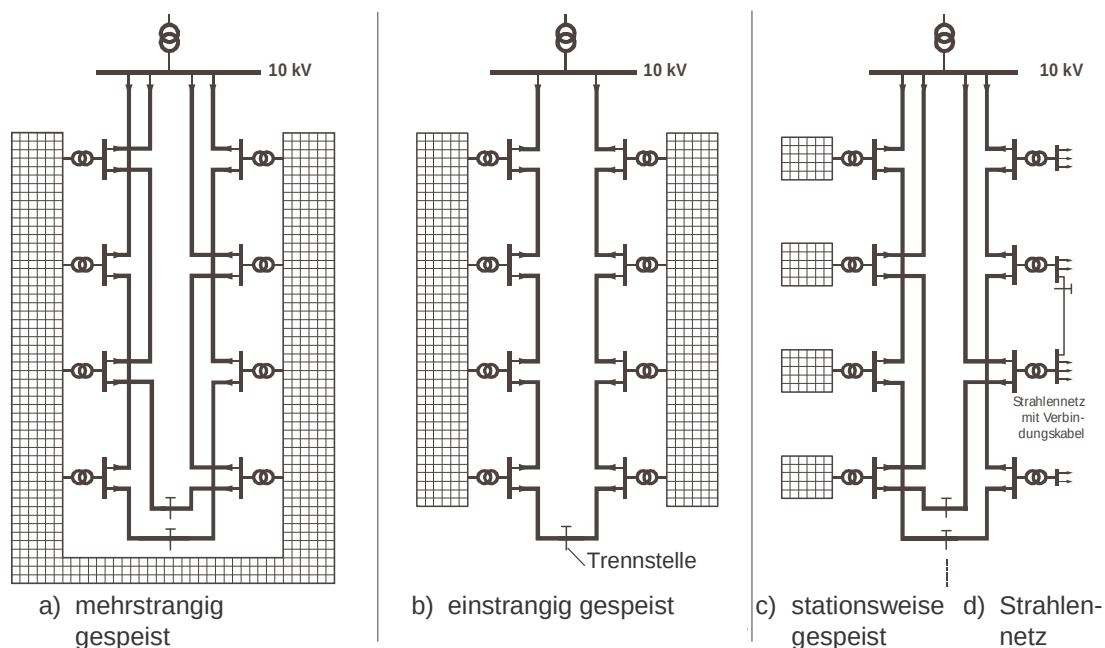
- 1-vaiheinen KJ-verkko
- toteutettu riippukaapelilla tai maapaluupiirillä >SWER)
- PJ-verkko 230/400 V, muunto 1-v/3-v tehoelektronikalla

Haja-asutusverkko 3, kaksi KJ-jännitetasoa:

- 3-vaiheinen KJ-avojohtoverkko välijännitteellä >20+6 kV),
- alempi jännitetaso aurattu maahan tai riippukaapeli
- PJ-verkko lyhyt

6.1.1 Kaupunkijakeluverkko 1: PJ-varmennettu

Silmukoitu, useasta suunnasta syötetty pienjänniteverkko on ollut käytössä useissa suurissa kaupungeissa niin Euroopassa kuin USA:ssakin. Silmukoinnin etuna on, että käyttämällä koko verkossa samanlaisia sulakkeita palaa ainoastaan viallisessa haarassa oleva sulake. Toisaalta saattaa harminä olla huomaamatta jääneet sulakepalot, jotka kostahtavat vasta kuin toinen sulake palaa joskus myöhemmin uudesta viasta.



Kuva 6.1. Silmukoidun PJ-verkon rakenneratkaisuja Saksassa.

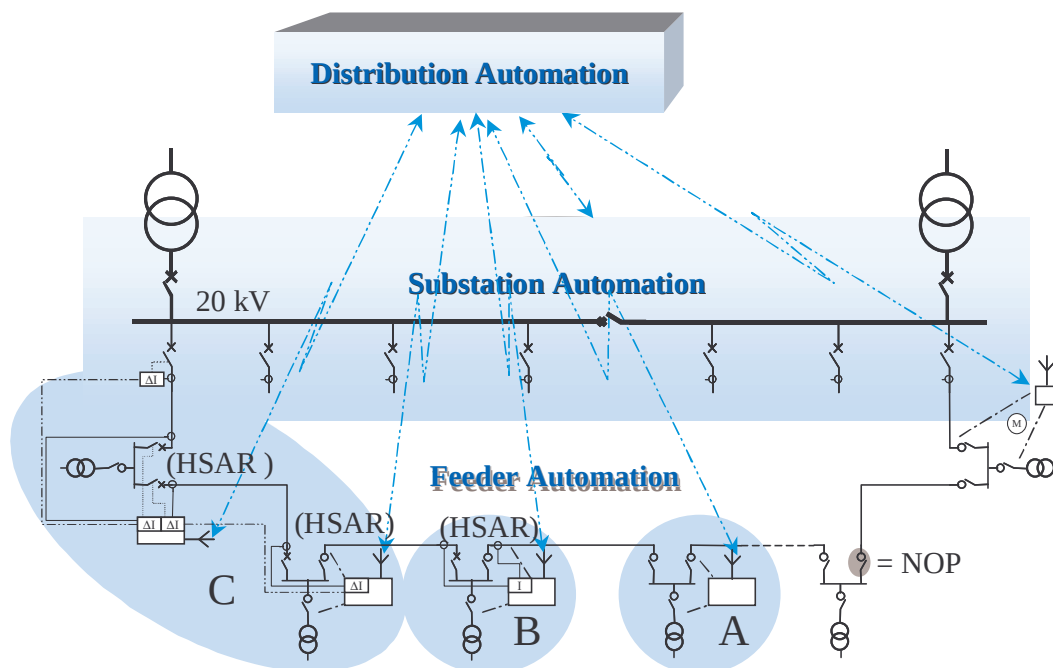
Kuvan 6.1. vaihtoehdossa c) PJ-verkko on yhden muuntajan perässä ja varmennus toimii vain PJ-verkon vikojen osalta. Vaihtoehdossa b) on syöttö riippuvainen yhdestä KJ-johdosta, mutta yksittäisen muuntajan vika ei aiheuta häiriökeskeytystä. Voimakkain

varmennuksen aste on kuvassa 6.1. a), jossa PJ-verkko saa syöttönsä useasta KJ-verkon lähdöstä. Kyseinen ratkaisu on raskas ja kallis, mutta erittäin käyttövarma.

Kaupunkijakeluverkko 1:n etuna on korkea luotettavuustaso. Konseptin toteuttamisen kustannukset riippuvat siitä, miten paljon vahvistuksia tai muutoksia nykyiseen PJ-verkkoon joudutaan tekemään. Kokonaan uusilla alueilla ratkaisu tulee edullisemmaksi. Vaihtoehdon haittana on lisääntyvä tarve jakokaapeille, joille nytkin on vaikea löytää sijoituspaikkoja. Oikosulkuvirtojen kasvu saattaa myös muodostua esteeksi nostaessaan rakennuskustannuksia tarpeettoman korkealle.

6.1.2 Kaupunkijakeluverkko 2: KJ-varmennettu

Keskijänniteverkon kautta varmennettu ratkaisu on lähimpänä nykyisiä ratkaisuja. Periaatteelliset vaihtoehdot ovat säteittäisesti käytetty rengas varustettuna nopealla kytkimien ohjauksella vikatilanteessa, sekä jatkuva rengaskäyttö, jolloin vikatilanteet hoidetaan katkaisijoiden ja relesuojauksen yhdistelmällä. Jännitekuoppien ja lyhyiden katkosten välttämiseksi voidaan käyttää lyhytaikaista energiavarastoa.



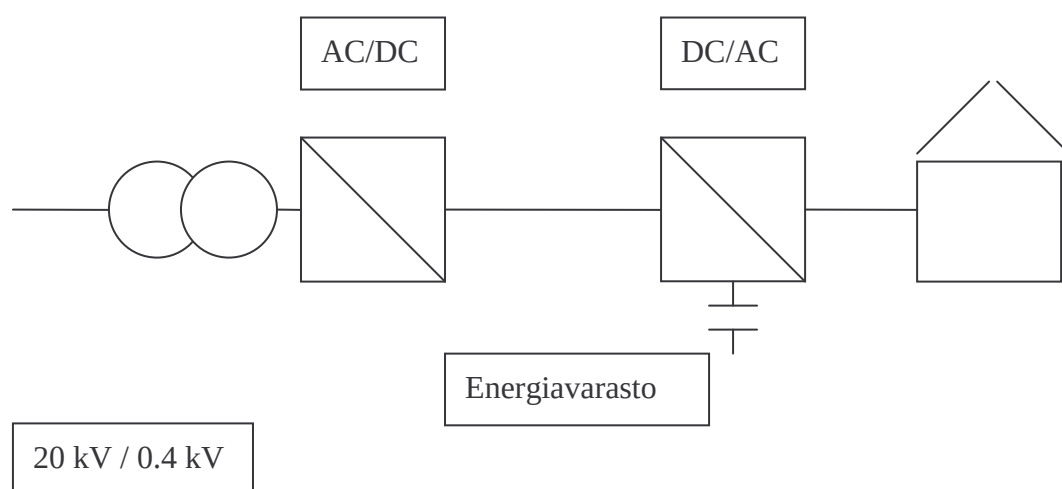
Kuva 6.3 KJ-puolelta varmennettu kaupunkijakeluverkko.

Säteittäisesti käytetyn renkaan tapauksessa nopea syötön vaihto vikatilanteessa voidaan toteuttaa paikallisautomaation avulla, jos kyseinen muuntamo on normaalitilanteessa jakorajalla. Muussa tapauksessa tarvitaan suhteellisen nopea ja luotettava tiedonsiirto muuntamoille ja muuntamoiden välillä, sekä luotettavat vikailmaisimet muuntamoilla. Vian sattuessa tulee lyhyt, kytkentätoimenpiteiden määräämä käyttökatko. Käyttökatko voitaisiin välttää maasulkuvian tapauksessa, jos verkkoa voidaan käyttää maasulussa.

Rengaskäyttö vaatii suojauksen toteuttamisen differentiaalireleellä tai suuntavertosuojilla. Lisäksi on kytkimien oltava käytännössä katkaisijoita. Rengaskäytön vaikutuksesta voimistuvat jännitekuopat, ja niiden vaikutusalue on myös laajempi. Tästä johtuen ei rengaskytkenästä saada olennaista hyötyä säteittäisesti käytettyyn, kauko-ohjattuun verkkoon nähden, ellei samalla jännitekuoppia vastaan suojauduta lyhytaikaisella energiavarastolla. Viime kädessä näiden kahden vaihtoehdon keskinäinen edullisuusjärjestys riippuu siis katkon/kuopan varalta tarvittavan energiavaraston kustannuksista.

6.1.3 Kaupunkijakeluverkko 3: DC-varmennettu

Vaihtoehto 3 on edellisen konseptin muunnos, jossa syötön varmennus on tehty pienjännitteisen DC-jakelun yhteydessä olevalla energiavarastolla. Keskijänniteverkko on säteittäisesti käytetty silmukka, joka on varmennettu automaatiolla. Jos DC-verkossa on riittävä energiavarasto, ei KJ-verkon automaatiolle aseteta suuria vaatimuksia. KJ-vikojen selvitysaika voidaan optimoida KJ-verkon käyttötoiminnan ja DC-energiavaraston hinnan välillä.

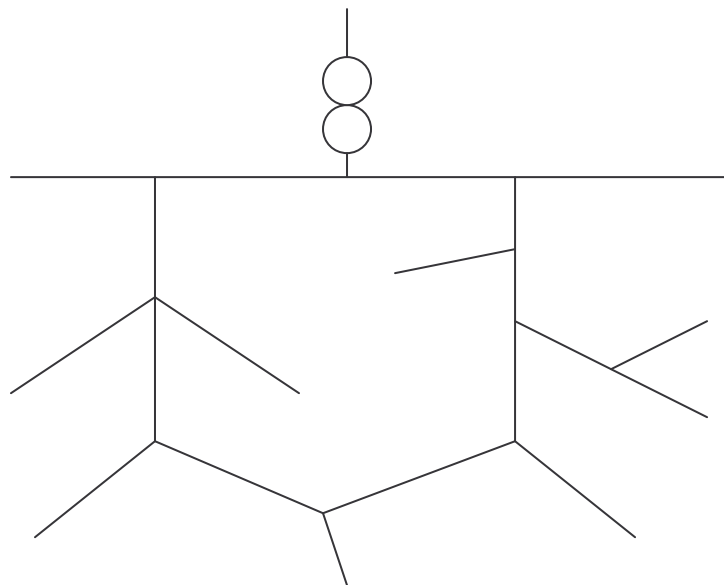


Kuva 6.4. DC-varmennettu jakeluverkko

Syötön varmentaminen muuntamalla PJ-puolella tai asiakkaan luona energiavarastolla mahdollistaa kohdennetun asiakaskohtaisen varmennuksen, sekä laadun differoinnin asiakkaittain.

6.1.4 Haja-asutusverkko 1: 3-vaiheinen

Haja-asutusverkko 1 on 3-vaiheinen säteittäisesti käytetty rengasverkko, jossa runkojohdon luotettavuus on toteutettu johtoreitin huolellisella suunnittelulla sekä verkstoautomaatiolla. Kriittiset kuormat pyritään liittämään lähelle runkojohtoa. Katkosaikoja pyritään rajoittamaan kytkimien kauko-ohjauksella sekä vikailmaisimilla. Haarajohtojen alussa on pääsääntöisesti kauko-ohjattavat erottimet. PJ-verkko on toteutettu vaihtoehtoisesti 1000 V AC tai DC-ratkaisulla. Kevyesti kuormitettuja KJ-lähtöjä, joilla ei ole odotettavissa suurta kuormituksen kasvua, on korvattu 1000 V järjestelmällä.



Kuva 6.5. Haja-asutusalueverkko 1:n periaatteellinen ratkaisu. Runkojohto on säteittäisesti käytetty silmukka.

KJ-verkon johtoratkaisuista avojohto toimii tapauksissa, joissa metsästä tai puista ei ole odotettavissa häiriöitä. PAS-johto vähentää risujen ja lintujen kosketuksista aiheutuvia häiriöitä, mutta on ongelmallinen laajoissa ilmastollisista olosuhteista aiheutuvissa häiriöissä. Ilman puukosketuksen ilmaisu se ei tarjoa merkittäviä etuja metsäisillä osuuksilla. Paras luotettavuustaso saadaan aikaan maakaapeloimalla KJ-verkko. Haja-

asutusalueilla tämä on nykyisin käytettävissä olevalla tekniikalla kallis ratkaisu, varsinkin jos maaperä on kivikkoinen eikä auraustekniikoiden käyttö ole mahdollista.

Verkostoautomaation avulla voidaan sähkönlaatua parantaa yksittäisten vikojen tapauksessa. Suurhäiriön tapauksessa ratkaisevampaa on kuitenkin se, miten hyvin verkko kestää vaikean säätilan aiheuttamia rasituksia ja miten nopeasti verkko voidaan korjata tai saattaa toimintakuntoon häiriön jälkeen. Tähän asiaan voidaan jossain määrin vaikuttaa johtoreittien valinnalla. Osa verkosta joudutaan kuitenkin rakentamaan alueille, joissa tarvittaisiin puuvarmoja johtoratkaisuja.

Haja-asutusverkko 1 on hyvin potentiaalinen tulevaisuuden ratkaisu. Kehitettäviä kohteita ovat:

- PAS-johtojen kehittyvien vikojen ilmaisutekniikat
- Verkostoautomaation kehittäminen laajamittaiseksi
- Ilmajohtorakenteiden kehittäminen puuvarmoiksi.

6.1.5 Haja-asutusverkko 2: Yksivaiheinen KJ-verkko

Haja-asutusverkko 2:n pääajatuksena on arvioida 1-vaiheisen KJ-jakeluverkon käyttöä. Yksivaiheinen järjestelmä on laajasti käytössä esimerkiksi USA:ssa. Tällöin pienjänniteverkko on suppeampi ja jakelumuuuntajat pienempiä, syöttäen vain yhtä tai muutamaa asiakasta. Verkko voidaan edullisesti toteuttaa myös yksivaiheisina riippukaapeleina.

Yksivaiheisen KJ-verkon etuna kolmivaiheiseen verrattuna on pienemmät rakentamiskustannukset, kapeampi johtokatu ja helpompi riippukaapeleiden käyttö. Toisaalta Suomen olosuhteissa ongelmaksi tulee se, että asiakkaat ovat tottuneet 3-vaiheiseen syöttöön. Tämä rajaa 1-vaiheisen järjestelmän käytön uusiin kohteisiin, ellei sitten asiakkaan rajapinnassa tapahtuvan vaihtosuuntauksen avulla toteuteta muuntoa 1-vaiheisesta 3-vaiheiseen järjestelmään.

Yksivaiheisessa järjestelmässä ongelmaksi saattaa tulla myös paluujohtimen virran aiheuttama jännitteen nousu. Tämä vaatisi joko verkon tehokkaamman maadoituksen tai verkon kosketusjännitesuojauksen kehittämisen siten ettei kyseisestä jännitteestä ole haittaa tai vaaraa. Suomen maadoitusolosuhteissa jälkimmäinen vaihtoehto vaikuttaa realistisemmalta.

6.1.6 Haja-asutusverkko 3: Kaksi KJ-jännitetasoa

Viimeisenä haja-asutusverkon visiona tarkastellaan useamman keskijännitetason käyttöä. Tällaisia ratkaisuja on käytössä esimerkiksi Englannissa >33/11 kV). Tarkastelun lähtökohdaksi otetaan kuvan 1.5. verkko, jossa renkaan muodostava runkojohto toteutettaisiin ylemmällä jännitetasolla >20, 30, tai 45 kV) ja se rakennettaisiin puuvarmoin ratkaisuin ja automaation avulla mahdollisimman käyttövarmaksi. Haarajohdot toteutettaisiin alemmalla KJ-tasolla >3,6 tai 10 kV) jolloin ne toteuttaisivat omat erilliset erotusalueet. Pienten poikkipintojen käyttö mahdollistaisi esimerkiksi auraustekniikoiden käytön. Keskijänniteverkon haarojen toteuttaminen alemmalla jännitetasolla voisi jopa korvata osan PJ-verkosta.

Eräänä mahdollisuutena on korvata nykyinen 20 kV avojohto 45 kV PAS-johdolla, joka Slim Line – tyyppisenä ratkaisuna voisi mahtua nykyiselle johtokadulle. Tällaista johtoa voitaisiin käyttää satelliittisähköasemien syöttämiseen.

Suomessa on totuttu selväpiirteiseen ja yksinkertaiseen jakeluverkkoratkaisuun, eikä useamman keskijännitetason käyttöönottoon ole välttämättä halukkuutta. Toisaalta 20 kV avojohdolla pystytään syöttämään kohtuullisen suuria tehoja, eikä jännitetason nostoon ole nähtävissä selvää tarvetta.

6.1.7 Yhteenveto

Kaupunkijakeluverkon tapauksessa realistisin vaihtoehto tuntuu olevan vaihtoehto, jossa sähkönjakelun varmennus on toteutettu KJ-verkon puolella verkostoautomaation keinoin siten että normaalitilan käyttö on säteittäinen. Konseptia kannattaisi kehittää niin, että hyödynnetään myös mahdollisuus käyttää verkkoa lyhytaikaisesti maasulussa. Tällöin yksivaiheiset viat eivät aiheuta käyttökeskeytystä asiakkaille.

Samaa logiikkaa kannattaisi soveltaa myös haja-asutusverkkojen kehittämiseen, jolloin lähtökohdaksi voidaan ottaa vaihtoehto 4, jossa KJ-runkojohto tehdään mahdollisimman varmaksi ja haarat pyritään toteuttamaan omina erotusalueinaan. Haja-asutusalueella merkittäväksi tekijäksi tulee myrskyjen ja vaikeiden lumitilanteiden vaikutus, jolloin keskijännitejohdon tekniikkaa tulisi kehittää mahdollisimman puuvarmaksi. Lisäksi kannattaisi selvittää yksivaiheisen keskijännitejakelun kannattavuutta. Tehoelektroniikan kehitys mahdollistaa kohtuuhintaisen muunnon 1-vaiheisesta 3-vaiheiseksi, mikä tulee poistamaan suurimman teknillisen esteen 1-vaiheisen keskijännitejakelun käytöltä.

6.2 Verkkovaihtoehtojen taloudellisuuden arviointia

6.2.1 Taloudellisuyslaskentojen perusteista

Verkkovisioiden taloudellisuyslaskentoja varten laadittiin ohjelmisto-työkalu ”Evaluaatiokonsepti”. Työkalun perusajatuksena on laatia tiettyjen lähtötietojen nojalla annetulle alueelle optimaalinen jakeluverkko, jolloin eri vaihtoehtoja päästään vertailemaan nopeasti ja objektiivisesti.

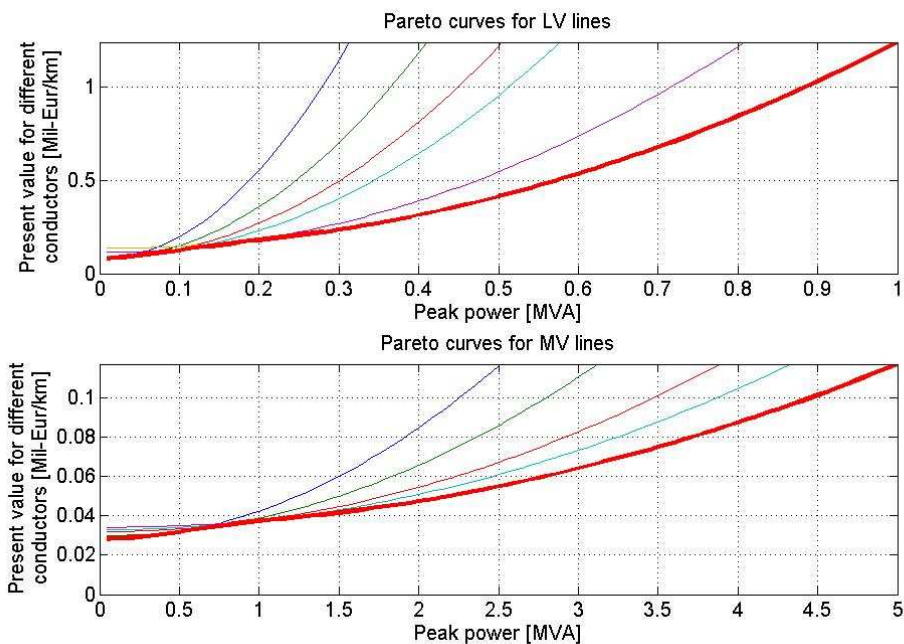
Laskentamallin toiminta on pääperiaatteissaan seuraava:

- Laaditaan annetuille johtotyyppivalikoimille, sähköasemille ja muuntamoille Pareto-käyrät >Willis 2004), jotka kuvaavat optimaalisen mitoituksen kustannusten nykyarvoa, kun muuttujana on siirretty teho >Kuva 6.6).
- Kuvataan kuormitukset tasaisesti jakautuneena hilana, kuitenkin ottaen huomioon se että osa jakelumuuntamoista on asiakkaiden omistuksessa >ei pienjänniteverkkoa näiltä osin), sekä rakennetun maan suhde kaavoittamattomaan alueeseen.
- Ratkaistaan muuntopiirille ja sähköasemalle optimaalinen koko, muuttujana pj- tai kj-jakeluverkon säde R muuntajan ympärillä.
- Lasketaan optimaalinen käsiohjattavien erottimien määrä sähkönjakelun häiriökustannusten avulla. Arvioidaan verkolle katkoskustannukset sekä luotettavuutta kuvaavat indeksit SAIFI ja SAIDI sekä perustapaukselle, että vaihtoehtoilta joissa on käytössä 1) erotinkauko-ohjaus ja, sen lisäksi, 2) vikailmaisimia.

Pareto-käyriä laskettaessa otetaan huomioon paitsi investointi ja häviökustannukset, myös maankäytöstä, rakennuksista ja ympäristötekijöistä, sekä kunnossapidosta aiheutuvat kustannukset. Etenkin kaupunkialueilla ympäristöstä ja rakentamisesta aiheutuvat tekijät muodostavat huomattavan osan kokonaiskustannuksista. Johtorakenteiden, asentamisen, kaivun, sekä muuntamoiden ja sähköasemien kojeiden ja maankäytön kustannusten osalta käytettiin pääasiallisena lähdeaineistona Energiamarkkinaviraston julkaisemaa luetteloa ”Verkkokomponentit ja indeksikorjatut yksikköhinnat vuodelle 2005”.

Laskentaparametreina käytettiin vastaavasti:

- Pitoaika 20 vuotta
- Korkokanta 5 %
- Häviöiden hinta 10 c/kWh



Kuva 6.6. Pareto-käyrät pien- ja keskijännitejohdoille. Vaaka-akselilla huipputeho MVA ensimmäisenä vuonna. Pystyakselilla kokonaiskustannusten nykyarvo M€/km. Käytetyt johdintyypit pj-verkossa maakaapeleita: 70, 120, 185, 240, sekä 2*240 ja 3*240 mm². Keskijännitejohdon johdinlajit ovat vastaavasti Sparrow, Raven, Pigeon, Suursavo ja Al132.

Laskennat tehtiin kahdelle tapaukselle haja-asutusalueen verkoille sekä myös kahdelle tapaukselle kaupunkiverkoille. Kuormituksille käytettiin seuraavia tietoja:

- Kuormitustiheys haja-asutusalueella 0,03 tai 2 MW/km²
- Kuormitustiheys kaupunkialueella 5 tai 40 MW/km²
- Asiakasryhmäjakausta >%) haja-alueella ja kaupungissa
 - o Kotitalous 45 ja 40
 - o Maatalous 10 ja 0
 - o Palvelu 10 ja 13
 - o Julkinen 15 ja 27
 - o Teollisuus 20 ja 30
- Keskeytyksen aiheuttama haitta €/kWh
 - o Kotitalous 3
 - o Maatalous 3
 - o Palvelu 4
 - o Julkinen 5
 - o Teollisuus 7

6.2.2 Laskentatuloksia

Haja-asutusalueen verkot

Ensimmäisenä tehtävänä tutkittiin jännitetasojen vaikutusta verkostokustannuksiin haja-asutusalueella. Verkko ajateltiin rakennetuksi keskijännitepuolella avojohdoin ja pj-puolella riippukierrejohdoin. Sähköasemat ajateltiin rakennetuiksi avomaalle ja muuntamot pylväisiin. Laskennan tulokset ovat kuormitustiheydellä 0,03 MW/km² esitetty taulukossa 6.2. ja kuormitustiheydellä 2 MW/km² taulukossa 6.3.

Tulosten mukaan ei keskijänniteverkon jännitetason muuttaminen nykyisestä 20 kV:sta ole kannattavaa. Jos jännitetasoa alennettaisiin 10 kV:n, kasvaisivat häviöt, ja johtojen säde sähköaseman ympärillä voisi olla vain noin 70 % nykyverkosta. Vastaavasti sähköaseman syöttöalue olisi 50 % nykyisestä ja sähköasematiheys kaksinkertainen. Siirtyminen suurempiin jännitteisiin >30 kV) taas vähentäisi häviöitä, mutta vaatisi isommat johtokadut, ellei käytetä eristettyjä johtimia >PAS). Jännitetason nosto ei olisi taloudellista paitsi ehkä aivan suurimmilla kuormitustiheyksillä.

1 kV:n järjestelmän käytön taloudellisuutta on tutkittu taulukoiden 6.2 ja 6.3 viimeisessä sarakkeessa. Laskennoissa on oletettu että koko 400 voltin verkko korvataan 1000 voltin ratkaisulla. 1000 V jännitteen käyttö pienjänniteverkossa vähentää sekä pien-, että keskijänniteverkon kustannuksia. PJ-verkossa säästöä tulee paitsi häviöiden pienenemisestä, myös siitä että muuntopiirit voisivat olla maantieteellisesti suurempia. Samasta syystä keskijänniteverkossa johtopituudet tulevat pienemmiksi. 1000 Voltin järjestelmässä tulee kuitenkin lisäkustannuksia ylimääräisestä 1000/400 voltin muuntajasta >Lohjala 2005). 20/1 kV – järjestelmän käyttö on taloudellista silloin kun kuormitustiheys on pieni ja kuormituspisteiden lukumäärä per km² on vähäinen.

Seuraavaksi tutkittiin verkostoautomaation kannattavuutta 20 kV avojohtoverkoissa. Tulokset eri kuormitustiheyksillä on esitetty taulukoissa 6.4 ja 6.5. KAH-arvoille käytettiin ainoastaan muuttuvan kustannuksen osaa €/kWh, koska verkostoautomaatiolla voidaan vaikuttaa lähinnä katkosten kestoon, mutta ei niinkään määrään. Laskentaan valitut KAH-arvot >ks kohta 6.3.1.) edustavat taulukon 6.1. vaihteluvälien alapäätä, jolloin laskentatulokset ovat hyvin konservatiivisia. Konservatiivisuutta lisää edelleen se, että KAH-arvojen tulevaisuudessa odotettavissa olevaa kasvua ei otettu huomioon.

Taulukko 6.2. Jännitetaso vaikutus verkostokustannuksiin ja verkon rakenteeseen haja-asutusalueilla eri jännitetasoilla. Avojohtoverkko keskimääräisellä huippukuormalla 0,03 MW/km². > * sisältää hankintakustannukset ja tyhjäkäyntihäviöt).

Kustannukset ja verkon rakenne	10 kV +400V	20 kV +400V	30 kV +400V	20 kV +1000V
PJ-verkon kustannukset >k€/km ²)	27,1	27,1	27,1	18,3
- johdot	6,3	6,3	6,3	2,9
- muuntamot				17,9
- 1.0/0.4 kV muuntajat *				
KJ-verkon kustannukset >k€/km ²)	24,7	25,1	30,3	16,8
- johdot	3,0	1,8	1,8	1,7
- sähköasemat				
Verkkokustannukset yhteensä Nykyarvona >k€/km ²)	61,1	60,3	65,5	57,6
Johtojen pituudet >km/km ²)				
- pienjännitejohdot	1,13	1,13	1,13	0,86
- keskijännitejohdot	0,89	0,83	0,83	0,51
Syöttöalueen säde >km)				
- PJ-muuntamot	0,72	0,72	0,72	1,3
- KJ-sähköasemat	11,6	16,8	16,8	18,3

Taulukko 6.3. Jännitetaso vaikutus verkostokustannuksiin ja verkon rakenteeseen haja-asutusalueilla eri jännitetasoilla. Avojohtoverkko suurella tehotiheydellä 2 MW/km². > * sisältää hankintakustannukset ja tyhjäkäyntihäviöt).

Kustannukset ja verkon rakenne	10 kV +400V	20 kV +400V	30 kV +400V	20 kV +1000V
PJ-verkon kustannukset >k€/km ²)	265	265	265	178
- johdot	61	61	61	61
- muuntamot				365
- 1.0/0.4 kV muuntajat *				
KJ-verkon kustannukset >k€/km ²)	115	73	62	67
- johdot	43	25	19	24
- sähköasemat				
Verkkokustannukset yhteensä Nykyarvona >k€/km ²)	484	423	407	695
Johtojen pituudet >km/km ²)				
- pienjännitejohdot	4,2	4,2	4,2	2,96
- keskijännitejohdot	2,96	1,96	1,62	1,82
Syöttöalueen säde >km)				
- PJ-muuntamot	0,5	0,5	0,5	0,59
- KJ-sähköasemat	5,41	7,16	8,0	7,3

Taulukko 6.4. Automaation vaikutus kokonaiskustannuksiin 20 kV avojohtoverkossa pienellä tehotehdydellä 0,03 MW/km². Ohjattavia erotinasemia 6 kpl ja vikailmaisimia 6 kpl sähköasemaa kohti >R=16,8 km).

Automaation laajuus:	Käsinohjatut erottimet	Kauko-ohjatut erottimet	Lisäksi vikailmaisimet
SAIFI >1/vuosi)	8,39	8,39	8,39
SAIDI >hrs/vuosi)	46,9	1,9	1,4
KAH-arvo >k€/km ²)	66,0	2,6	2,0
KAH-arvon erotus	-	63,4	64,0
Investointi nykyarvona >k€/km ²)	0,5	2,3	2,4
Investoinnin erotus >k€/km ²)	-	1,8	1,9

Taulukko 6.5. Automaation vaikutus kokonaiskustannuksiin 20 kV avojohtoverkossa suurella tehotehdydellä 2 MW/km². Ohjattavia erotinasemia 6 kpl ja vikailmaisimia 14 kpl sähköasemaa kohti >R=7,16 km).

Automaation laajuus:	Käsinohjatut erottimet	Kauko-ohjatut erottimet	Lisäksi vikailmaisimet
SAIFI >1/vuosi)	1,009	1,009	1,009
SAIDI >hrs/vuosi)	0,75	0,19	0,115
KAH-arvo >k€/km ²)	74,8	18,7	11,4
KAH-arvon erotus	-	56,1	63,4
Investointi nykyarvona >k€/km ²)	7,4	9,92	12,25
Investoinnin erotus >k€/km ²)	-	2,52	4,854

Verkostoautomaatiosta tutkittiin kahta tapausta: erottimien kauko-ohjausta ja vikailmaisimien käyttöä. Vikailmaisimet ajateltiin asennettavan sellaisiin johdon haarakohtiin, joihin ei erottimien kauko-ohjausta kannata sijoittaa. Taulukkojen 6.4 ja 6.5 luvut edustavat optimaalista automaation laajuutta. Investoinnin tuotto/kustannussuhde on erittäin korkea, vaihdellen välillä 13...35.

Seuraavana tehtävänä tutkittiin 1-vaiheisen keskijännitejakelun kannattavuutta. Tulokset on esitetty taulukossa 6.6. 20 kV:n kolmivaiheista avojohtojärjestelmää verrattiin yksivaiheiseen ilmakaapeliverkkoon. PJ-verkko oli molemmissa tapauksissa samanlainen. Laskentatulosten mukaan keskijänniteverkko tulisi molemmilla tutkituilla tehotehdyksillä selvästi edullisemmaksi toteutettuna yksivaiheisella ilmakaapelilla. Laskennoissa ei otettu huomioon vikatilanteiden kustannuksia, mikä saattaisi edelleen lisätä etua 1-vaiheisen ratkaisun hyväksi.

Yksivaiheisen ratkaisun ongelmaksi tulee se, että asiakkaiden tarpeisiin pienjännitesyöttö on toteutettava kolmivaiheisena. Muunto yksivaiheisesta kolmivaiheiseksi on nykyään mahdollista tehoelektroniikan avulla, kustannusten ollessa

luokkaa 100 €/kW. Tämä nostaa yksivaiheisen KJ-ratkaisun kokonaiskustannuksia tehden sen kannattamattomaksi.

Taulukko 6.6. Yksivaiheisen ja kolmevaiheisen jakelujärjestelmän vertailua. 1-vaiheinen toteutettuna 20 kV ilmakaapelilla, 3-vaiheinen 20 kV avojohdolla. PJ-verkko molemmissa tapauksissa 400 V riippukierrehjohtolla. Tehotiheys 2 tai 0,03 MW/km².

Kustannukset ja verkon rakenne	20 kV 1-vaihe 2 MW	20 kV 3-vaihe 2 MW	20 kV 1vaihe 0,03 MW	20 kV 3-vaihe 0,03 MW
PJ-verkon kustannukset >k€/km ²)	265	265	27,1	27,1
- johdot	61	61	6,3	6,3
- muuntamot	200		10	
- 1v/3v muunto				
KJ-verkon kustannukset >k€/km ²)	55	73	19,3	25,1
- johdot	20	25	1,4	1,8
- sähköasemat				
Verkkokustannukset yhteensä Nykyarvona >k€/km ²) <i>Ilman 1v/3v muuntoa</i>	601 401	423	64,1 54,1	60,3
Johtojen pituudet >km/km ²)				
- pienjännitejohdot	4,2	4,2	1,13	1,13
- keskijännitejohdot	1,8	1,96	0,81	0,83
Syöttöalueen säde >km)				
- PJ-muuntamot	0,5	0,5	0,72	0,72
- KJ-sähköasemat	8,0	7,16	21,0	16,8

Kaupunkiverkot

Kaupunkijakeluverkkoja arvioitaessa on oletettu niiden olevan rakennettu täysin maakaapelein. Muuntamot on laskennoissa ajateltu sijoitetun kiinteistöihin ja sähköasemat omiin rakennuksiinsa. Jännitetaso vaikutusta keskijänniteverkon kustannuksiin kaupunkiverkoissa on havainnollistettu taulukoissa 6.7 ja 6.8. Tutkitut tapaukset vastasivat kuormitustiheyttä 5 ja 40 MW/km².

Tulosten mukaan jännitetaso nostaminen pienentää varsinkin raskaasti kuormitetuissa verkoissa keskijänniteverkon kustannuksia. Laskennoissa oletettiin, että kaapelin asentaminen on samanhintaista jännitetasosta riippumatta. Jos 20 kV kaapelin hankintakustannus otetaan referenssiksi, maksaa saman poikkeuksellinen 10 kV kaapeli 85 % ja 30 kV kaapeli noin 120 %.

Kokonaisverkostokustannuksista vastaa pienjänniteverkko noin puolta. Muuntamoiden ja sähköasemien suhteellinen osuus on hieman suurempi kuin haja-asutusalueilla.

Taulukkojen 6.7. ja 6.8 kustannukset on laskettu EMV:n tiedoin. Suurissa kaupungeissa, kuten Helsingissä, tulevat sähköasema- ja muuntamorakennuksista johtuvat rakennuskustannukset suuremmiksi.

Taulukko 6.7 Jännitetaso vaikutus verkostokustannuksiin ja verkon rakenteeseen taajama-alueilla. Maakaapeliverkko keskimääräisellä huippukuormalla 5 MW/km².

Kustannukset ja verkon rakenne	10 kV	20 kV	30 kV
PJ-verkon kustannukset >k€/km ²)	1157	1157	1157
- johdot	252	252	252
- muuntamot			
KJ-verkon kustannukset >k€/km ²)	493	368	356
- johdot	162	162	162
- sähköasemat			
Verkkokustannukset yhteensä Nykyarvona >k€/km ²)	2064	1939	1927
Johtojen pituudet >km/km ²)			
- pienjännitejohdot	9,4	9,4	9,4
- keskijännitejohdot	2,9	2,9	2,9
Syöttöalueen säde >km)			
- PJ-muuntamot	0,25	0,25	0,25
- KJ-sähköasemat	2,5	2,5	2,5

Taulukko 6.8 Jännitetaso vaikutus verkostokustannuksiin ja verkon rakenteeseen taajama-alueilla. Maakaapeliverkko suurella tehotiheydellä 40 MW/km².

Kustannukset ja verkon rakenne	10 kV	20 kV	30 kV
PJ-verkon kustannukset >k€/km ²)	5251	5251	5251
- johdot	1074	1074	1074
- muuntamot			
KJ-verkon kustannukset >k€/km ²)	1403	800	649
- johdot	558	558	558
- sähköasemat			
Verkkokustannukset yhteensä Nykyarvona >k€/km ²)	8286	7683	7532
Johtojen pituudet >km/km ²)			
- pienjännitejohdot	43	43	43
- keskijännitejohdot	6,8	5,4	4,8
Syöttöalueen säde >km)			
- PJ-muuntamot	0,15	0,15	0,15
- KJ-sähköasemat	1,5	1,5	1,5

Taulukko 6.9. Automaation vaikutus kokonaiskustannuksiin kaupunkialueen 10 kV kaapeliverkossa tehotiheydellä 5 MW/km².

Automaation laajuus:	Käsinohjatut erottimet	Kauko-ohjatut erottimet	Lisäksi Vikailmaisimet
SAIFI >1/vuosi)	0,74	0,74	0,74
SAIDI >hrs/vuosi)	0,41	0,13	0,08
KAH-arvo >k€/km ²)	114	36	22
KAH-arvon erotus	-	78	92
Investointi nykyarvona >k€/km ²)	15,3	16,4	20,5
Investoinnin erotus >k€/km ²)	-	1,1	5,2

Taulukko 6.10. Automaation vaikutus kokonaiskustannuksiin kaupunkialueen 10 kV kaapeliverkossa tehotiheydellä 40 MW/km².

Automaation laajuus:	Käsinohjatut erottimet	Kauko-ohjatut erottimet	Lisäksi Vikailmaisimet
SAIFI >1/vuosi)	0,4	0,4	0,4
SAIDI >hrs/vuosi)	0,11	0,076	0,055
KAH-arvo >k€/km ²)	238	169	126
KAH-arvon erotus	-	69	112
Investointi nykyarvona >k€/km ²)	23,2	33,2	46,2
Investoinnin erotus >k€/km ²)	-	10,0	23,0

Verkostoautomaation kannattavuutta tutkittiin kaupunkiolosuhteissa samoin perustein kuin haja-asutusalueellakin. Tulokset on esitetty taulukoissa 6.9 ja 6.10. Kaupunkiolosuhteissa sähkönjakelu on jo nyt varsin luotettavaa, sillä mallinkin laskema keskimääräinen kuluttajan kokema katkosaika ilman automaatiota on vain 7 minuuttia. Tästä huolimatta, johtuen suuresta tehotiheydestä, on verkostoautomaatio, etenkin vikailmaisimien kaukoluku, kannattavaa.

Sähkönsyötön varmentamista PJ-verkon kautta ei laskentamallilla tutkittu. Tämä johtuu siitä, että on vaikeaa arvioida tarvittavaa pienjänniteverkon vahvistustarvetta keskimääräisillä luvuilla laskevan mallin avulla. Jos PJ-verkon kautta tapahtuva varmentaminen vaatii johtojen lisärakentamista, ei se taulukoiden 6.7 ja 6.8 valossa vaikuta kannattavalta, vaan edullisempaa on toteuttaa sähkönjakelun varmentaminen investoimalla KJ-verkon automaatioon.

Tehtyjen arvioiden ja laskelmien mukaan ei keskijänniteverkon jännitetasoa kannata muuttaa nykyisestä 20 kV ratkaisusta. Sähkönjakelun luotettavuutta voidaan parantaa verkostoautomaation avulla. Avojohtoverkoissa tämä on erittäin kannattavaa, ja

erikoisesti kaukoluettavien vikailmaisimien osalta taloudellisesti perusteltua myös kaupunkien kaapeliverkoissa.

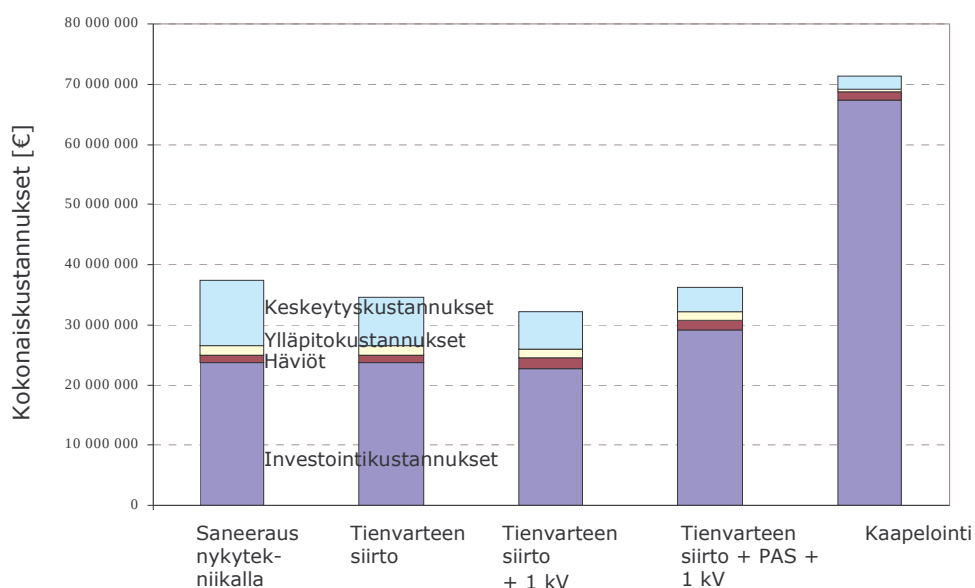
Yksivaiheinen keskijännitejakelujärjestelmä on taloudellisesti perusteltu, jos asiakkaille voidaan tarjota yksivaiheinen syöttö, tai jos tehoelektroniikan kustannuskehitys mahdollistaa edullisen tavan muuntaa yksivaiheinen syöttö kolmivaiheiseksi.

Kaupunkien jakeluverkoissa sähkönjakelun varmennus kannattaa todennäköisimmin tehdä keskijänniteverkon puolella.

6.2.3 Toinen verkkoratkaisujen kustannustarkastelu

Eri tekniikoiden kustannusvaikutuksia sähkönjakeluverkkojen kehittymiseen on arvioitu ja havainnollistettu viiden eri verkostostrategian avulla. Ensimmäistä strategiaa, saneeraus nykytekniikalla, on käytetty tarkasteluissa vertailukohtana. Muissa strategioissa on sovellettu vaihtelevassa määrin sähköjohtojen siirtoa teiden varsille, päällystettyjä avojohtoja >PAS), 1000 V tekniikkaa, maakaapelointia ja kevyitä sähköasemia.

Kustannusanalyysin pohjalla oli 14 000 asiakkaan laajuinen osa Suur-Savon Sähkö Oy:n jakeluverkosta. Esimerkkialue sijaitsee haja-asutusalueella. Jakeluverkko on ilmajohtorakenteinen ja 64 % johtopituudesta sijaitsee vika-alttiilla metsäosuuksilla. Noin 1000 km mittaisesta 20 kV verkosta vain noin 2 % on maakaapeloitu, pienjänniteverkosta 7 %. Kuvassa 6.7 on esitetty eri investointistrategioiden kokonaiskustannukset.

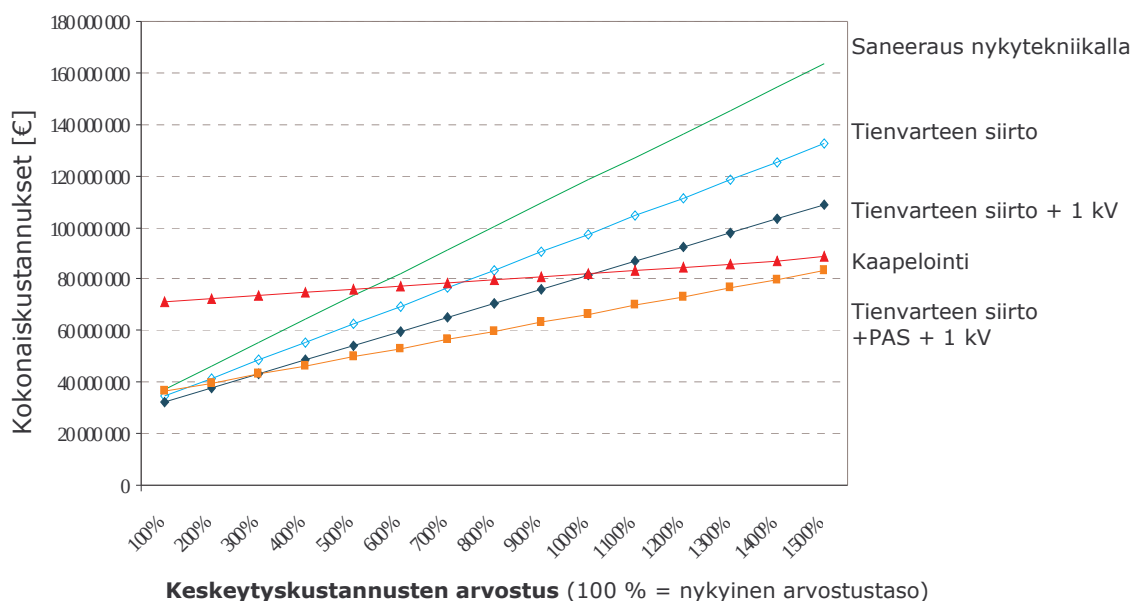


Kuva 6.7 Eri investointistrategioiden kustannukset jaoteltuna investointi-, häviö-, ylläpito- ja keskeytyskustannuksiin.

Analyysien tuloksena on selvinnyt, että ns. optimiverkko pitää sisällään useita uusia mutta myös olemassa olevia teknisiä ratkaisuja. Yhtä ainoaa tekniikkaa sisältävää strategiaa, esim. kokonaisvaltaista kaapelointia, ei voida pitää kansantaloudellisesti järkevänä ratkaisuna. Optimiverkossa ovat ns. sosio-ekonomiset kustannukset minimissä. Verkon käyttövarmuus on nykyistä selvästi parempi ja suurhäiriöalttius pienempi. Loppuasiakkaan kannalta on tietysti mielenkiintoista, miten strategia vaikuttaa käyttövarmuuden lisäksi sähkön siirtomaksuihin. Siirtohinnan kehitys onkin vakaata, jos investoinnit tehdään pitkällä aikavälillä esimerkiksi 20-40 vuoden kuluessa ja poistot sekä pääoman rahoituskulut pysyvät nykytasolla. Jos siirtyminen nykyisestä verkosta optimiverkkoon tehdään nopeasti esimerkiksi 10 vuodessa, kasvavat rahoituskulut reilusti, mikä johtaa siirtohinnan korotuksiin.

Käyttövarmuuden ja suurhäiriöalttiuden korostuessa myös kaapelointivaihtoehto voi tulla joissakin tilanteissa kysymykseen. Kaapeliverkkovaihtoehdossa poistot ja rahoituskulut kuitenkin moninkertaistuvat ja tiedossa on merkittäviä siirtohinnan korotuksia etenkin, jos siirtymä ilmajohtoverkosta maakaapeliverkkoon tehdään nopeasti. Kaapeliverkon käyttövarmuus on erinomainen etenkin suurhäiriötilanteiden suhteen.

Kuvassa 6.8 on tarkasteltu, millä tavoin keskeytyskustannusten >KAH) arvostuksen muuttuminen vaikuttaa eri investointistrategioiden kustannuksiin. Nykyinen keskeytyksestä aiheutuneen haitan taso on 100 %. Suomessa KAH-arvot ovat suurin piirtein kaksinkertaistuneet viimeisen 10 vuoden kuluessa.



Kuva 6.8 Keskeytyskustannusparametrien arvostuksen muutosten vaikutus investointivaihtoehtojen kokonaiskustannuksiin, 100 % on KAH-arvojen nykytilanne.

Kuvasta nähdään, että mikäli verkkojen saneeraus hoidetaan nykytekniikalla, ei kustannuksissa päästä missään vaiheessa optimiin. Toisaalta vaikka keskeytyskustannusten arvostus kymmenkertaistuisi, ei täysimittaisella jakeluverkkojen kaapeloinnille olisi perusteita. Analyysin yksi keskeisiä tuloksia onkin se, että optimiratkaisu saavutetaan hyödyntämällä useita eri tekniikoita jakeluverkkojen kehittämisessä. On syytä huomata, että esitetty verkostostrategioiden kustannusanalyysi ei ole yleispätevä, vaan tarkastelu on tehtävä tapauskohtaisesti. Vaihtoehtojen kustannussuhteissa tulee myös todennäköisesti tapahtumaan muutoksia, jotka vaikuttavat taloudellisuusvertailuihin. Kaikissa tilanteissa on myös hyvä miettiä, päästäänkö parhaaseen lopputulokseen panostamalla enemmän automaattioratkaisuihin vai keskittymällä primääritekniikan kehittämiseen ja hyödyntämiseen.

7. Verkkovisio

7.1 Tulevaisuuden verkoille asetettavia tavoitteita

Tulevaisuuden sähköjakeluverkoilta odotetaan olennaisesti nykyverkkoja parempaa luotettavuutta. Tämä tarkoittaa sekä keskimääräisen tilastollisen luotettavuuden paranemista että suurhäiriöalttiuden merkittävää vähenemistä. Luotettavuusvaatimus jaettaneen useampaan luokkaan esimerkiksi asiakasryhmän, alueen kuormitustiheyden tai sijainnin perusteella. Sähkönsaanti voidaan varmentaa verkkoteknisten keinojen lisäksi paikallisella varmistuksella, mihin tulevaisuudessa on enemmän tarvetta ja myös teknisiä vaihtoehtoja. Laadun differoinnin lisäksi voi tulla mahdolliseksi hinnan differointi: parempilaatuista sähkö lisähintaan.

Verkkojen luotettavuuden parantaminen edellyttää investointeja, mutta samanaikaisesti verkkoliiketoimintaan kohdistuu kustannustehokkuusvaatimuksia. Tulevaisuuden regulaatio sisältää useita epävarmuustekijöitä, mutta erittäin todennäköistä on, että se sisältää luotettavuusnäkökulman.

Ympäristönäkökohdat joudutaan ottamaan tulevaisuuden verkkojen suunnittelussa entistä voimakkaammin huomioon. Tämä koskee useita osa-alueita, maisema-arvoja ja maankäyttöä, sähkö- ja magneettikenttiä ja ympäristölle haitallisia aineita.

Tulevaisuuteen liittyy suuria epävarmuustekijöitä, kuten esimerkiksi hajautetun sähköntuotannon mahdollinen voimakas yleistyminen. Tämä asettaa verkoille vaatimuksen joustavuudesta.

7.2 Haja-asutusalueen verkkovisio

Haja-asutusalueen verkkojen laaja uudistustarve samanaikaisesti kasvaneiden luotettavuusodotusten kanssa tarjoaa mahdollisuuden verkkojen radikaalille uudistamiselle. Näkemys merkittävän uudistuksen tarpeesta saa tukea myös toimintaympäristössä tapahtuvista muutoksista.

Keskijänniteverkko on tällä hetkellä jakeluverkon haavoittuvin osa, ja suurin osa asiakkaan kokemasta keskeytysajasta aiheutuu keskijänniteverkon häiriöistä. Nykyisin Suomen 140000 km:n keskijänniteverkosta noin 90 % on ilmajohtoa. Kaikki tunnetut ilmajohtorakenteet ovat alttiita säästä aiheutuville häiriöille, kuten myrskyille ja ukkosille. Ilmajohtoihin liittyy riski johtorakenteen tuhoutumisesta, mikä pahimmillaan johtaa suurhäiriöihin ja erittäin pitkiin keskeytyksiin. Ilmastonmuutoksen on arveltu

kasvattavan ilmajohtojen vikataajuuksia nykyisestä 1,5-kertaisiksi. Lisäksi puupylväät, joiden varaan ilmajohtot on rakennettu, ovat ikääntymässä. Puupylväiden käytön vähentämistä tukee myös kyllästysaineiden käytölle asetetut rajoitukset. Myös maisema-arvojen korostuminen tulevaisuudessa vaikeuttaa ilmajohtojen tarvitsemien johtokatuja saatavuutta ja nostaa niiden hintaa.

Edellä mainitut seikat sekä odotettavissa oleva kaapelien ja kaapelointitekniikan kehittyminen sekä hyvin todennäköinen kustannusten lasku laajamittaisen kaapeloinnin aloittamisen myötä puoltavat kaapeloinnin käyttämistä keskeisenä ratkaisuna tulevaisuuden haja-asutusalueiden verkkojen saneerauksessa ja luotettavuuden parantamisessa. Kaapelointia tukee erityisesti pyrkimys vähentää verkon alttiutta ympäristöolosuhteista johtuville suurhäiriöille. Tämä pätee niin keski- kuin pienjänniteverkolle, jossa kaapelien asennustekniikan kehitys on tehnyt kaapeliverkosta jopa ilmajohtoverkkoa edullisemmän. Kaapelointitekniikan kehittämisessä voidaan tarkastella muualla maailmassa kehitettyjä ratkaisuja.

Keskijänniteverkon kaapelointi kasvattaa huomattavasti maasulkuvirtoja, mikä saattaa pakottaa maasulkuvirran kompensointiin. Kompensoinnin etuihin kuuluu puolestaan jälleenkytkentöjen väheneminen. Hyvin laajamittainen kaapelointi voi edellyttää hajautettua kompensointia ja uusia maasulkusuojausratkaisuja.

Tulevaisuuden ratkaisuksi nähdään erityisesti keskijänniteverkon runkojohtojen kaapelointi. Tiealueen käyttömahdollisuus kaapelirakentamisessa vähentäisi todennäköisesti asennuskustannuksia ja nopeuttaisi viankorjausta. Kaapeleille ominaisesta pitkästä viankorjausajasta johtuen kaapeliosuudet tulisi pääosin varmentaa rengasyhteyksin. Katkoksia voidaan lyhentää myös verkkoon kytkettävän varavoiman avulla, jonka merkitys jatkossa kasvaa.

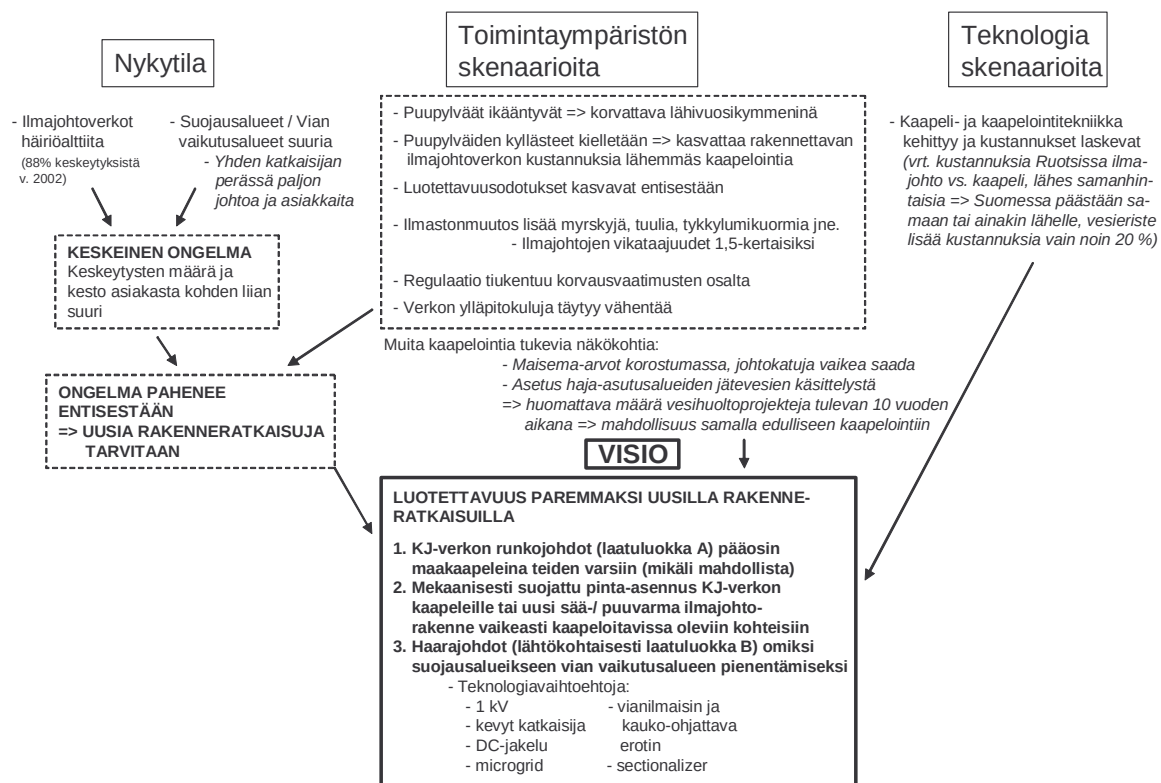
Suomesta löytyy paljon alueita, joissa perinteinen kaapelointi on vaikea toteuttaa. Näitä alueita varten olisi tervetullut sää- ja puuvarma uusi ilmajohtorakenne. Myös kaapelin mekaanisesti suojattu pinta-asennus voi osoittautua toteuttamiskelpoiseksi ratkaisuksi. PAS-johdolle saattaa jäädä oma käyttöalueensa tienvarsijohtona, erityisesti, jos onnistutaan kehittämään kehittyvien vikojen ilmaisu. Myrskyistä ja kaatuvista puista aiheutuvia suurhäiriöitä ajatellen PAS-johto on kuitenkin riskialtis ratkaisu.

Yksi ominaispiirre Suomen verkoissa on haja-asutusalueilla ollut myös suuret suojausalueet. Vikojen vaikutusalueita voidaan pienentää kevyiden sähköasemien avulla. Niiden taloudellisuutta helpottanee tulevaisuudessa käyttöön otettava kevyt siirtojohtorakenne. Myös maailmalla yleinen välikatkaisijoiden käyttö on erittäin tehokas keino vikojen vaikutusalueiden pienentämiseksi, erityisesti, jos merkittävä kuormitus painottuu johtolähdön alkuosalle.

Erityisen tehokas perusratkaisu luotettavuuden parantamiseksi olisi, jos haarajohdot saataisiin omiksi suojausalueikseen. 1 kV tekniikan soveltamiselle löytyy tästä lisää perusteita; muita potentiaalisia tulevaisuuden tekniikoita voivat olla haarajohdon kevyt katkaisija, microgrid ja DC-jakelu. Myös haarajohdon alkuun sijoitettavan vianilmaisimen ja kauko-ohjattavan erottimen yhdistelmällä pystytään merkittävästi lyhentämään keskeytysaikoja.

Kuvassa 7.1 on esitetty kaavio haja-asutusalueiden rakenneratkaisujen kehitystarpeista. Kaavio sisältää esitettyjen ratkaisujen perustelut, jotka pohjautuvat nykytilan ja toimintaympäristön muutosten arviointiin.

Verkon luotettavuuden parantaminen uusilla rakenneratkaisulla



Kuva 7.1 Haja-asutusalueen verkon luotettavuuden parantaminen uusilla rakenneratkaisulla

Tietoliikennetekniikka on kehittynyt erittäin nopeasti ja kehityksen uskotaan jatkuvan. Tekniikasta tulee yhä nopeampaa ja varmempaa, samalla kun kansainvälinen standardointi kehittää yhteensopivuutta ja pyrkii varmistamaan tietoturvan. Standardoitu, luotettava reaaliaikainen tiedonsiirto laitteiden ja ohjausjärjestelmien välillä mahdollistaa nykyistä olennaisesti kehittyneemmän verkostoautomaation toteuttamisen. Vianilmaisussa hyödynnettäneen sekä suojausalueiden

vianpaikannus algoritmeja että uudella anturitekniikalla ja tietoliikenneominaisuuksilla varustettuja vianilmaisimia.

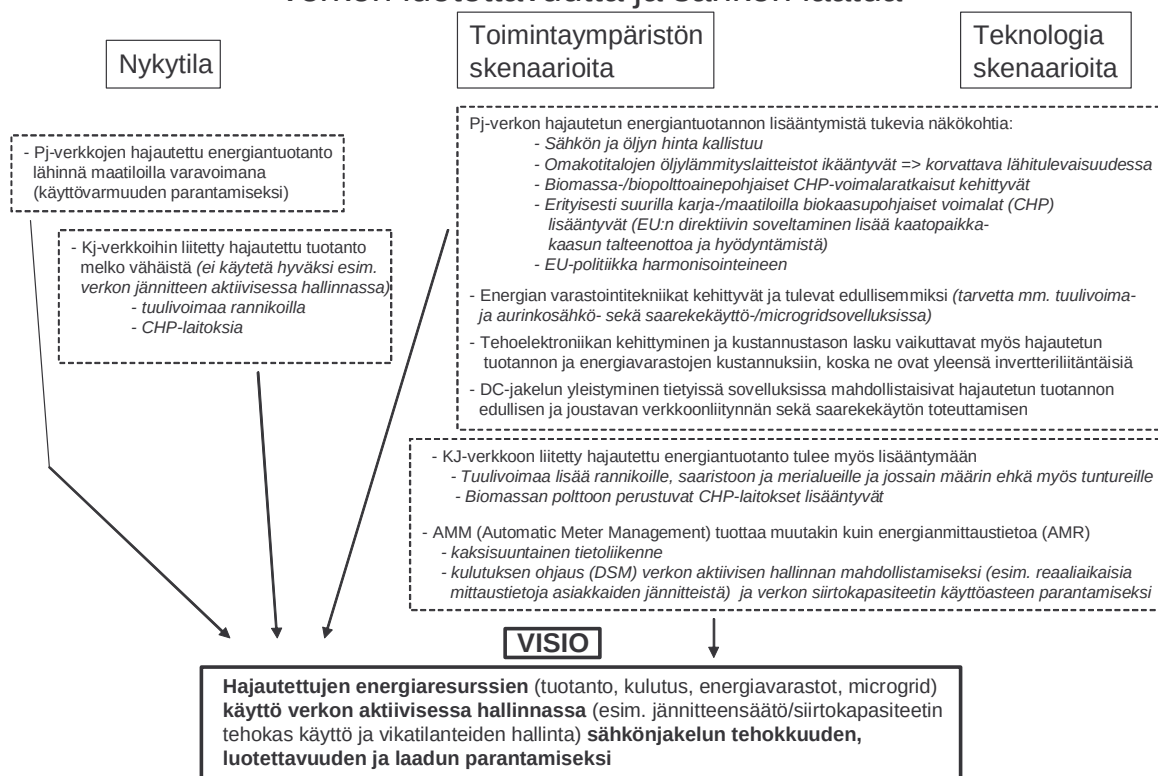
Suomessa jakeluverkkoihin on liitetty vain vähän sähköntuotantoa. Pienimuotoisen tuotannon yleistymisen riippuu voimakkaasti poliittisista päätöksistä sekä teknologian ja energian hinnan kehittymisestä. EU-politiikka on voimakkaasti hajautettua tuotantoa tukevaa, ja Suomessakin on valmisteilla sen suuntaisia poliittisia päätöksiä. Lisääntyvä hajautettu tuotanto muuttaa järjestelmän monimutkaisemmaksi, mikä voi hankaloittaa mm. verkon jännitteen hallintaa ja suojauskysymyksiä. Hajautetun tuotannon kielteisiin puoliin verkkojen kannalta kuuluu myös se, että se pienentää verkon läpi siirrettävää energiamäärää ja siten verkkoyhtiön siirtotuloja. Verkkojen ylläpitoon ja kehittämiseen jää näin ollen vähemmän voimavaroja. Verkkojen mitoitus tuskin kuitenkaan voidaan keventää laskemalla sitä hajautetun tuotannon varaan.

Laajamittainen hajautetun tuotannon käyttöönotto saattaa edellyttää verkon hallintajärjestelmän ulottamista kuluttajille asti. Yksi keino tähän on kehittymässä oleva AMM, >Automated Meter Management). Tietoliikenne kuluttajan ja verkonhallintajärjestelmän välillä tulee olemaan kaksisuuntaista ja kulutusta voidaan ohjata verkon tehokkaan aktiivisen hallinnan >esim. jännitteen säätö ja vikatilanteet) mahdollistamiseksi ja verkon siirtokapasiteetin käyttöasteen parantamiseksi. Pitkällä aikavälillä hajautettujen energioresurssien avulla voitaneen jopa parantaa järjestelmän luotettavuutta ja sähkön laatua. Tämä edellyttää saarekekäyttöjen kehittämistä.

Jos pienjänniteverkkojen hajautetun tuotannon lisääntymisen ja energiavarastojen kehittymisen mahdollistama sähkön jakelun laadun/luotettavuuden parantaminen halutaan hyödyntää, tarvitaan microgrid-verkkoja. Microgrid on tarvittaessa itsenäiseen saarekekäyttöön kykenevä, paikallista tuotantoa ja kulutusta sisältävä pienjännitejakeluverkon osa, johon kuuluu myös yksi tai useampi energiavarasto. Toisaalta microgrid-verkkoja voitaisiin käyttää myös ohjattavan kuorman tavoin jakeluverkon aktiivisessa hallinnassa, eli jännitteensäätöön ja siirtokapasiteetin vapauttamiseksi samaan tapaan kuin yksittäisiä kuluttajiakin AMM:n avulla.

Kuvassa 7.2 on esitetty pitkän aikavälin näkemys hajautettujen energioresurssien mahdollisuuksista sähkönjakelun laadun parantamisessa.

Hajautetut energiaressurssit parantamaan verkon luotettavuutta ja sähkön laatua



Kuva 7.2 Hajautetut energiaressurssit parantamaan verkon luotettavuutta ja sähkön laatua

Tehoelektroniikan laajamittainen soveltaminen sähkönjakelussa näyttää kiinnostavalta vaihtoehdolta. Pitkällä tähtäyksellä verkkoihin voidaan kenties sijoittaa puolijohdetekniikalla toteutettuja komponentteja, jotka korvaavat perinteisiä laitteita, kuten muuntajia ja katkaisijoita. Tasasähköjakelu voi tarjota mahdollisuuksia pienjänniteverkkojen uudelleen toteuttamiseen ja keskijännitehaarojohtojen korvaamiseen 1 kV järjestelmän tavoin.

Kuvaan 7.3 on kiteytetty edellä tarkasteltu haja-asutusalueen verkkovisio 2030.

[illegible]

Kuva 7.3 Haja-asutusalueen verkkovisio 2030

7.3 Kaupunki- ja alueverkkojen visio

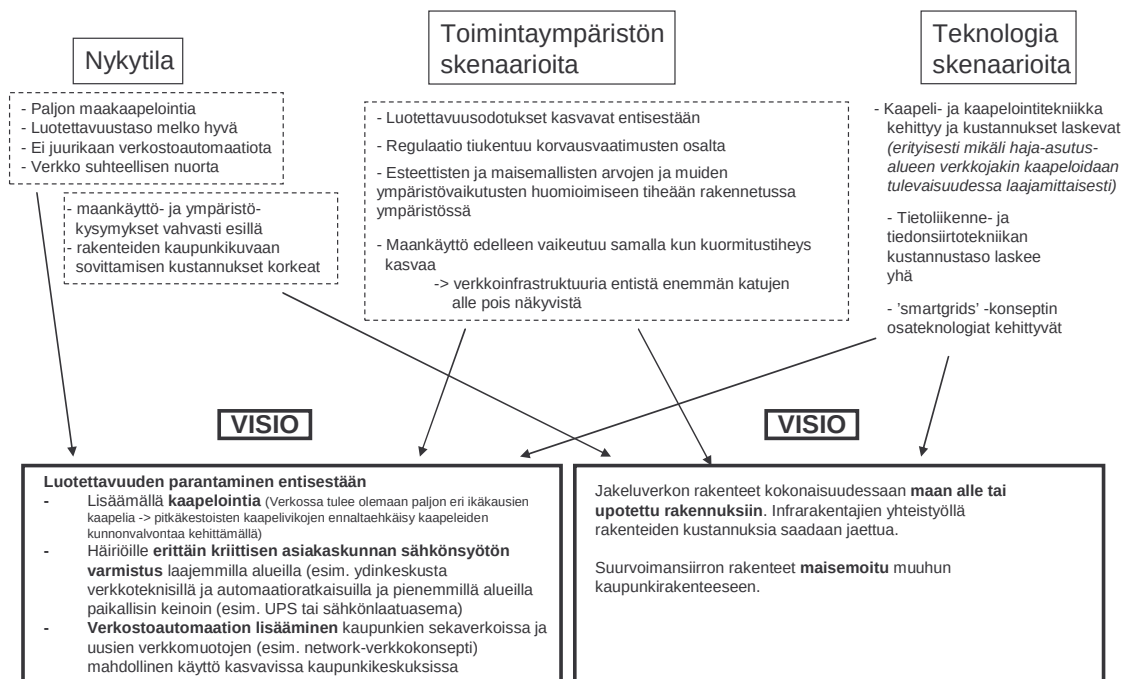
Kaupunki- ja alueverkoissa luotettavuuskysymykset ovat vähintäänkin yhtä kriittisiä kuin haja-asutusalueiden verkoissa, mutta ongelmia ei esiinny samassa mitassa kuin maaseutujen ilmajohtoverkoissa. Luotettavuusodotukset ovat kuitenkin edelleen kasvaneet, ja niihin vastaaminen edellyttää jatkuvaa kehittämistä. Luotettavuutta voidaan parantaa kaupunkien sekaverkoissa nopeasti verkostoautomaatiota lisäämällä. Pitemmällä aikavälillä rakenteelliset muutokset parantavat käyttövarmuutta. Kaapeliverkoissa verkostoautomaatiota ei ole toistaiseksi pidetty taloudellisesti perusteltuna, mutta keskeytyskustannusten kasvu ja mm. tietoliikennetekniikan tekninen ja taloudellinen kehitys luovat edellytykset kaapeliverkon automaation kehittämiseksi. Ydinkeskustojen alueilla olevia erityisen korkeita luotettavuusodotuksia voidaan tulevaisuudessa tyydyttää alue- tai asiakaskohtaisilla ratkaisuilla, joissa tehoelektronikalla, hajautetulla tuotannolla ja energiavarastoilla on merkitystä.

Alueverkot ovat olleet käyttövarmoja, mutta useaa sähköasemaa syöttävän 110 kV haarajohdon mahdollisen vikaantumisen aiheuttamia riskejä lienee syytä tarkastella yhdessä keskijänniteverkon puolelta tapahtuvan sähköasemien varmentamisen suunnittelun yhteydessä.

Taajamaverkkojen laajempi uusiminen on edessä selvästi myöhemmin kuin haja-asutusalueiden verkkojen, mutta koska esimerkiksi sähköasemien toisiolaitteilla on primääriverkon komponentteja selvästi lyhyempi elinkaari, uudistamisstrategioita on syytä miettiä jo nyt. Primääriverkkojen keskeisten komponenttien jäljellä olevasta käyttöiästä ei toisaalta ole riittävästi tietoa, joten on tarvetta kunnonvalvontamenetelmien kehittämiseksi.

Sekä taajama- että alueverkoissa kuormituksen kasvu aiheuttaa tarvetta verkkojen vahvistamiselle. Erityispiirteenä on jäähdytyskuorman kasvu ja kuormitushuipun ajoittuminen kesään. Verkkojen ympäristövaikutukset, kuten sähkö- ja magneettikentät sekä erityisesti maankäyttöön ja maisemointiin liittyvät näkökohdat ovat nousseet keskeisiksi. Esimerkiksi kaupunkien kaapeliverkkojen rakentamiskustannuksista huomattava osa on rakenteellisia kustannuksia, joten rakenneratkaisujen kehittäminen on kaapeliverkkojen avainkysymyksiä. Kustannustehokkuutta saadaan yhteisrakentamisella muun infrastruktuurin kanssa. Näkymättömään infrastruktuuriin eli kaapelointiin on painetta myös kaupunkien suurvoimansiirrossa.

Kuvassa 7.4 on esitetty kaavio kaupunkialueiden ratkaisuksista. Kaavio sisältää esitettyjen ratkaisujen perustelut, jotka pohjautuvat nykytilan ja toimintaympäristön muutosten arviointiin.



Kuva 7.4 Kaupunkialueiden sähkönjakelun luotettavuuden parantamisen ja verkkorakenteiden sovittaminen kaupunkiympäristöön.

Lisäksi kuvassa 7.2 esitetty näkemys hajautettujen energiaressurssien mahdollisuuksista on sovellettavissa myös kaupunkiolosuhteisiin.

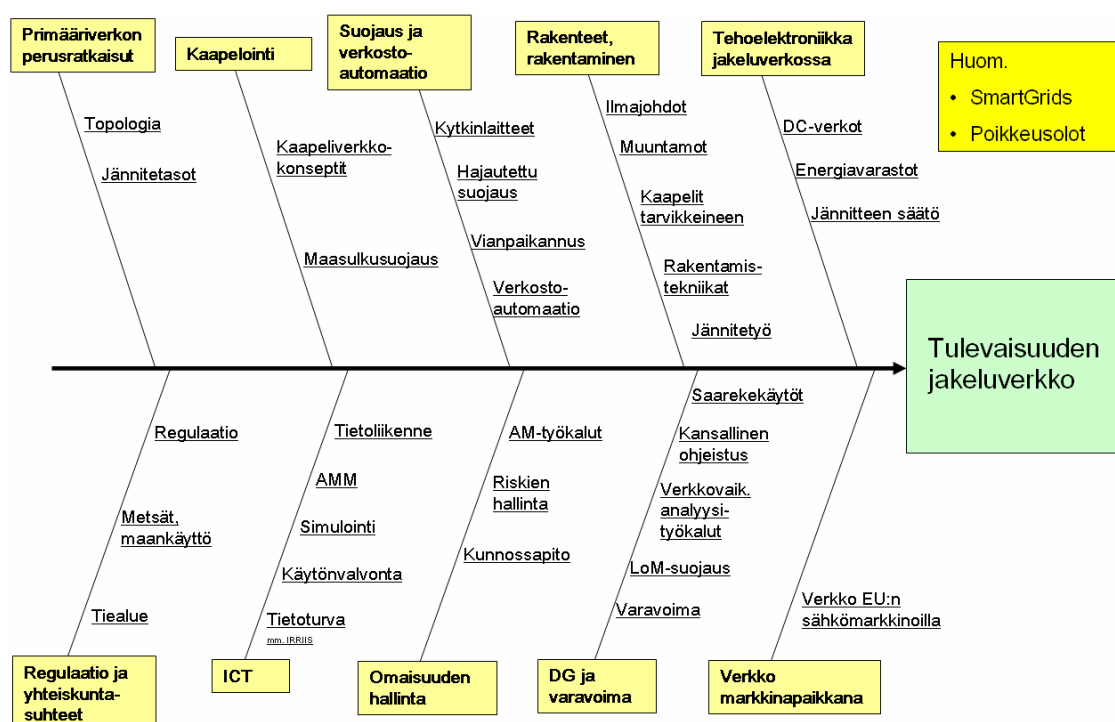
7.4 Kehitykseen vaikuttavia epävarmuustekijöitä

Verkkojen kehittämiseen vaikuttavissa tekijöissä voi tapahtua nopeita muutoksia. Erityisen suuri merkitys on luonnollisesti regulaatiolla, verkkojen omistuksella ja omistajapolitiikalla. Verkkoyhtiöiden kannalta enemmän ulkoisia asioita, joiden kehitystä on erityisesti seurattava, ovat mm. seuraavat:

- Tieto- ja tietoliikennetekniikan kehittyminen
- Hajautetun tuotannon teknologinen ja taloudellinen kehittyminen, esimerkiksi polttokennot ja bioenergia
- Materiaalitekniikan kehitys ja sen vaikutus mm. akkuteknologiaan ja sitä kautta esimerkiksi verkosta ladattaviin hybridi-autoihin, samoin suprajohtavien kaapelien kehitys.
- Uudet verkostokomponentit, joissa sovelletaan mm. tehoelektroniikkaa ja joita voidaan pitää älykkäinä komponentteina
- Ilmastonmuutos ja siihen liittyvät ennusteet pitkällä aikavälillä
- Ympäristökysymykset ja -vaatimukset.

8. Verkkojen Technology Roadmap

Verkkovisio 2030 –hankkeen tavoitteisiin kuului selvittää, onko tarpeellista käynnistää toimialan kehitystä ohjaava ja koordinoiva tiekarttahanke. Hankkeen aikana tällaisen projektin tarpeellisuus kävi ilmeiseksi. Hanke lienee mielekkäintä toteuttaa kahdessa vaiheessa, joista ensimmäisessä suunnitellaan Roadmap ja hahmotellaan siihen kuuluvat hankeklusterit ottaen huomioon muualla maailmassa käynnissä olevat hankkeet, esimerkiksi EU:n SmartGrids-projekti. Toisessa vaiheessa tiekarttaa lähdetään toteuttamaan konkreettisina tutkimus- ja kehityshankkeina. Kuvassa 8.1 on esitetty kaavio, jota voidaan käyttää runkona lähdettäessä hahmottelemaan tutkimuskokonaisuutta.



Kuva 8.1. Alustava kaavio Roadmap-hankkeen hahmottelun pohjaksi.

Roadmapin toteutus edellyttää sitoutumista ja sekä aineellista että henkistä panostusta tutkimuslaitoksilta, verkkoyhtiöiltä ja teknologiateollisuudelta.

Lähdeluettelo

ABB Inc. Application Note. *The Effect of Loop Reconfiguration and Single Phase Tripping on Distribution System Reliability*. Available from Internet:

[http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot235.nsf/VerityDisplay/CE0CC4F93EC4E17F85256C41006A527F/\\$File/Distribution%20System%20Reliability.pdf](http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot235.nsf/VerityDisplay/CE0CC4F93EC4E17F85256C41006A527F/$File/Distribution%20System%20Reliability.pdf) >viitattu 11.9.2006)

Antila, E., *IEC TC57. Tietoliikenteen standardointi*. Verkkovisio 2030, 18. 05. 2006. TKK.

Asmuth P., Verstege, J.F., *Optimal Network Structure for Distribution Systems with Microgrids..* Future Power Systems 2005.

CIREN >1998). *Fault management in electrical distribution systems*. Final report of the CIREN Working Group WG03, Fault Management.

Council of European Energy Regulators, *Second benchmarking report on quality of electricity supply*. 2003.

EC 2003: Commission of the European Communities. Background paper. *Undergrounding of electricity lines in Europe*. 2003.

Energiatotalisuus :Keskeytystilasto 2005.

<http://www.energia.fi/attachment.asp?Section=3827&Item=18213> >viitattu 11.9.2006)

EPRI. P124.003 *Intelligent Universal Transformer*. Available from Internet: <http://www.epri.com/portfolio/product.aspx?id=1502> >EPRI 2006, viitattu 11.9.2006)

Freeman, L.A., Van Zandt, D.T. Powell, L.T., *Using a probabilistic design process to maximize reliability and minimize cost in urban central business districts* Maximizing Reliability and Minimizing Cost in Urban Central Business Districts. CIREN 2005, Turin.

Hakola, T., *Pienillä investoinneilla suuri hyöty*. Ylläpitoinvestoinneilla käyttövarmuutta ja kaadukasta sähköä –seminaari, Vaasa 13-14.12.2005.

Heggset, J., Mogstad, O., Edfast, J., Möller Jensen, M., Lossius, M., Tapper, M., Mork, R., *Harmonisation of Fault and Interruption Data in the Nordic Countries*. Presentation, NORDAC 2004 Conference, Espoo, Finland, 22-23 August 2004.

Kjølle, G.H., *The Cost of Energy not Supplied >CENS) model for incentive based regulation of supply quality*. European Distribution Grid Reliability Forum, 9–10 February 2006, Stockholm.

Lohjala J. *Haja-asutusalueiden sähköjakelujärjestelmien kehittäminen - erityisesti 1000 V jakelujännitteen käyttömahdollisuudet*. Väitöskirja, LTY, 2005.

Matikainen, M. *Sähköjakeluverkon kehittämissuunnittelu luotettavuuden näkökulmasta*, LTY/Sähkötekniikka, diplomityö, 2006

Partanen, J., Viljainen, S., Lassila, J., Honkapuro, S., Tahvanainen, K., Kässi, T., Bergman, J-P., Laaksonen, P., Soininen, M., Järventausta, P., Mäkinen, A., Trygg P., Kivikko, K., Antila, S., *Sähköverkkoliiketoiminnan tulevaisuuden näkymiä – haasteita ja mahdollisuuksia 2010*. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Tutkimusraportti, 2005, 39 s

Partanen J., Viljainen S., Lassila J., Honkapuro S., Tahvanainen K., Järventausta P., Mäkinen A., Trygg P., Kivikko K., Antila S., Toivonen J., Kulmala H.I., Antola J., *Palveluliiketoiminnan kehittämismahdollisuudet sähköverkkoliiketoiminnassa*. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Tutkimusraportti, 2005, 87 s

Rabinowitz, M., *Power Systems of the Future, Parts I,II,III,IV*. IEEE Power Engineering Review, January, March, May, August 2000.

Schiesser, H-H, Bader, J., *Continuity of supply in a Swiss urban electrical network – a spatial analysis*. Proceedings of CIRED 2005, 6.-9.6.2005, Torino.

Silvast, A., Heine, P., Lehtonen, M., Kivikko, K., Mäkinen, A., Järventausta, P., *Sähköjakelun keskeytyksestä aiheutuva haitta*. Raportti TKK-SVSJ-2, 175 s.

Singh, B., *Reliability of supply in liberalised electricity markets: The Nordic electricity market*. Presentation made at the SNF-SESSA Conference, Bergen, March 3-4th, 2005.

Spirea: <http://www.spirae.com/Smart-Grid.php> >viitattu 11.9.2006)

Viljainen S., *Regulation design in the electricity distribution sector - theory and practice*. Väitöskirja, LTY, 2005

Willis, H. Lee, *Power distribution planning reference book*. Marcel Dekker Inc. 2004, 1217 pp.

Projektin tuottamat tulokset ja raportit

Tutkimuskartat_VTT

Sähkönjakelutekniikkaan liittyvä tutkimustoiminta Suomessa

Tutkimuskartta_SUOMI.ppt

Sähkönjakelutekniikkaan liittyvä tutkimustoiminta muissa Pohjoismaissa

Tutkimuskartta_POHJOISMAAT.ppt

*TULEVAISUUDEN VERKKORATKAISUIHIN LIITTYVIÄ PROJEKTEJA
MUISSA MAISSA*

MUIDEN MAIDEN TULEVAISUUDEN VERKKORATKAISUT PROJEKTEJA1.doc

Suomen alue- ja jakeluverkkojen suppea nykytilan arvio

Verkkojen_nykytila_VTT.pdf

Ulkomaiden verkkojen analyysi_loppuraportti

Ulkomaiden verkkojen analyysi_loppuraportti_VY.doc

Ulkomaiden verkkojen analyysi Väkiraportti 1

Ulkomaiden verkkojen analyysi_valiraportti1_VY.pdf

Ulkomaiden verkkojen analyysi Väkiraportti 2

Ulkomaiden verkkojen analyysi_valiraportti2_VY.pdf

INFORMAATIOKARTOITUS

Verkkovisio informaatiokartoitusraportin yleinen versio_VY.pdf

Sähköverkko-omaisuuden hallintaa tukevat järjestelmäratkaisut

Sahkoverkko-omaisuuden Hallintaa Tukevat Jarjestelmaratkaisut_TTY.pdf

Toimintaympäristön muutosnäkymiä ja skenaarioita

Toimintaympäristön Skenaariot_loppuraportti_TTY.pdf

ALUE- JA JAKELUVERKKOJEN TEKNOLOGIAVISIO 2030

Alue ja jakeluverkkojen teknologiavisio_loppuraportti_LTY.doc

Developments in materials and components

DEVELOPMENTS IN MATERIALS AND COMPONENTS_TKK.doc

Feeder automation functions and their cost efficiency in medium voltage power distribution systems

Feeder automation functions and their cost efficiency in MV power distribution systems_TKK.pdf

SINGLE WIRE EARTH RETURN

SWER_report_TKK.doc

Tulevaisuuden verkkoratkaisuja ja niiden evaluointia

Tulevaisuuden verkkoratkaisuja ja niiden evaluointia_loppuraportti_TKK.doc

Verkkovisio 2030 Jakelu- ja alueverkkojen teknologiavisio

Verkkovisio_loppuraportti_VTT.pdf

Matkaraportteja:

Matkaraportti_Ruotsi_Nordman_TKK.doc

Matkakertomus_Saksa_VTT+LTY+TKK.pdf

FRAMTIDENS ROBUSTA OCH KOSTNADSEFFEKTIVA ELNÄT_seminaarin raportti_VY.doc

Matkakertomus_EDGRF_2006_Tukholma_VTT.pdf

USA-Kanada_matkaraportti_TKK_VTT_LTY_VY.pdf

Belfast-matkakertomus_TKK+LTY.pdf

FPS raportti_Lakervi_TKK.doc

Tekijä>t)

Lauri Kumpulainen, Hannu Laaksonen, Risto Komulainen, Antti Martikainen, Matti Lehtonen, Pirjo Heine, Antti Silvast, Peter Imris, Jarmo Partanen, Jukka Lassila, Tero Kaipia, Satu Viljainen, Pekka Verho, Pertti Järventausta, Kimmo Kivikko, Kimmo Kauhaniemi, Henry Lågland, Hannu Saaristo

Nimeke

Verkkovisio 2030 Jakelu- ja alueverkkojen teknologiavisio

Tiivistelmä

Tutkimuksessa tavoiteltiin pitkän aikavälin visiota verkkojen teknologiasta lähivuosina tarpeellisten laajamittaisten muutostöiden sekä tarvittavien T&K hankkeiden pohjaksi. Hankkeessa tarkasteltiin lyhyesti verkkojen nykytilaa sekä luotiin skenaarioita toimintaympäristön muutoksista ja käytettävistä teknologioista. Kansainvälinen näkökulma luotiin muualla jo toteutettujen ratkaisujen ja tulevaisuuden tekniikoiden selvittämiseksi.

Keskitetyn sähköntuotannon uskotaan säilyvän hallitsevana, mutta ajan myötä hajautetun tuotannon osuuden ennustetaan kasvavan ennalta vaikeasti ennakoitavasti. Erityinen epävarmuus liittyy tulevaisuuden regulaatioon.

Tulevaisuudessa sähkönjakeluverkoilta odotetaan nykyistä parempaa luotettavuutta ja suurhäiriöiden vähenemistä kohtuukustannuksin. Ilmastomuutoksen vaikutukset ympäristöolosuhteisiin ja kyllästysaineiden käyttöön tulleet rajoitukset hankaloittavat erityisesti metsiin sijoitettujen ilmajohtojen asemaa. Haja-asutusalueilla myös verkkojen ikääntyminen on ongelma. Kaupunki- ja alueverkoissa puolestaan maankäyttö- ja ympäristökysymykset muuttuvat yhä haastavammiksi, ja kasvualueiden sähkönkäytön lisääntyminen edellyttää verkkojen vahvistamista.

Tutkimus tuotti valikoiman teknologisia ratkaisuja. Olemassa olevan tekniikan lisäksi useita uudentyyppisiä ratkaisuja tuotiin esille. Keskeisiä periaatteita tulevaisuuden verkoissa uskotaan olevan nykyistä runsaampi kaapelointi, pitkälle viety tietoliikenteen hyödyntäminen ja verkostoautomaatio, merkittävästi pienemmät suojausalueet sekä uudet rakenneratkaisut. Pitkällä aikavälillä hajautetun tuotannon mahdollistamaien saarekekäyttöjen sekä tehoelektroniikan tarjoamien täysin uusien verkkoratkaisujen odotetaan parantavan sähkön laatua ja kustannustehokkuutta. Periaatteellisena ratkaisuna hyväksyttäneen erilaisiin laatuluokkiin perustuva verkon suunnittelu.

Vision saavuttamiseksi todettiin toimialan kehitystä ohjaava tiekarttahanke tarpeelliseksi, jotta alan kansalliset kehitysvoimavarat voidaan hyödyntää tehokkaasti. Koordinoitu kansallinen kehitystyö luo myös edellytykset vaikuttaa kansainväliseen kehitykseen ja suomalaisen teknologiateollisuuden menestymiseen.

Avainsanat

distribution network, vision, power distribution, scenario, network development

ISBN

951-38- >nid.)

951-38- >URL: <http://www.vtt.fi/publications/index.jsp>)

Avainnimeke ja ISSN

VTT Tiedotteita – Research Notes

1235-0605 >nid.)

1455-0865 >URL: <http://www.vtt.fi/publications/index.jsp>)

Projektinumero

375-C5SU00993

Julkaisuaika

Lokakuu 2006

Kieli

Suomi, engl. tiiv.

Sivuja

88 s.

Hinta

B

Projektin nimi

Alue- ja jakeluverkkojen teknologiavisio 2030
>Verkkovisio)

Toimeksiantaja>t)

Teknologian kehittämiskeskus >Tekes), ABB Oy, Ensto Sekko Oy, Fortum Sähkönsiirto Oy, Helsingin Energia, Oy Merinova Ab, Suur-Savon Sähkö Oy, SVK-pooli, Energiateollisuus ry, Vaasan Sähköverkko Oy, Vattenfall Verkko Oy ja VTT

Yhteystiedot

VTT

PL 1000, 02044 VTT

Puh. 020 722 2851

Myynti

VTT

PL 1000, 02044 VTT

Puh. 020 722 4404

Faksi 020 722 4374



Author(s) Lauri Kumpulainen, Hannu Laaksonen, Risto Komulainen, Antti Martikainen, Matti Lehtonen, Pirjo Heine, Antti Silvast, Peter Imris, Jarmo Partanen, Jukka Lassila, Tero Kaipia, Satu Viljainen, Pekka Verho, Pertti Järventausta, Kimmo Kivikko, Kimmo Kauhaniemi, Henry Lågland, Hannu Saaristo			
Title Visionary network 2030, Technology vision for future distribution network			
Abstract Objective of this research was to create the long term vision of a distribution network technology to be used for the near future rebuild and necessary R&D efforts. Present status of the grid was briefly handled and created scenarios for the operational environment changes and available technology International view was used for getting familiar with the present solutions and future expectations in other countries. Centralised power generation is supposed to be the majority, but also the distributed generation will play more and more important role, which is hard to predict due to the uncertainty of the development of the regulation. Higher reliability and safety in major faults are expected from the future network and reasonable costs. Climate change and impregnant using restrictions cause difficulties especially for the overhead lines in the forests. In the rural network also the ageing is the problem. For the urban networks the land usage and environmental issues get more challenging and the network reinforcement is necessary due to the increased use of electricity. Several technical solutions are available. Additions to technology today, several new solutions were introduced. Important solutions in the future network are supposed to be the wide range of underground cable, high degree utilisation of the communication and network automation solutions, considerable shorter protection zones and new layout solution. In a long run the islanding enabled by the distributed energy systems and totally new network structures and solutions based on power electronics are supposed to improve the power quality and profitability. Separate quality classes in network design principally are also supposed to be approved. Reaching the vision needs also the Roadmap project, which coordinates and focuses the development. So national limited resources can be effectively utilised. A coordinated national development gives also a good basis for the international development participation and also for success of the Finnish technology industry.			
Keywords distribution network, vision, power distribution, scenario, distribution network development,			
ISBN 951-38- >soft back ed.) 951-38- >URL: http://www.vtt.fi/publications/index.jsp)			
Series title and ISSN VTT Tiedotteita – Research Notes 1235-0605 >soft back edition) 1455-0865 >URL: http://www.vtt.fi/publications/index.jsp)			Project number 375-C5SU00993
Date October, 2006	Language Finnish, English abstract	Pages 88 p.	Price B
Name of project Alue- ja jakeluverkkojen teknologiavisio 2030 >Verkkovisio)		Commissioned by Teknologian kehittämiskeskus >Tekes), ABB Oy, Ensto Sekko Oy, Fortum Sähkönsiirto Oy, Helsingin Energia, Oy Merinova Ab, Suur-Savon Sähkö Oy, SVK-pooli, Energiateollisuus ry, Vaasan Sähköverkko Oy, Vattenfall Verkko Oy ja VTT	
Contact VTT P.O.Box 1000, FI-02044 VTT, Finland Phone internat. +358 20 722 2851		Sold by VTT P.O.Box 1000, FI-02044 VTT, Finland Phone internat. +358 20 722 4404 Fax +358 20 722 4374	

