

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

Verkkovisio 2030

Jakelu- ja alueverkkojen teknologiavisio

Lauri Kumpulainen, Hannu Laaksonen, Risto Komulainen &
Antti Martikainen

VTT

Matti Lehtonen, Pirjo Heine, Antti Silvast & Peter Imris

TKK

Jarmo Partanen, Jukka Lassila & Tero Kaipia

LTY

Satu Viljainen, Pekka Verho, Pertti Järventausta & Kimmo Kivikko

TTY

Kimmo Kauhaniemi, Henry Lågland & Hannu Saaristo

VY

ISBN 951-38-6830-3 (nid.)
ISSN 1235-0605 (nid.)

ISBN 951-38-6883-4 (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

VTT, Yliopistonranta 10 F, PL 700, 65101 VAASA
puh. vaihde 020 722 111, faksi 020 722 2959

VTT, Yliopistonranta 10 F, PB 700, 65101 VASA
tel. växel 020 722 111, fax 020 722 2959

VTT Technical Research Centre of Finland, Yliopistonranta 10 F, P.O. Box 700, FI-65101 VAASA,
Finland, phone internat. +358 20 722 111, fax +358 20 722 2959

Toimitus Anni Kääriäinen

Edita Prima Oy, Helsinki 2006

Kumpulainen, Lauri, Laaksonen, Hannu, Komulainen, Risto, Martikainen, Antti, Lehtonen, Matti, Heine, Pirjo, Silvast, Antti, Imris, Peter, Partanen, Jarmo, Lassila, Jukka, Kaipia, Tero, Viljainen, Satu, Verho, Pekka, Järventausta, Pertti, Kivikko, Kimmo, Kauhaniemi, Kimmo, Lågland, Henry & Saaristo, Hannu. Verkkovisio 2030. Jakelu- ja alueverkkojen teknologiavisio [Visionary network 2030. Technology vision for future distribution network]. Espoo 2006. VTT Tiedotteita – Research Notes 2361. 89 s.

Avainsanat power supply, power distribution networks, scenarios, development, failures, reliability, safety, vision, smart systems, cables

Tiivistelmä

Tutkimuksessa tavoiteltiin pitkän aikavälin visiota verkkojen teknologiasta lähivuosina tarpeellisten laajamittaisten muutostöiden ja 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 hajaautetun tuotannon osuuden ennustetaan kasvavan ennalta vaikeasti ennakoitavasti. Erityinen epävarmuus liittyy tulevaisuuden regulaatioon.

Tulevaisuudessa sähköjakeluverkoilta odotetaan nykyistä parempaa luotettavuutta ja suurhäiriöiden vähenemistä kohtuukustannuksin. Ilmastonmuutoksen 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 uudentyypisiä 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 mahdollistamien 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.

Kumpulainen, Lauri, Laaksonen, Hannu, Komulainen, Risto, Martikainen, Antti, Lehtonen, Matti, Heine, Pirjo, Silvast, Antti, Imris, Peter, Partanen, Jarmo, Lassila, Jukka, Kaipia, Tero, Viljainen, Satu, Verho, Pekka, Järventausta, Pertti, Kivikko, Kimmo, Kauhaniemi, Kimmo, Lågland, Henry & Saaristo, Hannu. Verkkovisio 2030. Jakelu- ja alueverkkojen teknologiavisio [Visionary network 2030. Technology vision for future distribution network]. Espoo 2006. VTT Tiedotteita – Research Notes 2361. 89 p.

Avainsanat power supply, power distribution networks, scenarios, development, failures, reliability, safety, vision, smart systems, cables

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

Alan toimijat näkivät tarpeelliseksi sähköverkkojen tulevaisuudenkuvaa hahmottavan hankkeen. Omaisuuden hallinta ja verkkojen tekninen uudistustarve edellyttävät pitkän aikavälin visiota ja kokonaisnäkemystä 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 tiekarttihanke tarpeelliseksi, jotta alan kansalliset kehitysvoimavarat voidaan hyödyntää tehokkaasti. Koordinoidusti etenevä kansallinen kehitystyö luo myös edellytykset vaikuttava kansainväliseen kehitykseen ja tukea suomalaisen teknologiateollisuuden menestymismahdollisuuksia.

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 ja VTT. Hankkeen koordinaatiovastuu 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 luo 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 Kattajamäki (VY) ja Philip Lewis (VaasaEmg).

Kiitämme kaikkia osallistuneita tahoja ja henkilöitä arvokkaasta panoksesta.

Kirjoittajat

Sisällysluettelo

Tiivistelmä.....	3
Abstract.....	4
Alkusanat.....	5
1. Johdanto.....	9
1.1 Tutkimuksen lähtökohdat ja tavoitteet.....	9
1.2 Tutkimuksen rahoitus ja toteutus.....	9
2. Suomen verkkojen nykytila.....	11
2.1 Yleistä.....	11
2.2 Haja-asutusalueiden verkot.....	11
2.3 Taajamaverkot.....	11
2.4 Alueverkot.....	12
2.5 Kansainväliset luotettavuusvertailut.....	12
3. Muiden maiden ratkaisuja ja visioita.....	14
3.1 Älykkäät komponentit ja järjestelmät.....	15
3.2 Vyöhykkeisiin jako keinona suojauksen ja jakeluvarmuuden parantamiseksi.....	17
3.2.1 Vyöhykkeiden hyödyntäminen suojauksessa.....	17
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.....	23
3.3.4 Network.....	23
4. Toimintaympäristön skenaariot.....	25
4.1 Yhteiskunnan kehittämiseen liittyviä skenaarioita.....	26
4.2 Energian tuotannon skenaarioita sähkönjakelun näkökulmasta.....	27
4.3 Sähköhuollon luotettavuuteen liittyviä skenaarioita.....	28
4.4 Ympäristökysymyksiin ja ilmastonmuutokseen liittyviä skenaarioita.....	30
4.5 Sähkönjakelun liiketoimintaympäristö.....	31
5. Teknologiaskenaariot ja -ratkaisut.....	34
5.1 Teknisiä vaihtoehtoja verkoston kehittämisessä.....	34
5.1.1 Kevyet sähköasemat.....	35
5.1.2 Kevyt 110 kV johto.....	36

5.1.3	Kaapelointi	37
5.1.4	Pienjännitekaapelien auraaminen	38
5.1.5	Päällystetty avojohto (PAS)	39
5.1.6	Tienvarteen rakentaminen	40
5.1.7	1 000 V sähköjakelu	42
5.1.8	Pylväskatkaisijat	44
5.1.9	Kauko-ohjattavat erottimet	45
5.1.10	Varayhteyksien rakentaminen	46
5.1.11	Valvomoautomaatio	47
5.1.12	Maasulkuvirran sammutus	48
5.1.13	Varavoima	49
5.1.14	Microgrid-verkot	50
5.1.15	Yhteistyö muiden organisaatioiden kanssa	51
5.1.16	Tehoelektroniikka sähköjakelussa	52
5.2	Visioista toteutukseen	57
6.	Tulevaisuuden verkkoratkaisuja ja niiden evaluointia	59
6.1	Verkkovisioita tarkempaa analysointia varten	59
6.1.1	Kaupunkijakeluverkko 1: PJ-varmennettu	60
6.1.2	Kaupunkijakeluverkko 2: KJ-varmennettu	61
6.1.3	Kaupunkijakeluverkko 3: DC-varmennettu	62
6.1.4	Haja-asutusverkko 1: 3-vaiheinen	63
6.1.5	Haja-asutusverkko 2: Yksivaiheinen KJ-verkko	65
6.1.6	Haja-asutusverkko 3: Kaksi KJ-jännitetasoa	65
6.1.7	Yhteenveto	66
6.2	Verkkovaihtoehtojen taloudellisuuden arviointia	66
6.2.1	Taloudellisuuslaskentojen perusteista	66
6.2.2	Laskentatuloksia	68
6.2.3	Toinen verkkoratkaisujen kustannustarkastelu	74
7.	Verkkovisio	77
7.1	Tulevaisuuden verkoille asetettavia tavoitteita	77
7.2	Haja-asutusalueen verkkovisio	77
7.3	Kaupunki- ja alueverkkojen visio	82
7.4	Kehitykseen vaikuttavia epävarmuustekijöitä	84
8.	Verkkojen Technology Roadmap	85
	Lähdeluettelo	86
	Projektin tuottamat tulokset ja raportit	88

1. Johdanto

1.1 Tutkimuksen lähtökohdat ja tavoitteet

Tutkimuksen suunnittelu käynnistettiin näkemyksestä, että verkkojen ikääntymisen ja sähköjakelun luotettavuusvaatimusten kiristymisen vuoksi on syntynyt tarve verkkojen laajamittaiselle uudistamiselle. Koska verkkojen elinkaaret ovat erittäin pitkiä eikä nykYTEKNIKALLA päästä toivottuun suorituskykyyn, tarvitaan pitkän aikavälin visio ja kokonaisnäkemys verkkojen teknologiasta, jotta tulevat investoinnit ovat oikean suuntaisia.

Tutkimuksessa nähtiin tärkeäksi luoda skenaarioita toimintaympäristön muutoksista, koska verkkojen teknologiset ratkaisut tehdään verkoille 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 voidaan objektiivisesti arvioida erilaisten uusien teknologiaratkaisujen hyödynnettävyyttä ja tunnistaa eri teknologioiden strategiset kehityskohteet.

Hankkeen keskeisiin tavoitteisiin kuului myös selvittää, tarvitaanko laajempaa tutkimuskokonaisuutta. Visiohankkeen pohjalta voidaan tarvittaessa koota laajapohjainen, useita tutkimusyksiköitä ja teollisuutta verkottava hankekokonaisuus myöhemmin toteuttavaksi 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, Energia-teollisuus ry, Vaasan Sähköverkko Oy, Vattenfall Verkko Oy ja VTT.

Projektin johtoryhmä esitellään taulukossa 1.1 ja yliopistojen vastuuhenkilöt taulukossa 1.2.

Taulukko 1.1. Projektin johtoryhmä.

Nimi	Organisaatio
Erkki Antila (puheenjohtaja)	ABB Oy
Jari Eklund	Tekes
Kari Noponen	Vattenfall Verkko Oy
Juha Lohjala	Suur-Savon Sähkö Oy (Atra, Pohjois-Karjalan Sähkö, Kymenlaakson Sähkö)
Juha Rintamäki	Vaasan Sähköverkko Oy
Kari Luoma	Oy Merinova AB
Osmo Huhtala	Fortum Sähkönsiirto 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 1.2. Yliopistojen vastuuhenkilöt projektissa.

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

Tutkimuksen toteutustapoihin kuuluivat olennaisina osina tutustumismatkat ulkomaille ja 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

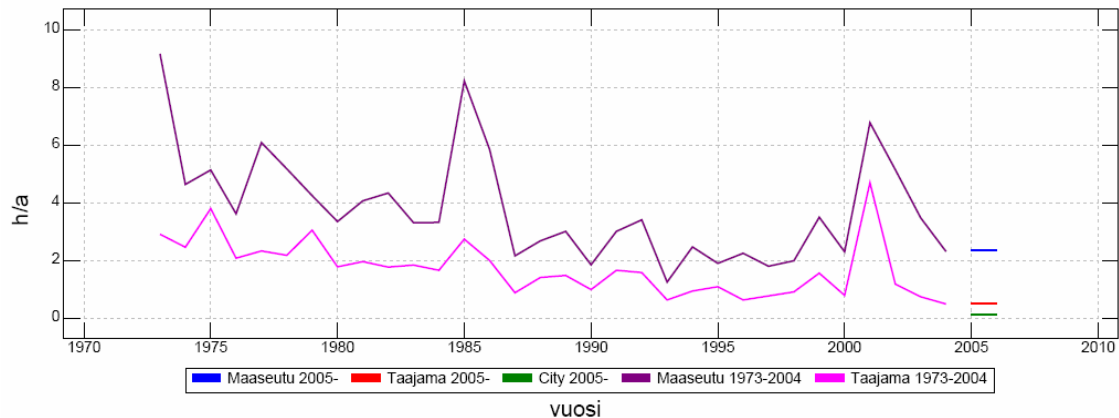
Nykytilan arvio laadittiin haastattelujen ja kirjallisuustutkimuksen perusteella. Haastateltavina oli kaikkiaan 15 verkko- tai verkonrakennusyrityksen edustajaa. Haja-asutusalueen verkkojen ja taajama-alueen ongelmat ovat selvästi toisistaan poikkeavia.

2.2 Haja-asutusalueiden verkot

Maaseutuverkkojen kysymyksistä nousi odotusten mukaisesti selvästi esille kaksi pääongelmaa:

1. Keskijänniteavojohdot ovat erityisesti metsiin sijoitettuna erittäin vika-alttiita, ja yhteisvika-alttius myrskyjen seurauksena on merkittävä (ks. kuva 2.1).
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 2005).

2.3 Taajamaverkot

Kuormituksen kasvu taajamissa vaihtelee: on sekä selvästi kasvavan kuormituksen alueita että vakiintuneen kuormituksen alueita. Kuormituksen kasvusta aiheutuva tarve parantaa siirtokykyä oli ainoa selvästi esille noussut sähkötekninen ongelma. Tällä hetkellä ajankohtaisempia ongelmia ovat ympäristön aiheuttamat haasteet, erityisesti tilankäytön on-

gelmat. 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 toisilaitteiden 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 kasvattavan riskejä. Maankäytön ongelmat ja ympäristökysymysten korostuminen ovat vaikeuttamassa uusien johtoyhteyksien rakentamista, mutta myös olemassa olevia johtoja kohtaan on olemassa uhkia.

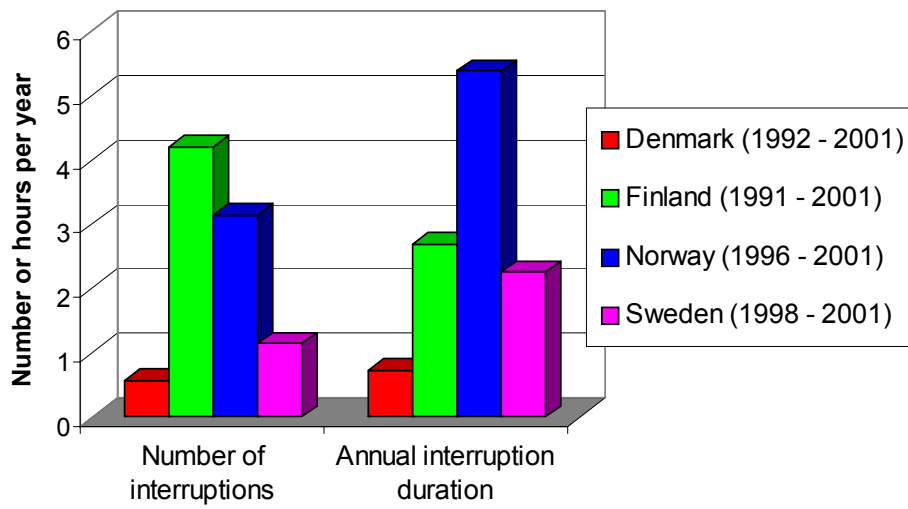
Kuormituksen jatkuva kasvu näkyy myös alueverkoissa. Kasvua on sekä kasvukeskuksissa että haja-asutusalueella. Pysyvän asutuksen vähetessä maaseutualueiden kuormitusta kasvattaa lisääntyvä vapaa-ajan asutus. Sähköntuotannon sijoittumisen ja tuotantomuotojen vaikea ennakoitavuus on tuonut epävarmuustekijän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

2.5 Kansainväliset luotettavuusvertailut

Kansainväliset, tilastoihin perustuvat vertailut, joita on esimerkiksi viitteissä 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 2.2 on pohjoismainen verkkojen luotettavuusvertailu.



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

3. Muiden maiden ratkaisuja ja visioita

Ulkomaiden verkkojen analyysissä on selvitetty valittujen maiden verkkoratkaisuista Suomen kannalta kiinnostavat ratkaisut. Tämän osuuden tuloksia esitellään laajemmin raportissa Lågland ja Kauhaniemi (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. Teknologioiden 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, tehoelektronikkaan, 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 & Kauhaniemi 2006) on jaettu neljään osaan:

- nykyisiä ulkomaisia verkkoratkaisuja

- kehitteillä ja pilotoinnissa olevia ratkaisuja
- visioita ja visionäärisiä järjestelmiä
- Suomeen soveltuvat teknologiat.

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

Jakeluvarmuuden tunnuslukujen viime vuosien huono kehitys useissa maissa johtunee osittain poikkeuksellisten luonnonilmiöiden lisääntymisestä. Toisaalta avautuvien sähkömarkkinoiden myötä on lisääntynyt paine nostaa komponenttien ja järjestelmien kuormitustasoa. Myös älykkäiden kojeiden ja laitteiden, joiden tilaa pystytään seuraamaan, kuormitustasoa voidaan nostaa. Kuormitus- ja käyttöasteen nostaminen pitää kuitenkin keskijännitelähtötasolla johtaa usean 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

Komponenttien ja järjestelmien älykkyys mahdollistaa järjestelmän tilaseurannan ja kokonaisoptimoinnin. Älykkäitä komponentteja ovat mm. itsesuojaattu jakelumuuntaja, 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 kunnan 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 Spira (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 ratkaisulla, rajapinnoilla, älykkyydellä ja avoimella ympäristöllä (taulukko 3.1).

Taulukko 3.1. Tulevaisuuden älykkäiden sähköverkkojen kulmakivet.

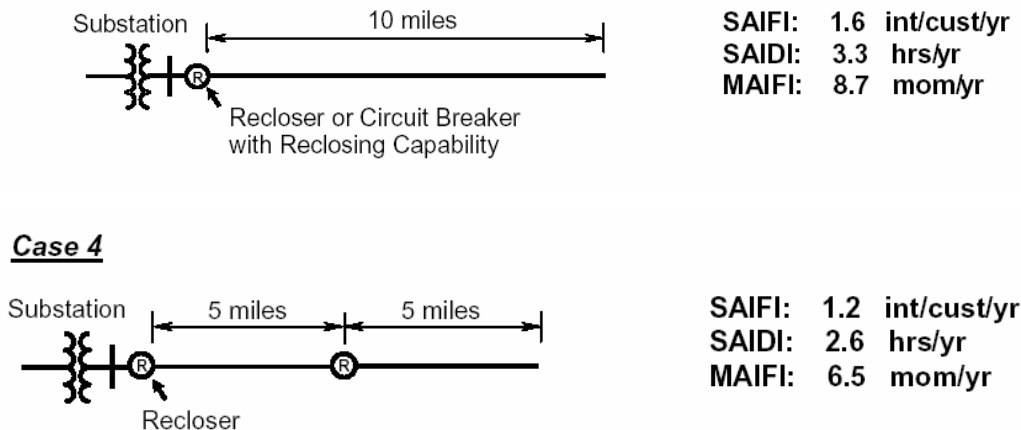
JOUSTAVUUS			
Tekniikka	Rajapinta	Avoin ympäristö	Älykkyys
Verkkorakenne	Teho-elektronikka	Harmonisointi	Informaatiojärjestelmät
Vianhallinta		Standardointi	Tietojärjestelmät
Sähkön jakelun laatu		Lainsäädäntö	Telekommunikaatiojärjestelmät
Hajautettu tuotanto			Suojausjärjestelmät
Energian varastointi			

3.2 Vyöhykkeisiin jako keinona suojauksen ja jakeluvarmuuden parantamiseksi

Vyöhykkeisiin jako (sectionalization) tarkoittaa, 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 SAIFIn ja SAIDIn lisäksi välikatkaisija parantaa myös hetkellisten keskeytysten taajuutta kuvaavaa tunnuslukua MAIFia, koska johdon loppuosassa tapahtuvat viat eivät aiheuta jälleenkytkentöjä johdon alkupäässä. Ensimmäisen välikatkaisijan lisääminen tuottaa suurimman hyödyn, jonka suuruus teoreettisesti on 25 % SAIFIn ja SAIDIn parannus.



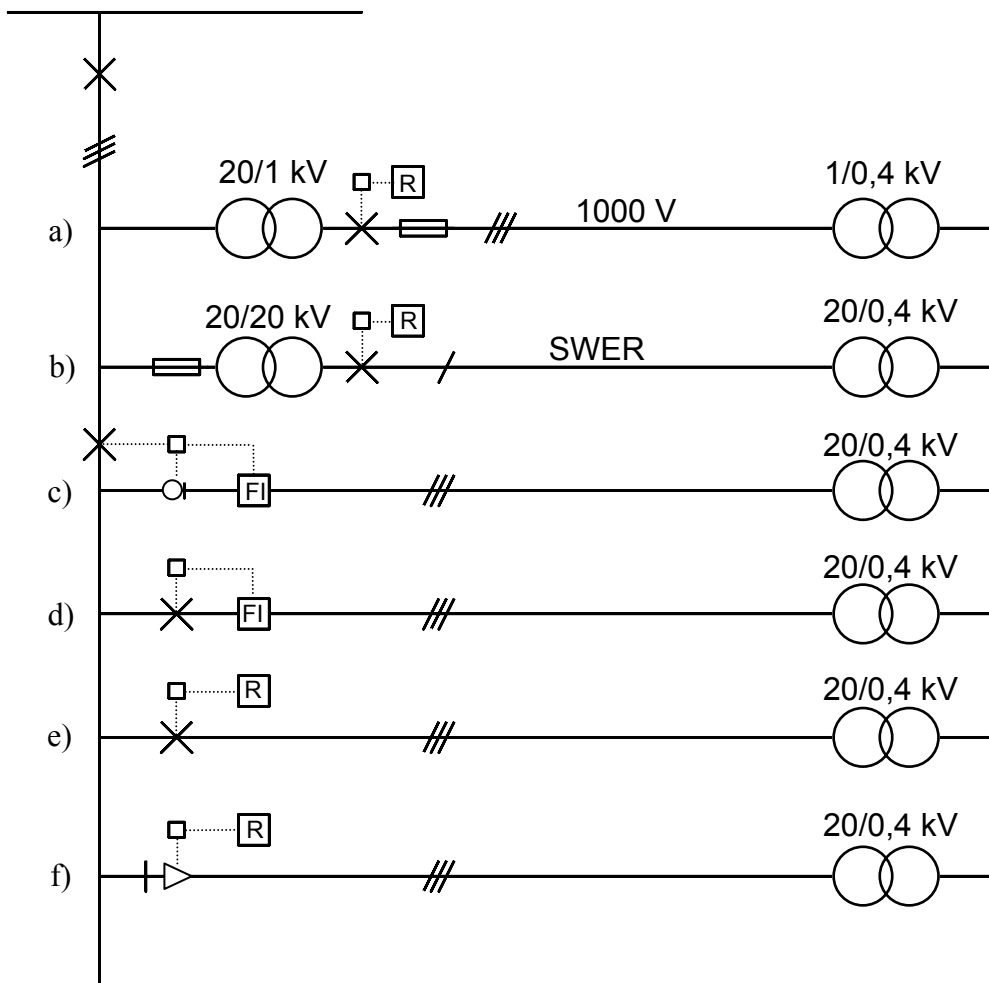
Kuva 3.1. Runkojohdon vyöhykkeeseen jaon vaikutus jakeluvarmuuden tunnuslukuihin (ABB 2004).

Luontainen tapa lisätä vyöhykkeitä verkkoon on erottaa haarajohdot omiksi vyöhykkeikseen (kuva 3.2). 20 kV runkojohtoihin liittyvät haarajohdot voidaan rakentaa myös 1 000 voltin järjestelmällä, jolloin haarajohto suojausineen muodostaa oman suojausvyöhykkeensä ja estää näin haarajohdon vikaa vaikuttamasta muuhun osaan verkkoa (kuva 3.2a, Lohjala 2005).

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

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

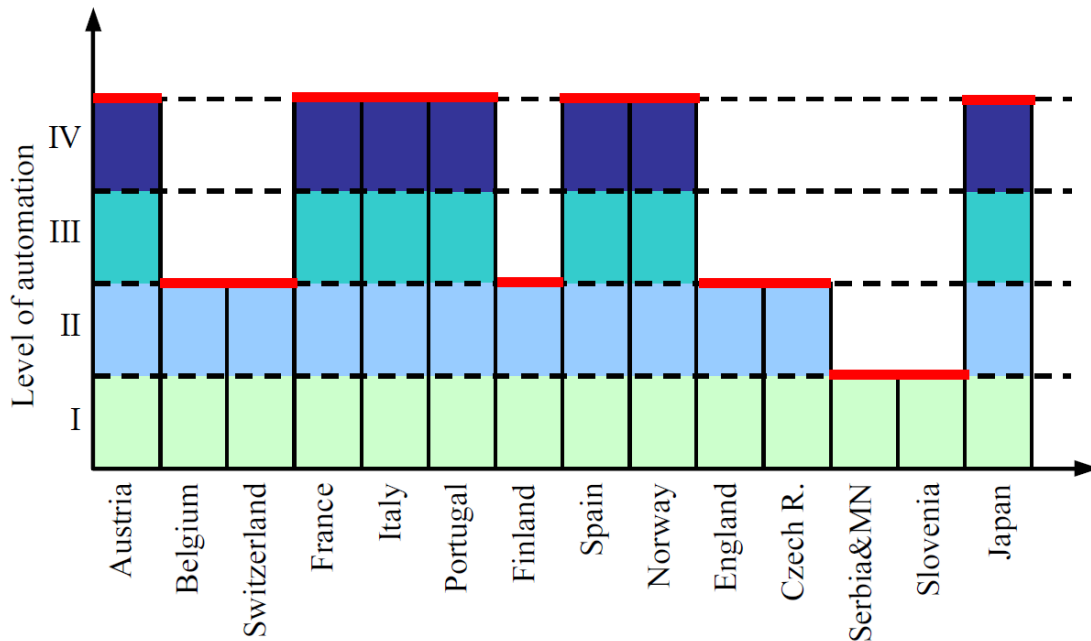
Erityisen mielenkiintoinen ratkaisu on käyttää puolijohdekatkaisijaa haarajohdossa (kuva 3.2f). Tehoelektroniikkapuolijohdeiden suorituskyvyt alkavat sopia tähän tarkoitukseen, etenkin kun haarajohtojen vikavirrat etäällä sähköasemasta ovat yleensä suhteellisen pieniä. Näkyvä avausväli vaadittaneen kuitenkin 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. 1 000 V järjestelmässä puolijohdekatkaisija lienee jo nykypäivänä toteuttamiskelpoinen ratkaisu.



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

3.2.2 Vikatilanteiden hallinta

Viitteessä Asmuth ja Verstege (2005) vertaillaan CIRED Working Group WG03:n (1998) suorittaman kyselyn tuloksien pohjalta 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.



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 suoritetun 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 (EC 2003).

	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 voidaan optimoida kustannuksia. Tämä tehdään mm. käyttämällä sopivia verkkomuotoja ja kaapeliauraukseen soveltuvia ratkaisuja sekä moduloinnilla.

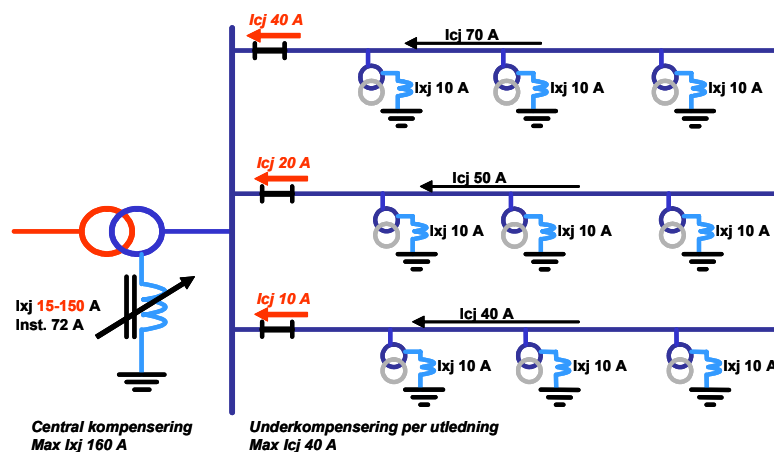
Maaseutujakelun kaapeliverkkojen yhteydessä tarvitaan myös uusia ratkaisuja, kuten alaslaskettuja pylväsmuuntamoita, keskijännitekaapelijakokaappeja ja keskijännitekytkemöitä ja pienmuuntamoita.

Jakelumuuntamoratkaisujakin on kehitetty integroimalla ja lisäämällä niihin uusia funktioita. Mielenkiintoinen on mm. Transfixin jakelumuuntamo, jossa on integroitu suojaus ja erotinfunktio. 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, verkon maadoittamiseen ja 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 varustettuna, keskitettyyn ja paikalliseen kompensointiin perustuvan maasulkuvirran kompensointijärjestelmän, öljytäytteisen Elastimold-tekniikkaan perustuvan haaroitusmoduulin, avausvälillä varustetun tyypitäytteisen Elastimold-tekniikkaan perustuvan erotusmoduulin, pistokeliitintekniikkaan perustuvan 50–315 kVA kosketus-suojaisen moduulirakenteisen muuntamon ja 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 Energin maakaapeliverkon maasulkuvirtojen kompensointijärjestelmä (22 kV, max I_{cj} = 500 A) (Göransson 2006).

3.3.3 Maaseutujakelun kevyt kaapeliverkko

Haja-asutusalueiden kaapelointiasteen noustessa ja kuormitustiheyden kasvaessa verkon rakenneratkaisut lähentyvät taajamien verkkorakenteita. Tällaisia ratkaisuja ovat mm. kaapelointi, jakelumuuntamoratkaisut 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 ja 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.
- Satelliittiverkkoa voidaan käyttää sekä olemassa olevan verkon laajentamisessa että uuden verkon rakentamisessa.
- Satelliittiverkkoa voidaan käyttää yhdessä muiden verkkojärjestelmien kanssa.
- Satelliittiverkko on rakenteeltaan erittäin joustava.

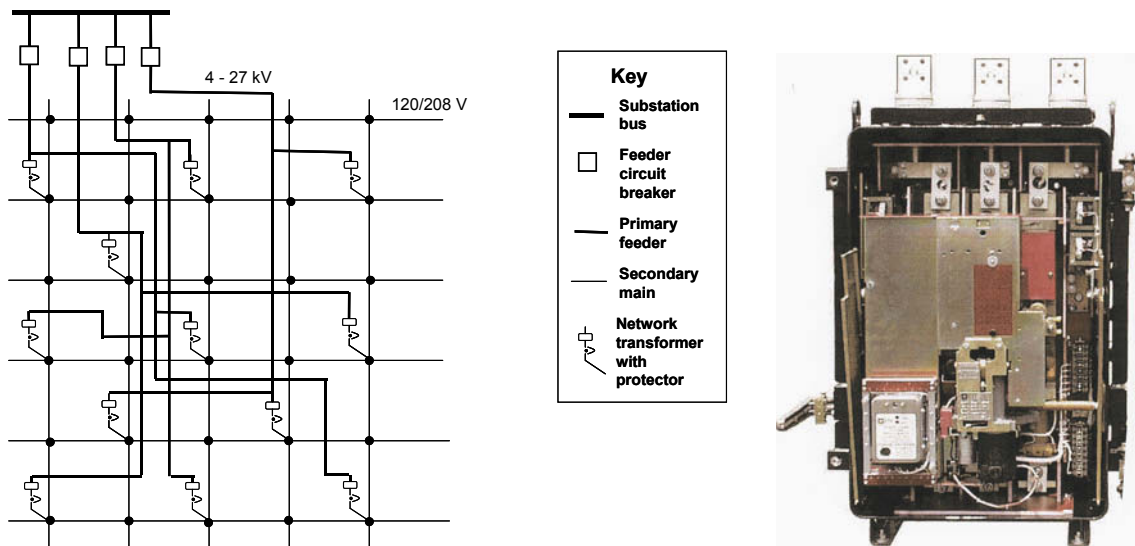
Satelliittiverkkoratkaisuja on Suomessakin käytössä, ja ne ovat yksi varteenotettava tutkimuskohde pohdittaessa, mitkä verkkoratkaisut soveltuisivat Suomessa laajemmin käytettäviksi.

3.3.4 Network

Taajama-alueiden hyvää jakeluvarmuutta on yhä vaikeampaa enää parantaa kustannustehokkaasti. 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 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, eikä se 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.

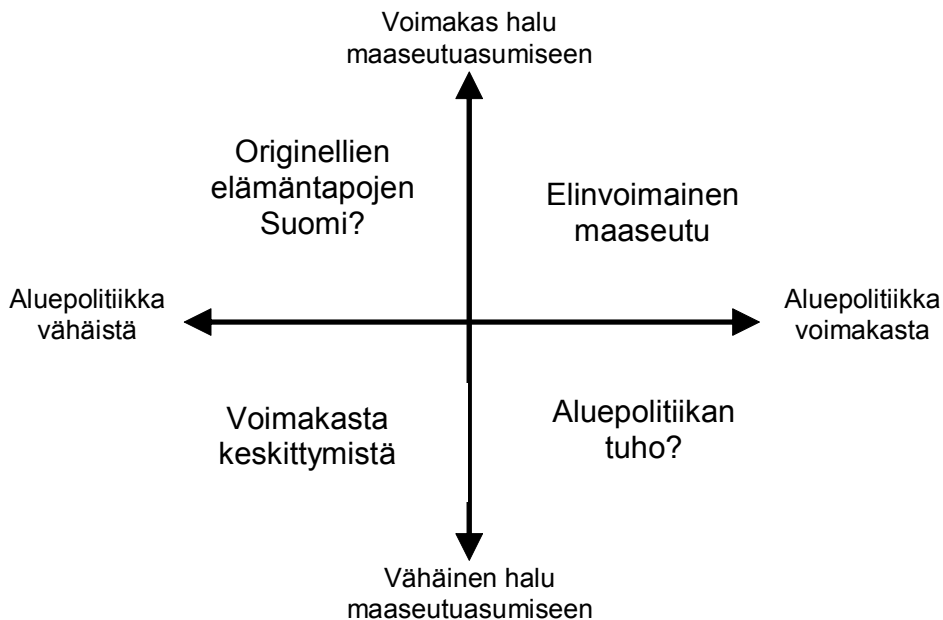
Tarkasteltaessa sähkönjakelun toimintaympäristön muutosta laajasti on tarkoituksenmukaista soveltaa tulevaisuudentutkimuksen lähestymistapaa. Tulevaisuudentutkimus on oma tieteenalansa, joka pyrkii muiden tieteenalojen havaintoja ja tutkimustuloksia yhdistämällä kartoittamaan erilaisia tulevaisuuden kehityskulkuja yhden kehityskulun tai tulevaisuuskuvan ennustamisen sijaan. Toisin kuin muissa tieteissä tulevaisuudentutkimuksessa otetaan huomioon arvot valintoja ohjaavana tekijänä ja myös ”tehdään” tulevaisuutta eli voidaan 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 pysyvyydet eli niin sanotut perususkomukset. Skenaariomenetelmässä toimintaympäristön muutoksen analysointia käytetään lähtötietona luotaessa erilaisia skenaarioita tulevaisuudesta. Skenaariot ovat tulevaisuudesta tehtäviä perusteltuja tarinoita, joita tehdään tyypillisesti useampi kuin yksi. Usein sovellettu skenaariotyöskentelyn tapa on tehdä nelikenttä kahden tärkeän ajavan voiman vaihtohtoisen 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 nelikentissä, joista esitetään muutamia 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 kasvu-alueisiin. Sähkökäyttäjien tasapuolinen kohtelu yhden verkkoyhtiön alueella on siis luonteeltaan yhä enemmän epäsuoraa aluepolitiikkaa, jonka ylläpito ei välttämättä säily yleisesti hyväksyttynä. Poliitiikan lisäksi yhdyskuntarakenteen kehittymiseen vaikuttavat 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 kesämökkiasumiselle yhä paremmat edellytykset. Kuvassa 4.1 oleva nelikenttä havainnollistaa vaihtoehtoisia skenaarioita.



Kuva 4.1. Yhdyskuntarakenteeseen liittyviä skenaarioita.

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 sähköjakelun 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 vuotuinen sähköenergian käyttö ja siten myös tuotanto kasvavat edelleen jatkuvasti. Energian hinnan noustessa tulevat vaihtoehtoiset sähköntuotantomuodot lisääntymään. Uusiutuvat energialähteet, kuten tuuli ja biopolttoaineet, yleistyvät. Niillä tulee olemaan merkitystä etenkin haja-asutusalueilla, missä maankäyttö (tuulivoimalat) ja ilman laatu (puun polttaminen) eivät aiheuta rajoituksia tai suurta kustannusrasitusta. Sähköjakeluverkkojen 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 saattavat 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-hybridiautojen yleistyessä vaikuttaisi akkujen lataaminen voimakkaasti sähköverkkojen kuormaa lisäävästi. Pitkällä aikavälillä polttokennotekniikan kehittyminen ja soveltaminen ajoneuvoissa saattavat johtaa siihen, että autojen polttokennot tuottavat sähköä verkkoon autojen ollessa pysäköityinä.

Liikenteen energiaratkaisuiden kehittyminen 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 sähkönjake luun. 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 kasvavat edelleen jatkuvasti. Tulevaisuuden verkkojen sisältämän hajautetun tuotannon ja energiavarastojen määrää on monien eri tekijöiden takia vaikea ennustaa tarkasti. Todennäköistä onkin, että eri verkkojen välillä tulee tässä suhteessa olemaan suuria eroja. Kuitenkin valittujen verkstoratkaisujen, kuten 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 dollaria per vuosi. Erilaisten sähkökäyttöjen, elektronisten ohjauslaitteiden ja korkean hyötysuhteen valaistusinstallaatioiden yleistymisen seurauksena 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 et al. 2000.)

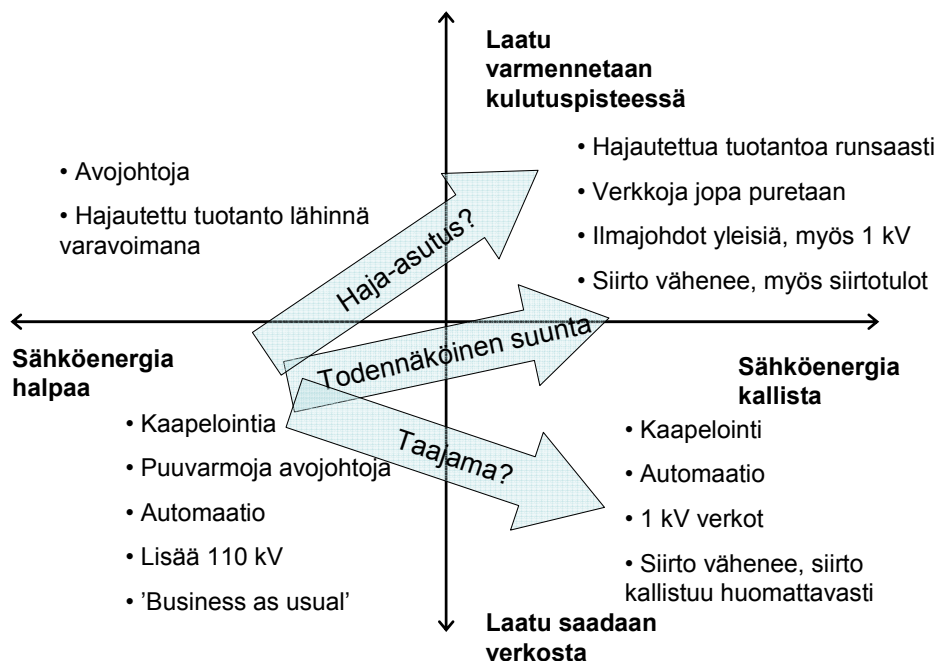
Keskeytyksen aiheuttamaa haittaa (KAH) on Suomessa selvitetty vuosina 1992 ja viimeksi vuonna 2005 valmistuneessa tutkimuksessa (Silvast et al. 2005). Kyseisenä tarkasteluaikana ovat KAH-arvot likimain kaksinkertaistuneet. Kehityksen voi odottaa jatkuvan samanlaisena, jolloin verkkovision tarkasteluaikajänteellä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

Eräs varsin todennäköinen skenaario sähköhuollon luotettavuuteen liittyen on, että viranomaisten määrittelemät vaatimukset tiukentuvat. 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 luotavuuteen panostamaan huomattavasti, mikä tarkoittaa siirtohintojen nousua. Tähän ei välttämättä suurimmalla osalla loppukäyttäjillä ole kuitenkaan halua, vaan asiakasvaatimukset differentoituvat, eli osa asiakkaista edellyttää entistä luotettavampaa sähkönjakelua, kun taas osalle asiakkaista laatu ei erityisen merkittävä tekijä. Vaihtoehdoksi saattaa 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 tukee 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 alempi. Laatueroita voitaisiin hyvitettäväksi sähkölaskussa, tai se olisi osa viranomaisvalvontaa. Jos asiakas haluaa haja-asutusalueella standardilaatua parempaa sähkönjakelua, tulisi tämä tehdä investoimalla paikalliseen laadunvarmentamiseen. 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 (teras, muovi tai betoni), mikä voi merkittävästi lisätä ilmajohdoteorakenteiden kustannuksia.

Sähkölukojärjestelmien aiheuttamiin sähkö- ja magneettikenttiin liittyen saattaa tulla kiristyviä vaatimuksia. Seurantaan otettaviin kysymyksiin kuuluvat 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.

Ilmastonmuutoksen seurauksena **tuulet** ja etenkin ukkonen lisääntyvät huomattavasti. Tästä puolestaan seuraa, että näiden aiheuttamien vikojen todennäköisyys kasvaa. Visionäärisissä luotettavuustarkasteluissa tulisikin 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 takia erityisesti rinteillä olevat puut voivat kaatua jakelulinjoille entistä helpommin tuulen vaikutuksesta.

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 ja aiheuttavat pysyvän vian.

Rankkasateiden seurauksena kaupunkitulvat ovat mahdollisia, kun taajamien viemärointi ei ehdi imeä vettä kaduilta. Tällöin on vaarana, että vesi pääsee rakennusten kellareihin.

hin vahingoittamaan kellarimuuntajia. Kaupunkitulvat voivat vahingoittaa myös kaapeliverkkoja ja jakokaappeja.

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

Lämpötilan nousun positiivisena seurauksena kovien pakkasten aiheuttamat viat vähenevät tai häviävät kokonaan.

Pakkassumma pienenee ja maan routajakso lyhenee koko maassa. Sen seurauksena puun pystyssä pysyminen ja sähköverkon kunnossapito sekä rakentaminen pehmeällä alustalla vaikeutuvat.

4.5 Sähkönjakelun liiketoimintaympäristö

Liiketoimintaympäristön muutosta selvitetään useissa tutkimuksissa (Partanen et al. 2005a, Viljainen 2005).

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 usean yrityksen arverkostojen muodostamasta panoksesta.

Sähköyhtiöiden toimintaympäristöön tuovat haasteita mm. Energiamarkkinaviraston toimintamallit valvovana viranomaisena, informaatioteknologian kehittyminen, asiakaspalvelun korostuminen ja 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 ja 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 kehitysaskela 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 ja 1 kV pienjännitejakelujärjestelmän hyödyntäminen. Pitemmällä aikavälillä tehoelektronikan hyödyntäminen esim. pienjännitteisessä DC-jakelussa ja hajautetun sähköntuotannon lisääntyminen voivat olla merkittäviä kehitystä ohjaavia asioita.

Ilmastonmuutoksella ja yhteiskunnan lisääntyvällä riippuvuudella katkottomaan sähkönsaantiin tulee olemaan merkittävä vaikutus verkostojen ja organisaatioiden kehittämiseen. Ilmastonmuutoksen myötä kasvaa todennäköisyys, että esiintyy suurhäiriöihin johtavia säätiloja.

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, sillä verkkojen kehittäminen sähköteknisistä syistä on hyvin vähäistä. Kehittämisen keskeisiksi ohjaus- tekijöiksi 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 kuuluvan sähkönjakelun toimintaperiaatteisiin.

Valvontamallin kehittyminen muodostaa yhden keskeisen riskitekijän verkkoyhtiön liiketoiminnan suunnittelussa. Esimerkiksi siirtyminen liikevaihdon valvontaan vähentää nykyisessä tuottopohjaisessa valvontamallissa olevia kannustimia mittaviin verkostoinvestointeihin, 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 – luote-taanko 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, olivatpa kyseessä sitten operatiiviset kulut, investoinnit tai pääoman tuotto.

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

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

Eräs mahdollinen muutos liiketoimintaympäristössä liittyy monopolitoiminnan totaali-seen 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 luetellaan keskeisiä uusia verkoston kehittämismenetelmiä.

- kevyet 110/20 kV sähköasemat
- kevyt 110 kV johto
- kaapelointi (keski- ja pienjänniteverkot)
- päällystetyt avojohdot (PAS-johdot)
- tienvarteen rakentaminen
- 1 000 V sähkönjakelu
- hajautettu suojaus (pylväskatkaisijat)
- kauko-ohjattavat erottimet
- varayhteydet
- valvomoautomaatio
- maasulkuvirtojen sammutus
- varavoima
- microgrid-verkot
- yhteistyö.

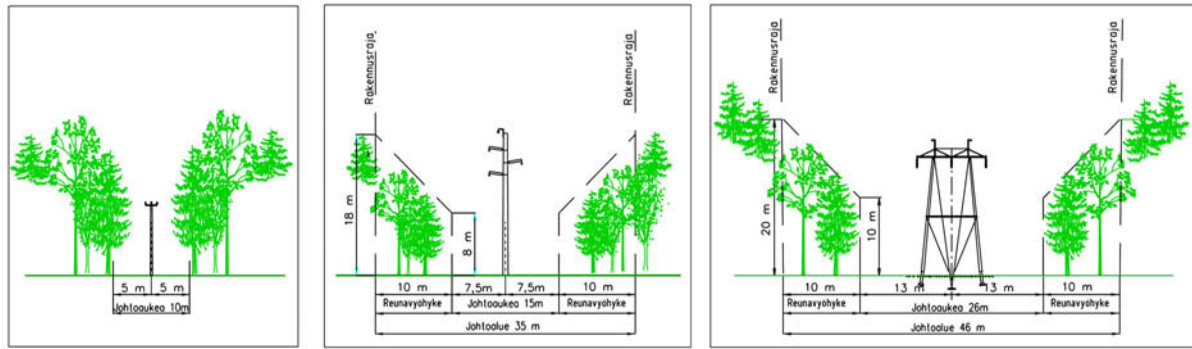
Näillä tekniikoilla voidaan vaikuttaa tilastollisiin keskimääräisiin vikamääriin ja -kestoihin. Suurhäiriöihin voidaan varautua pääosin kaapeloimalla keski- ja pienjänniteverkkoa. Taulukossa 5.1 esitetään eri tekniikoiden vaikutukset vikamääriin ja -kestoihin.

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	Työkeskeytykset	Jälleenytykkeitöjen määrä
	Absoluutisesti	kpl/as.			
Kevyet sähköasemat	-	>>	>	-	>>
Kaapelointi (keski- ja pienjänniteverkot)	>>	>>	-	-	>>
PAS-johdot	>	>	-	-	>
Tienvarteen rakentaminen	>	>	>	-	>
1 000 V sähköjakelu	>	>>	-	-	>>
Pylväskatkaisijat	-	>>	-	-	>>
Kauko-ohjattavat erottimet	-	-	>>	-	-
Varayhteydet	-	-	>>	>>	-
Valvomoautomaatio	(>)	(>)	>>	>	-
Maasulkuvirtojen sammutus	-	-	-	-	>>
Varavoima	-	-	>	>>	-
Yhteistyö	>	>	>	-	-

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. (Ks. kuva 5.1.) Sähköaseman hinta on saatu puolitettyä perinteisestä asemamallista, ja kevytsähköaseman rakennuskustannukset ovat noin 500 000 euroa. Aiempaa merkittävästi edullisempi investointihinta mahdollistaa uusien asemien rakentamisen myös sellaisille alueille,

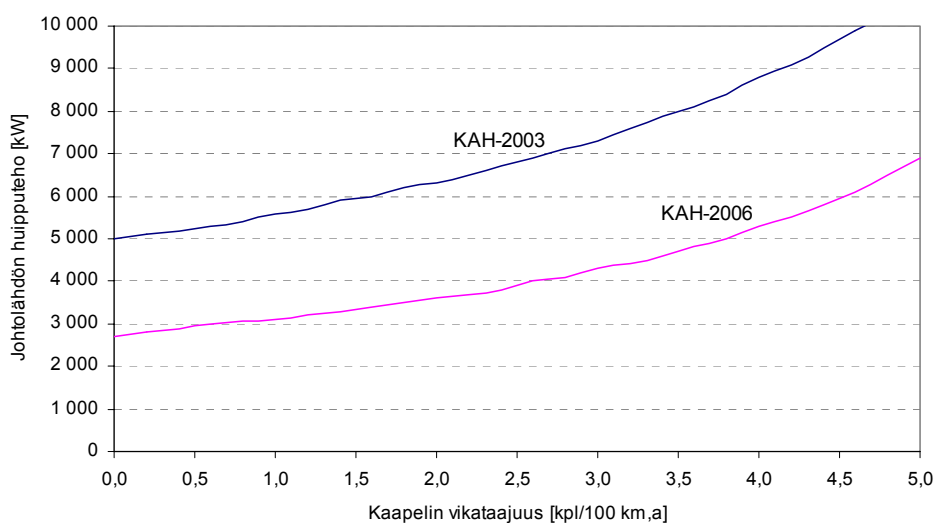


Kuva 5.2. Linjan rakenne. a) Tyypillinen 20 kV avojohtolinja. b) Uusi kevytrakenteinen 110 kV linja (ELTEL, SlimLine). c) Perinteinen 110 kV linja.

5.1.3 Kaapelointi

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

Kuvassa 5.3 esitetään johdon siirtotehona keskijännitekaapeloinnin kannattavuustarkastelu kaapelin vikataajuuden funktiona haja-asutusalueella verrattuna perinteiseen ilmajohtorakenteeseen. Laskelmat on toteutettu sekä uusilla vuoden 2006 KAH-arvoilla että vanhoilla 1990-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. Keskijännitemaakaapeli on ajateltu asennettavaksi kaivamalla se haja-asutusalueelle ja sen on myös ajateltu 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 tehtävänasetelmissä 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 kaapeleiden 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 edullisemmän 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 asennuskustan-

nukset, jolloin 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 kaikkialla paitsi kivikkoisella ja kallioisella maaperällä. SSS Oy:n tarkastelualueella aurauksen on todettu olevan mahdollista noin 80 %:ssa koko pienjänniteverkosta. Yleensä aurattaessa suositaan teiden laitoja ja pohjia käyttömahdollisuuden mukaan. Aurausnopeus vaihtelee kohteen laajuuden mukaan. Nopeus voi olla useita kilometrejä päivässä. Kuvassa 5.4 esitetään pienjännitemaakaapelin auraus mökkitiehen.



Kuva 5.4. Pienjännitemaakaapelointi auraamalla.

5.1.5 Päällystetty avojohto (PAS)

Keskijänniteverkossa käytetään jonkin verran päällystettyjä 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 vaiheväliliä voidaan pienentää, mikä 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. Johtoon nojaavien puiden ja oksien aiheuttamia keskeytyksiä PAS-johdon käyttö ei juuri vähennä. Oksat ja puut eivät tällöin aiheuta välitöntä keskeytystä, mutta ajan myötä 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 lähtevissä kaksois- ja kolmoisjohdoissa sekä käyttövarmuuden kannalta erityisen hankalissa oloissa, esimerkiksi tykkylumi-alueilla.

PAS-johtoja on asennettu paljon teiden laiduille. Eräs syy tähän on johdon helppo tarkastettavuus. Johto pitäisi tarkastaa aina myrskyn jälkeen, jotta varmistetaan, että johon 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 rakenneaurio on vaikea todentaa, ja yleensäkin eristevauriot voivat myöhemmin aiheuttaa linjalle erikoislaatuisia vikatilanteita. Kuvassa 5.5 on 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 keskeisiä huolenaiheita. Sähkötoimituksen laatu ymmärrettiin tyypillisesti riippuvaiseksi ainoastaan jännitetasosta. Sähkön laatu ei ollut riippuvainen keskeytyksistä tai muiden häiriöiden määrästä vaan pienestä jännitteenalenemasta ja riittävän suuresta jännitejäykkyudesta. Kustannussäästöjen lisäksi metsiin sijoittamista on perusteltu linjojen näkymättömyydellä asutuksen lähellä. Toisin kuin tienlaitoihin tai pelloille vedettyjä linjoja, 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 tyypillinen tilanne 20 kV verkosta. Kuvassa ilmajohtoreitti kulkee suoraviivaisesti metsän halki, vaikka vieressä olisi tarjolla suojaisempi reitti maantien varressa.



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

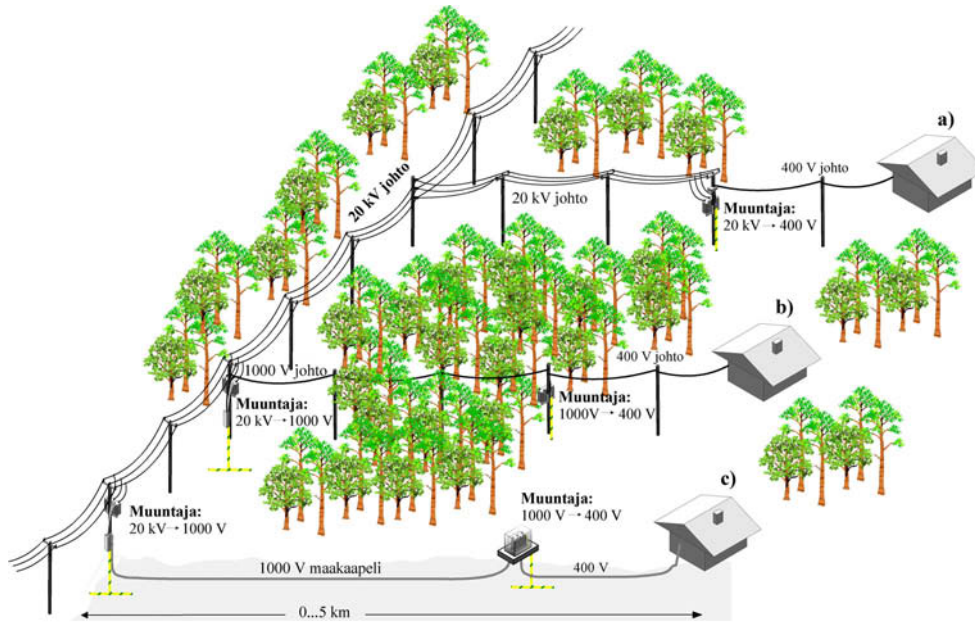
Jo sähköistämisen alkuaikana asutus ja näin ollen kuormat olivat sijoittuneet muun infrastruktuurin eli teiden lähelle. Tällöin metsään rakennetuilta linjoilta joudutaan rakentamaan teiden laitoihin haarajohtoja. Kuormien sijoittuminen tienlaitoihin on ajansaatossa vain lisääntynyt. Nykyään maankäytösopimusten saaminen uusille metsään vedettävillä linjoille on vaikeutunut. Maanomistajat eivät halua sähkölinjaa mailleensa eivätkä 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 häirtana kuin esimerkiksi metsän kaato uuden linjan tieltä. Lisäksi tienlaidassa kul-

keva 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 1 000 V sähköjakelu

Eräs lupaavista uusista tekniikoista on 1 000 V pienjännitejakelun hyödyntäminen. Koska 90 % asiakkaiden kokemista keskeytyksistä aiheutuu 20 kV keskijänniteverkossa tapahtuvista vioista, voidaan sähköjakelun varmuutta parantaa merkittävästi pienentämällä yhtenäisiä syöttö- ja samalla vian vaikutusalueita. 1 000 V tekniikkaa hyödyntämällä voidaan pienitehoiset ja vika-alttiit keskijännitejohtohaarat muuttaa kustannustehokkaasti 1 000 V pienjännitteellä toimiviksi (kuva 5.7). Vikojen määrä ja vaikutusalue pienenevät ratkaisevasti, sillä jokainen 1 000 V tekniikalla toteutettu johtohaara muodostaa oman suojausalueensa eikä näin vaikuta vikaantuessaan muiden saman keskijännitesyöttöalueen asiakkaisiin. Lisäksi 1 000 V jännitteellä voidaan käyttää jo olemassa olevia käyttövarmuudeltaan avojohtorakennetta huomattavasti varmempia AMKARIIPPUKIERREKAPELEITA. Kun perinteisellä 400 V pienjännitejakelulla asiakkaan ja muuntamon välinen maksimietäisyys jää jännitteenaleneman takia yleensä alle kilometriin, voidaan 1 000 V tekniikalla syöttää 1–5 km päässä olevia asiakkaita. Tarkastelualueesta riippuen nykyisestä keskijänniteverkon pituudesta olisi 10–30 % korvattavissa 1 000 V tekniikalla. Karkeasti arvioituna näin voitaisiin pienentää asiakkaiden kokemia keskeytyksiä jopa kolmanneksella. Yleisesti määritellyt varmat teknistaloudelliset käyttökohteet 1 000 V johdoille 20 kV johtojen korvaajina asettuvat alueelle, jossa ilmajohtoverkossa haarajohtojen siirtoteho on alle 60 kW ja siirtomatkat 1–5 km ja jossa maakaapeliverkossa haarajohtojen siirtoteho on alle 100 kW ja siirtomatkat 1–5 km. (Partanen et al. 2005b, Lohjala 2005.)



Kuva 5.7. 1 000 V tekniikalla voidaan kustannustehokkaasti korvata pienitehoisia 20 kV keskijännitejohtohaaroja.

20/1/0,4 kV jakelujärjestelmä on nykyisellään valmis laajamittaiseen käyttöön. Uudisrakennuskohteissa 1 000 V järjestelmän merkittävin potentiaali on kohteissa, joissa 1 000 V johdoilla voidaan korvata tarve rakentaa keskijännitejohtoja. 1 000 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. 1 000 V järjestelmä mahdollistaa perinteistä järjestelmää laajempien pienjännitemuuntopiirien rakentamisen. Tällaisessa muuntopiirissä runkojohtona on 1 000 V johto, johon liittyy useita 1/0,4 kV muuntajia. Käytännössä 1 000 V rakenteiden käyttö verkkoa uusittaessa tarkoittaa aina aiemman verkkotopologian vähintään osittaista uusimista. 1 000 V järjestelmä vähentää perinteistä muuntopiirien jakoa ja näin KJ/PJ-muuntamoiden määrää. Kokonaisuuntamomäärä kuitenkin kasvaa tai pysyy vähintään samana 1/0,4 kV muuntamoiden vaikutuksesta (Lohjala 2005, Partanen et al. 2005b). Oikein suunniteltuna myös 400 V verkko lyhenee tyypillisesti 0–30 %. Kokonaisverkkopituus säilyy kuitenkin likimain samana.

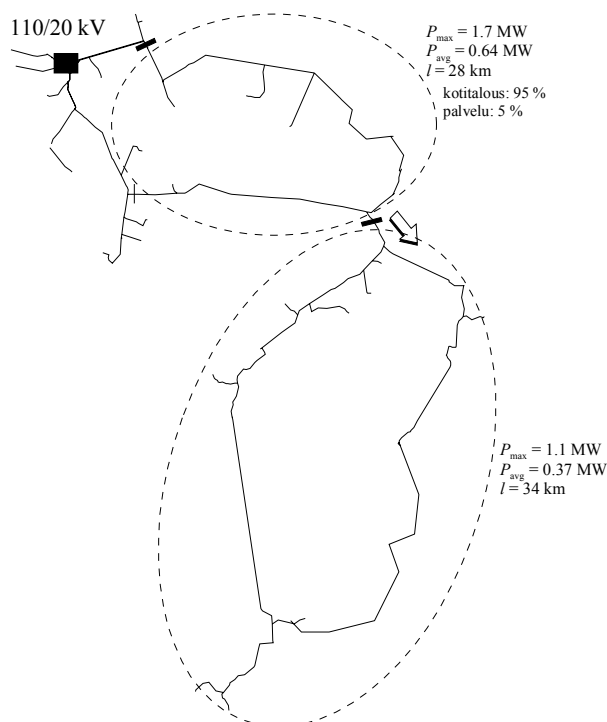
Saneerauskohteissa 1 000 V järjestelmä kannattaa huomioida yhtenä ratkaisuvaihtoehtona perinteiselle järjestelmälle. Keskijännitejohdon kokonaisvaltainen uusiminen, vaikka johtolinjaukset pysyisivätkin samoina, vastaa 1 000 V järjestelmän käyttöpotentiaalilta uudisrakennuskohdetta. Mikäli keskijännitejohdolle tehdään ainoastaan pylvässaneeraus, on 1 000 V järjestelmän käyttöpotentiaali uudisrakennuskohteita pienempi. Usein vikaantuva keskijännitehaarajohto voidaan erottaa omaksi suojausalueeksi ottamalla se sellaisenaan 1 000 V käyttöön. 1 000 V käyttöönoton investointikus-

tannukset ovat usein pienemmät kuin keskijännitepylväskatkaisijoiden. Tällaisen ratkaisun taloudellisuus perustuu kuitenkin pääasiassa pieneneviin keskeytyskustannuksiin (Partanen et al. 2005b).

Paremmen käyttövarmuuden tavoittelemisen voi edellyttää keskijänniteverkon maakaapelointia haja-asutusalueella. Useat haja-asutusalueiden keskijännitelähdöt ovat kuitenkin liian pienitehoisia kohteita taloudelliselle maakaapeloinnille. Eräs vaihtoehto on 1 000 V pienjännitemaakaapeleiden käyttäminen keskijännitemaakaapeleiden sijaan. 1 000 V maakaapelien taloudellisuus perustuu keskijännitemaakaapelia pienempiin investointikustannuksiin. 1 000 V maakaapeloidun järjestelmän investointikustannukset haja-asutusalueella ovat yli 50 % pienemmät kuin keskijännitemaakaapeleilla.

5.1.8 Pylväskatkaisijat

Keskijännitelähdöllä voidaan käyttää pylväisiin sijoitettavia, suojarleillä 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 tapahtuvista vioista. Kuvassa 5.8 esitetään tyypillinen mahdollinen sijoituspaikka pylväskatkaisijalle. Pylväskatkaisijan ja siihen tarvittavan suojarleistyksen hinta on n. 28 000 €.



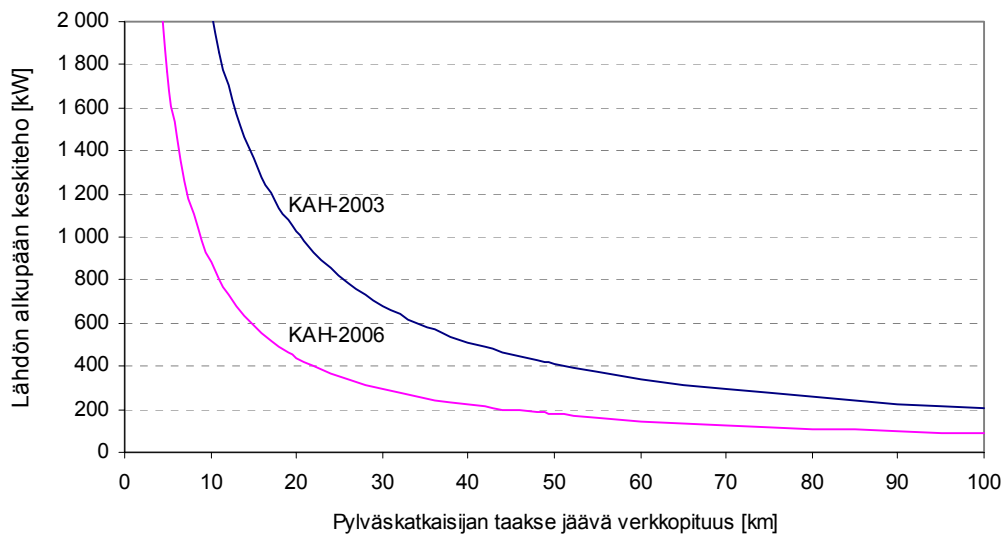
Kuva 5.8. Pylväskatkaisijan mahdollinen sijoituspaikka keskijännitelähdöllä.



	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 esitetään 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 5.10 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, mutta keskeytysten määrään erottimilla ei ole vaikutusta. Vaikutus syntyy kytkentäajan lyhenemisen kautta. Käsini ohjattavan erottimen ohjaukseen kuluva aika on tyypillisesti kymmeniä minutteja riippuen erottimen paikasta sekä korjausmiehistön sijainnista ja valmiusasteesta. Kauko-ohjausta käyttäen ohjaukset voidaan toteut-

taa muutamassa minuutissa. Kauko-ohjauksella saadaan lyhennetyksi erityisesti vikapaikan erottamiseen ja varayhteyksien kytkemiseen kuluva aikaa. Vikapaikan erottamisen jälkeen sähköttä olevien asiakkaiden määrä on yleensä pienentynyt murto-osaan alkutilanteesta, jossa kaikki kyseisen kj-lähdön asiakkaat olivat ilman sähköä. (Partanen & Lakervi 2006.)

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

Kauko-ohjatun erotinaseman rakenteeseen kuuluu erotinyksikkö, ohjausvarsi, moottoroitu jousi, ohjauselektronikka, radio-osa ja antenni (kuva 5.11). 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 Varayhteyksien 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 johtosuukien 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 vika tilanteisiin 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 varasyhteyksien kautta. Katkon pituus ja siten keskeytyksestä syntynyt haitta riippuvat 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 varasyhteyksien 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 suojaus, 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. Vianilmaisimien havaittu, 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 suojareleitä, käytönvalvonta- ja käytöntukijärjestelmiä ja 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. Maadoituksiin 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 ovat pienentyvien maadoitusjännitteiden lisäksi myös vähentyvät maasuluista aiheutuvat relettoiminnot. Kompensoidussa verkossa osa valokaarimaasuluista sammuu itsestään ilman, että katkaisijan tarvit-

see 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 päämuuntajavaurion, 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 maksimikeskeytysaika 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 (100–1 000 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. (Partanen & Lakervi 2006.)

Niin kauan kuin 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 haja-asutusalueiden maatilat 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 verkkoyhtiö kuitenkin asentaa varavoimaa joillekin asiakkaille, 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 sähkönjakelun laadun ja 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 alimpana jänniteportaana 400 V:n pienjännitejärjestelmää (3-vaiheinen), jonka jakelumuuntaja voi muodostaa microgridin ja jakeluverkon luontaisen yhteisen liityntäpisteen avulla. 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 energijärjestelmä pienikokoisia tuotantoyksiköitä hyödyntämällä. Samalla haetaan mahdollisuutta liittää pienet yksiköt joustavasti (plug-and-play) verkkoon. Microgridillä on oma, itsenäisesti toimiva paikallista verkkoa hallinnoiva verkon- ja energianhallintajärjestelmä, joka hallitsee verkon tilanteen erillisessä saarekekäytössä, mutta voi toimia myös yhteistyössä jakeluverkon laajemman verkon- ja energianhallintajärjestelmän kanssa.

taan johtokadun reuna siistiksi. Tällöin useimmissa tapauksissa lumikuorman seurauksena puut taipuvat tai katkeavat pois päin johtokadusta ja linjasta.

Johtoalueen käyttöoikeus perustuu sähköyhtiöiden ja maanomistajien väliseen sopimukseen. Sähköyhtiö maksaa maanomistajalle korvauksen johtoalueen käytöstä. Johtoalueiden ulkopuolisista puista aiheutuva ongelma ei poistu johtokatuja raivaamisella vaan vaatisi johtokatuja 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 sähköjakelulle. Sähköyhtiöiden metsänomistajien kanssa tekemät johtoalue-sopimukset eivät kuitenkaan kaikissa tapauksissa anna oikeutta ennakkoivasti koskea näihin johtoalueiden ulkopuolisiin puihin. Luontevinta olisi, jos kyseinen ongelma voitaisiin ottaa huomioon metsänhoitotoimenpiteiden yhteydessä metsänomistajien ja johdonhaltijoiden yhteistyöllä. Näin toimien sähköturvallisuus ja sähköjakelun luotettavuus paranisivat eikä metsän kasvulle ja kehitymiselle aiheutuisi merkittävää haittaa.

Yhteistyö alueellisten metsänhoitoyhdistysten kanssa on osoittautunut tuloksetta etenkin siemenpuuaukkojen aiheuttamien vikojen vähentymisen osalta. Kun sähköjohdon 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 on suuri riski, että ennen kaikkea pimeän aikaan puita kaatuu johdon päälle.

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.

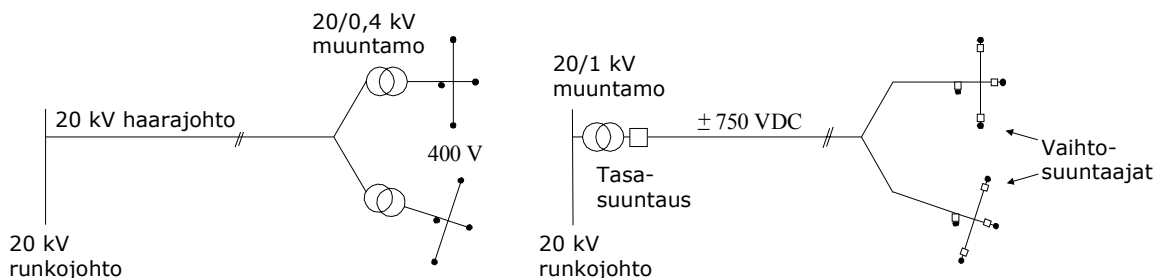
Osa verkostoon vaikuttavista pitkän aikavälin kehittämistoimista ei edellä kuvatuista mukaisesti ole vain johtojen ja verkkoyhtiön oman organisaation kehittämistä, vaan yhteistyö monien muiden sidosryhmien kanssa on olennainen osa verkkotoiminnan strategiatakin kehittämistä.

5.1.16 Tehoelektroniikka sähköjakelussa

Lähes kaikki edellä kuvatuista tekniikoista ja menetelmistä ovat jo tänä päivänä kaikkien saatavilla. Seuraava suurempi askel sähköjakelun kehittämisessä voi olla tehoelektronii-

kan mukaantulo osaksi kehittämistyökaluvalikoimaa. Pienjännitedirektiivi 73/23/EEC määrittelee pienjännitteen maksimiarvoksi vaihtojännitteellä 1 000 V ja tasajännitteellä 1 500 V. Tähän mennessä pienjännitettä on sovellettu sähkönjakelussa ainoastaan vaihtojännitealueella, tasajännitealueen jäädessä toistaiseksi vähemmälle huomiolle. Komponenttien laadun ja ominaisuuksien parantuminen ja alenevat hinnat mahdollistavat tehoelektronikan käytön yhä useammassa sovelluksessa.

Tehoelektronikkaa 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, tasasähkökaapeilla 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.

Tehoelektronikan tuomia etuja

Tasasähkönsiirrolla on monia hyötyjä vaihtosähkönsiirtoon verrattuna. Tasasähköllä voidaan käyttää suurempaa syöttöjännitettä pienjännitteellä, mikä johtuu 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.

Sähkökäyttäjän 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.

Tehoelektronikan haasteet

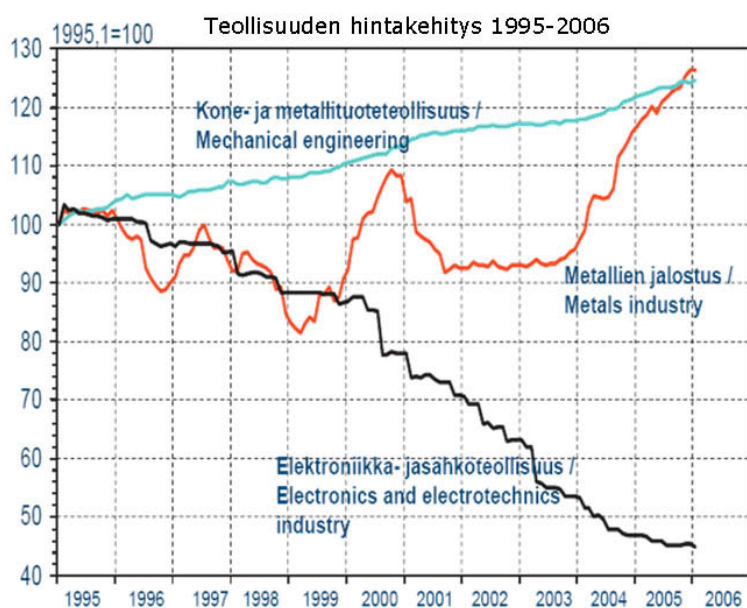
Tasajännitteen käyttäminen sähköjakelussa edellyttää tasa- ja vaihtosuuntaajien lisäämistä tasajänniteportaan alku- ja loppupäähän. Tämä lisää käytettävien komponenttien määrää jakeluverkkossa, vaikkakin vaihtosuuntaajat korvaavat pienjännitemuuntajat kokonaan. Verkkokomponenttien määrän lisääntyminen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

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

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

Tehoelektronisten laitteiden hintakehitys

Teollisuustavaroiden hintakehitys viime vuosikymmenen ajalta esitetään 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 tehoelektronikkalaitteisiin nähden päinvastainen, mikä edistää DC-jakelujärjestelmän käyttömahdollisuuksia.



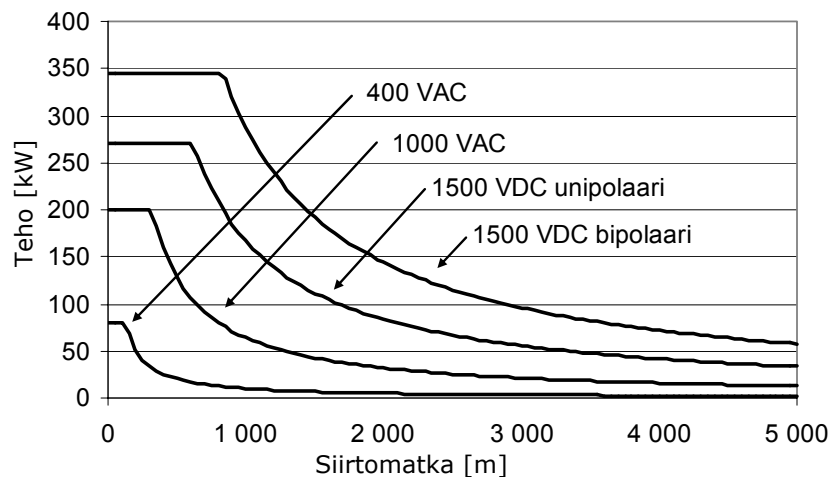
Kuva 5.14. Teollisuuden hintakehitys kone- ja metalliteollisuudessa sekä elektroniikka- ja sähköteollisuudessa (Tilastokeskus / Teknologiateollisuus ry).

Tekninen toteutus

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

Pienjännitedirektiivi määrittelee pienjännitteeksi maksimissaan 1 000 VAC ja 1 500 VDC jännitteen. Tasasähköllä jännitteen huippuarvo on sama kuin tehollisarvo, jolloin tasasähköyhteyden suurin potentiaaliero syöttö- ja ulostulonapojen välillä voi pienjännitteellä olla 1 500 VDC. Unipolaarijärjestelmän käyttöjännite voi tällöin olla maksimissaan 1 500 VDC ja bipolaarijärjestelmän käyttöjännite ± 750 VDC, mikäli 3-johtiminen pienjännitekaapeli tuodaan sähkökäyttäjän liittymään asti. Haaroittamalla bipolaarijärjestelmän siirtojohto kahteen unipolaariyhteyteen voidaan ns. runkojohtosalla käyttää maksimijännitteenä $\pm 1 500$ VDC, mikäli sähkökäyttäjän liitintään tuodaan vain toinen (+/-) käytettävistä jännitetasoista.

Tasa- ja vaihtosähköjärjestelmien tehonsiirtokykyä kuvataan kuvassa 5.15.



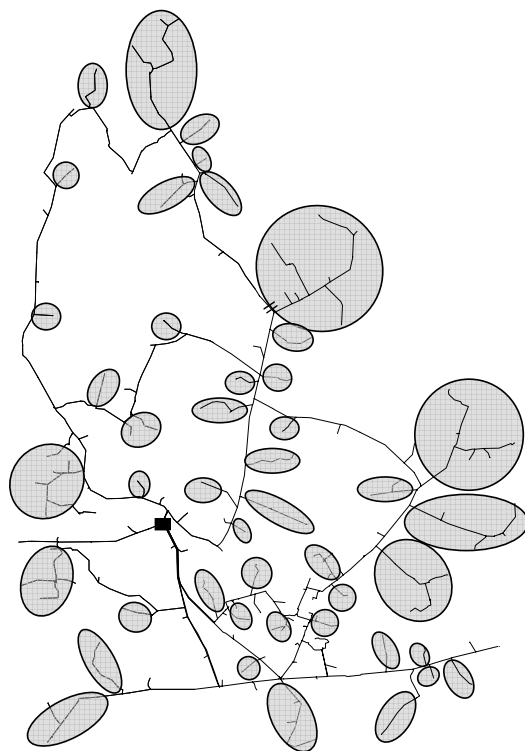
Kuva 5.15. Sähkönjakelujärjestelmien siirtokapasiteetit erilaisissa teknisissä ratkaisuis-
sa. Tarkasteluissa johtona on $3 \times 35 + 70 \text{ mm}^2$ poikkipintainen johto ja suurin sallittu
jännitteenalennema 6 %.

Kuvasta nähdään, että esimerkiksi 50 kW teho voidaan siirtää 400 V vaihtosähköjärjes-
telmällä noin 200 m:n päähän, kun unipolaarijärjestelmällä samaa tehoa voidaan siirtää
noin 3 300 m ja bipolaarijärjestelmällä noin 5 700 m. Siirtomatkakertoimiksi saadaan
unipolaarijärjestelmällä 16,5 ja bipolaarijärjestelmällä 28,5.

Järjestelmien välinen tehonsiirtokyky voidaan käyttää käänteisesti hyödyksi käyttämällä
pienjänniteverkossa pienempiä johdinpoikkipintoja tasasähköverkossa kuin vaihtosäh-
köverkossa. Pienempien poikkipintojen avulla saavutetaan pienemmät investointikus-
tannukset johtojen osalta. Vastaavasti tasasähköjärjestelmän suuri tehonsiirtokyky voi-
daan käyttää hyödyksi korvaamalla pienitehoisia keskijännitehaarajohtoja tasasähkö-
kaapelilla.

Tasasähköjärjestelmän käyttö voi mahdollistaa merkittäviä säästöjä verkon investointi-
kustannuksissa. Verkon investointikustannussäästöt voivat olla jopa yli 50 %. Lisäkus-
tannuksina tulevat tehoelektroniikan kustannukset. Alustavien analyysien mukaan nämä
lisäkustannukset ovat hyötyjä pienemmät.

Suomalaisessa sähkönjakelujärjestelmässä tasasähköjakelulla voi olla suuri käyttöpoten-
tiaali. Tasasähköjärjestelmän siirtokapasiteetin takia perinteisestä keskijänniteverkosta
voitaisiin korvata lähes kaikki haarajohdot DC-järjestelmällä. Vain johtolähdön runko-
johto jäisi keskijännitekäyttöön. Kuvassa 5.16 esitetään DC-järjestelmän käyttöpotenti-
aali eräessä keskijänniteverkossa.



Kuva 5.16. Tehoelektroniikan käyttöpotentiaali (< 300 kW) erään sähköaseman syöttämässä keskijänniteverkossa.

5.2 Visioista toteutukseen

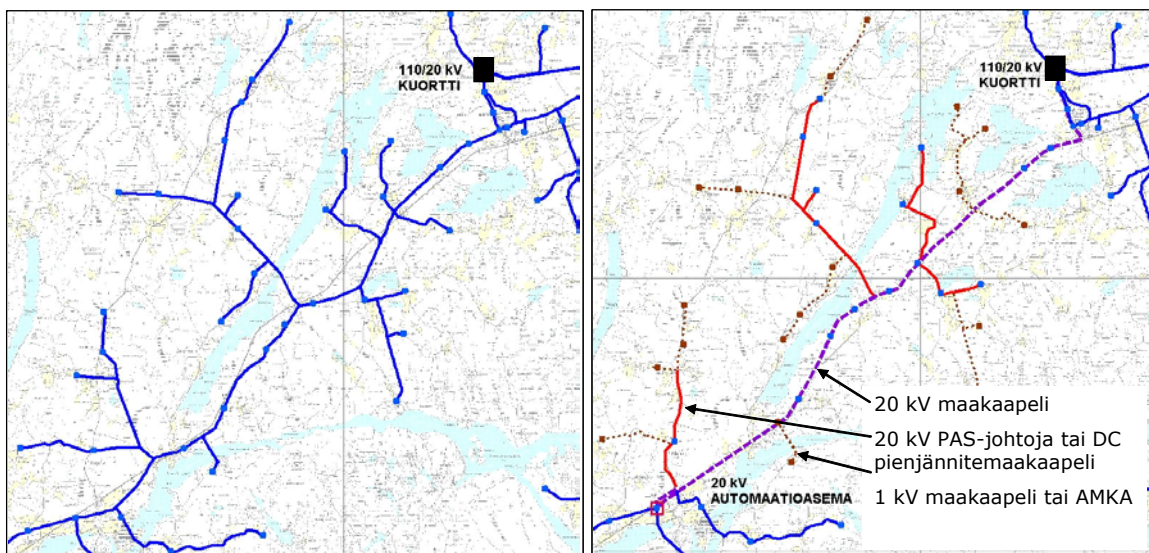
Edellä kuvattuja verkostojen kehittämistyökaluja voidaan käyttää tulevaisuuden verkkojen toteuttamisessa. Ainakin osa tänä päivänä suunnitelluista ja rakennetuista verkkoratkaisuista on käytössä vielä 2030–2040-luvulla. Ei siis ole yhdentekevää, minkälaisia strategisia linjauksia verkkoyhtiöissä tehdään 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, 1 000 V tekniikan ja automaation hyödyntäminen ovat mahdollistaneet sähköjakelun 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 eli 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. 1 000 V sähkönjakelutekniikan kehittämisesä ja eteenpäin viemisessä. Muita yhtiön käyttämiä uusia tekniikoita ovat olleet mm. 20 kV sähkölinjojen siirtäminen viikaherkiltä 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 havainnollistetaan uusien ratkaisujen vaikutuksia keskijännitejohtolähtöön. Vasemmanpuoleisessa kuvassa on nykyinen tilanne. Johtolähtö on rakennettu avojohtotekniikalla, ja suurin osa linjasta sijoittuu metsäosuudelle. Johtolähdöllä on paljon pienitehoisia (< 100 kW) haarajohtoja. Oikeanpuoleisessa kuvassa on alueen saneeraussuunnitelma. Johtolähdön runko-osa kaapeloidaan auraamalla tien varteen ja haarajohtot toteutetaan siirtotohjen ja olosuhteiden mukaan päällystettynä avojohtona (PAS) tai 1 000 V tekniikalla. Koska kysymyksessä on pitkä johtolähtö, lähdön puoliväliin rakennetaan 20 kV automaatioasema, jolla pystytään rajaamaan aseman jälkeisen verkon viat katkaisijoin ja suojarlein. Suuritehoiset (> 100 kW) haarajohtot voidaan tekniikan niin kehittyessä toteuttaa vaihtoehtoisesti tehoelektroniikka hyödyntäen DC-pienjännitejakeluna.



Kuva 5.17. Keskijännitejohtolähtö ennen ja jälkeen saneerauksen. Saneerauksen yhteydessä runkojohto toteutetaan kaapelinaurauksena, haarajohtot 20 kV PAS-tekniikalla, 1 000 V tekniikalla tai tulevaisuudessa DC-tekniikalla.

6. Tulevaisuuden verkkoratkaisuja ja niiden evaluointia

Tässä luvussa esitellään joukko visiokandidaatteja, jotka on kerätty eri lähteistä tutkimusprojektin aikana. Visioita testataan laadullisesti arvioimalla niiden käyttökelpoisuutta ja toteuttamiseen liittyviä kysymyksiä. Luvun toisessa osassa esitellään eri verkkovaihtoehtoille 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 ja 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 seuraavat:

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 ja DC-jakelusta sekä tarkastelemalla 1-vaiheisen järjestelmän käyttöä. Vaihtoehdot ovat seuraavat:

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

- 3-vaiheinen KJ-avojohtoverkko

- varmennettu KJ-automaatiolla
- PJ-verkko 400 V, 1 000 V tai DC
- tarvittaessa energiavarastolla varmennus

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

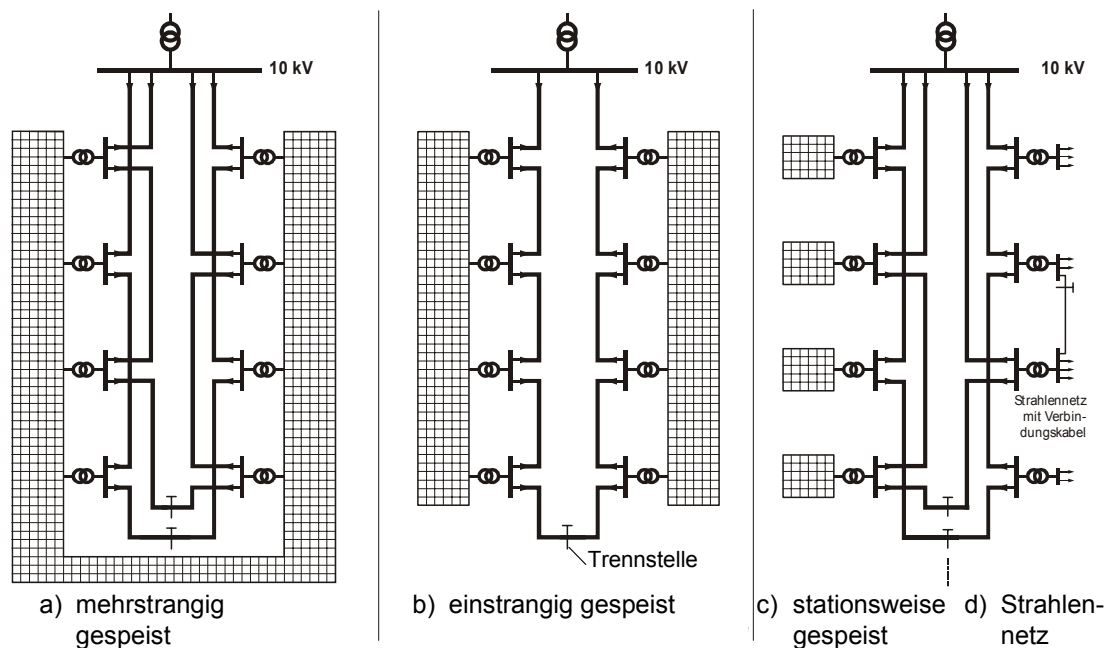
- 1-vaiheinen KJ-verkko
- toteutettu riippukaapelilla tai maapaluupiirillä (SWER)
- PJ-verkko 230/400 V, muunto 1- tai 3-vaiheisella tehoelektronikalla

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 käytämällä koko verkossa samanlaisia sulakkeita palaa ainoastaan viallisessa haarassa oleva sulake. Toisaalta harmina saattavat olla huomaamatta jääneet sulakepalot, jotka kustautuvat vasta kun toinen sulake palaa joskus myöhemmin uudesta viasta.



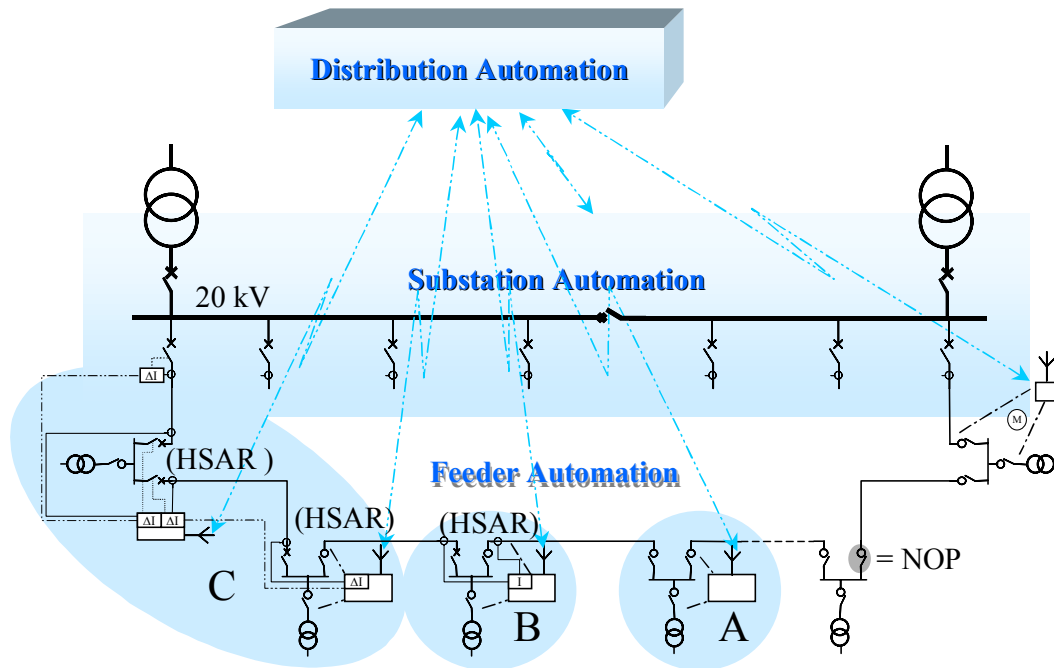
Kuva 6.1. Silmukoidun PJ-verkon rakenneratkaisuja Saksassa.

Kuvan 6.1 vaihtoehdossa c) PJ-verkko on yhden muuntajan perässä ja varmennus toimii vain PJ-verkon vikojen osalta. Vaihtoehdossa b) syöttö on 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 käyttövarmu.

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 korkeiksi.

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 ja jatkuva rengaskäyttö, jolloin vikatilanteet hoidetaan katkaisijoiden ja relesuojauksen yhdistelmällä. Jännitekuoppien ja lyhyiden katkosten välttämiseksi voidaan käyttää lyhytaikaista energiavarastoa. (Ks. kuva 6.2.)



Kuva 6.2. KJ-puolelta varmennettu kaupunkijakeluverkko.

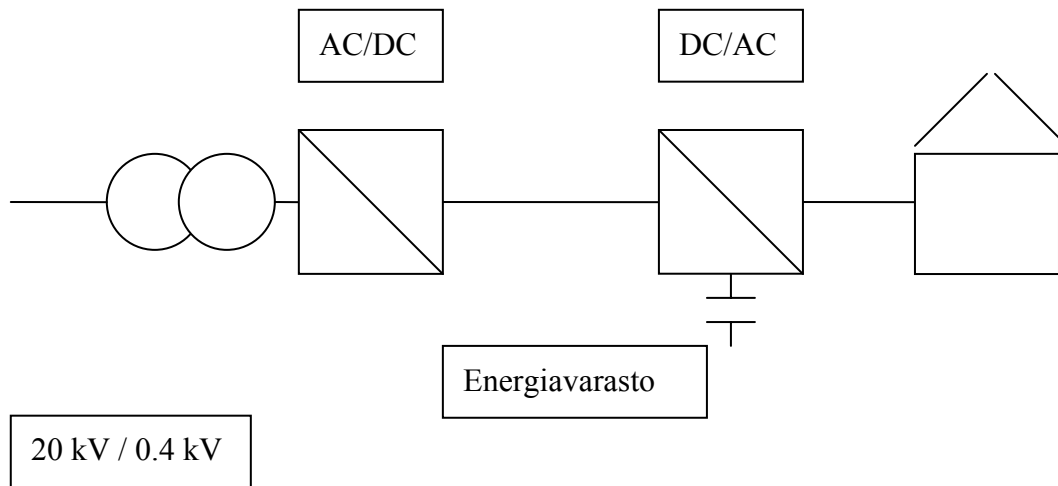
Säteittäisesti käytetyn rengaan tapauksessa nopea syötön vaihto vikatilanteessa voidaan toteuttaa paikallisautomaation avulla, jos kyseinen muuntamo on normaalitilanteessa jakorajalla. Muussa tapauksessa tarvitaan suhteellisen nopea ja luotettava tiedonsiirto muuntamoille ja muuntamoiden välillä sekä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

Rengaskäyttö vaatii suojauksen toteuttamisen differentiaalireleellä tai suuntavertosuojilla. Lisäksi kytkimien on oltava käytännössä katkaisijoita. Rengaskäytön vaikutuksesta voimistuvat jännitekuopat ja niiden vaikutusalue ovat myös laajempia. Tämän takia rengaskytkenästä ei 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 tai kuopan varalta tarvittavan energiavaraston kustannuksista.

6.1.3 Kaupunkijakeluverkko 3: DC-varmennettu

Vaihtoehto 3 (ks. kuva 6.3) 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 vaatimuk-

sia. KJ-vikojen selvitysaika voidaan optimoida KJ-verkon käyttötoiminnan ja DC-energiavaraston hinnan välillä.

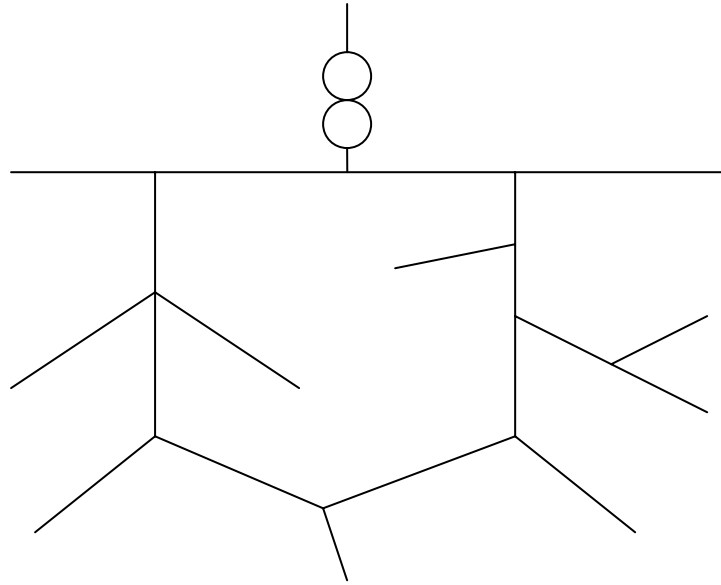


Kuva 6.3. DC-varmennettu jakeluverkko.

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 verkostoautomaatiolla (kuva 6.4). Kriittiset kuormat pyritään liittämään lähelle runkojohtoa. Katkosaikoja pyritään rajoittamaan kytkimien kauko-ohjauksella ja vikailmaisimilla. Haarajohtojen alussa on pääsääntöisesti kauko-ohjattavat erottimet. PJ-verkko on toteutettu vaihtoehtoisesti 1 000 V AC- tai DC-ratkaisulla. Kevyesti kuormitettuja KJ-lähtöjä, joilla ei ole odotettavissa suurta kuormituksen kasvua, on korvattu 1 000 V järjestelmällä.



Kuva 6.4. 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 ilmasto-olosuhteista aiheutuvissa häiriöissä. Ilman puukosketuksen ilmaisua PAS-johto ei tarjoa merkittäviä etuja metsäisillä osuuk-silla. Paras luotettavuustaso saadaan aikaan maakaapeloimalla KJ-verkko. Haja-asutusalueilla tämä on nykyisin käytettävissä olevalla tekniikalla kallis ratkaisu, varsinkin jos maaperä on kivikkoisen eikä auruustekniikoiden käyttö ole mahdollista.

Verkostoautomaation avulla voidaan sähkönlaatua parantaa yksittäisten vikojen tapauk-sessa. Suurhäiriön tapauksessa ratkaisevampaa on kuitenkin se, miten hyvin verkko kes-tää 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 koh-teita 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 jakelumuuntajat pienempiä, ja ne syöttävät vain yhtä tai muutamaa asiakasta. Verkko voidaan toteuttaa edullisesti myös yksivaiheisina riippukaapeleina.

Yksivaiheisen KJ-verkon etuna kolmivaiheiseen verrattuna ovat 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 muuttoa 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 keskijännitetaso käyttöä. Tällaisia ratkaisuja on käytössä esimerkiksi Englannissa (33/11 kV). Tarkastelun lähtökohdaksi otetaan kuvan 6.4 verkko, jossa renkaan muodostava runkojohto toteutetaan 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 usean keskijännitetaso käyttöönottoon ole välttämättä halukkuutta. Toisaalta 20 kV avojohtolla pystytään syöttämään kohtuullisen suuria tehoja, eikä jännitetaso nostoon ole nähtävissä selvää tarvetta.

6.1.7 Yhteenveto

Kaupunkijakeluverkon tapauksessa realistisin vaihtoehto tuntuu olevan vaihtoehto, jossa sähköjakelun 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. Tehoelektronii-kan kehitys mahdollistaa kohtuuhintaisen muunnon 1-vaiheisesta 3-vaiheiseksi, mikä tulee poistamaan suurimman teknisen esteen 1-vaiheisen keskijännitejakelun käytöltä.

6.2 Verkkovaihtoehtojen taloudellisuuden arviointia

6.2.1 Taloudellisuuslaskentojen perusteista

Verkkovisioiden taloudellisuuslaskentoja varten laadittiin ohjelmistotyökalu ”Evaluatiokonsepti”. Työkalun perusajatuksena on laatia tiettyjen lähtötietojen nojalla annetulle alueelle optimaalinen jakeluverkko, jolloin eri vaihtoehtoja päästään vertailemaan nopeasti ja objektiivisesti.

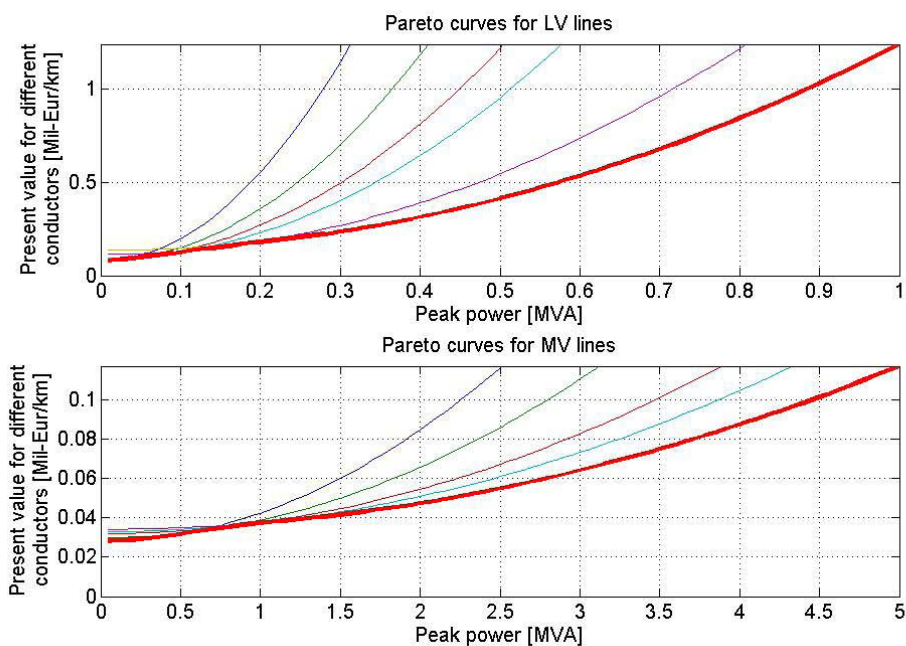
Laskentamallin toiminta on pääperiaatteissaan seuraava:

- Laaditaan annetuille johtotyyppivalikoimille, sähköasemille ja muuntamoille Pareto-käyrät (Willis 2004), jotka kuvaavat optimaalisen mitoituksen kustannusten nykyarvoa, kun muuttujana on siirretty teho (kuva 6.5).
- Kuvataan kuormitukset tasaisesti jakautuneena hilana, kuitenkin ottaen huomioon rakennetun maan suhde kaavoittamattomaan alueeseen ja se, että osa jake-lumuuntamoista on asiakkaiden omistuksessa (ei pienjänniteverkkoa näiltä osin).
- Ratkaistaan muuntopiirille ja sähköasemalle optimaalinen koko, muuttujana p_j-tai k_j-jakeluverkon säde R muuntajan ympärillä.
- Lasketaan optimaalinen käsiohjattavien erottimien määrä sähköjakelun häiriökustannusten avulla. Arvioidaan verkolle katkoskustannukset ja luotettavuutta kuvaavat indeksit SAIFI ja SAIDI sekä perustapaukselle että vaihtoehtoilta, joissa on käytössä 1) erotinkauko-ohjaus ja lisäksi 2) vikailmaisimia.

Pareto-käyriä laskettaessa otetaan huomioon paitsi investointi- ja häviökustannukset myös maankäytöstä, rakennuksista, ympäristötekijöistä ja 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” (Energiamarkkinavirasto 2005).

Laskentaparametreina käytettiin vastaavasti seuraavia:

- pitoaika 20 vuotta
- korkokanta 5 %
- häviöiden hinta 10 c/kWh.



Kuva 6.5. 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 x 240 ja 3 x 240 mm². Keskijännitejohdon johdinlajit ovat vastaavasti Sparrow, Raven, Pigeon, Suursavo ja A1132.

Laskennat tehtiin kahdelle tapaukselle haja-asutusalueen verkkoja ja myös kahdelle tapaukselle kaupunkiverkkoja. Kuormituksille käytettiin seuraavia tietoja:

- kuormitustiheys haja-asutusalueella 0,03 tai 2 MW/km²
- kuormitustiheys kaupunkialueella 5 tai 40 MW/km²
- asiakasryhmäjakauna (%) haja-alueella ja kaupungissa
 - kotitalous 45 ja 40
 - maatalous 10 ja 0
 - palvelu 10 ja 13
 - julkinen 15 ja 27
 - teollisuus 20 ja 30

- keskeytyksen aiheuttama haitta €/kWh
 - kotitalous 3
 - maatalous 3
 - palvelu 4
 - julkinen 5
 - 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 riippukierrehdoin. Sähköasemat ajateltiin rakennetuksi avomaalle ja muuntamatot pylväisiin. Laskennan tulokset kuormitustiheydellä 0,03 MW/km² ovat taulukossa 6.1 ja kuormitustiheydellä 2 MW/km² taulukossa 6.2.

Tulosten mukaan ei ole kannattavaa muuttaa keskijänniteverkon jännitetasoa nykyisestä 20 kV:sta. Jos jännitetasoa alennettaisiin 10 kV:iin, 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). Jännitetaso nosto ei olisi taloudellista paitsi ehkä aivan suurimmilla kuormitustiheyksillä.

1 kV:n järjestelmän käytön taloudellisuutta tarkastellaan taulukoiden 6.1 ja 6.2 viimeisessä sarakeessa. Laskennoissa on oletettu, että koko 400 voltin verkko korvataan 1 000 voltin ratkaisulla. 1 000 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. 1 000 voltin järjestelmässä tulee kuitenkin lisäkustannuksia ylimääräisestä 1 000/400 voltin muuntajasta (Lohjala 2005). 20/1 kV -järjestelmän käyttö on taloudellista silloin kun kuormitustiheys on pieni ja kuormituspisteiden lukumäärä neliökilometriä kohti on vähäinen.

Seuraavaksi tutkittiin verkostoautomaation kannattavuutta 20 kV avojohtoverkoissa. Tulokset eri kuormitustiheyksillä esitetään taulukoissa 6.3 ja 6.4. KAH-arvoille käytettiin ainoastaan muuttuvan kustannuksen osaa €/kWh, koska verkostoautomaatiolla voidaan vaikuttaa lähinnä katkosten keston, 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 6.1. Jännitetason vaikutus verkostokustannuksiin ja verkon rakenteeseen hajautusalueilla eri jännitetasoilla. Avojohtoverkko keskimääräisellä huippukuormalla 0,03 MW/km² (*sisältää hankintakustannukset ja tyhjäkäyntihäviöt).*

Kustannukset ja verkon rakenne	10 kV + 400 V	20 kV + 400 V	30 kV + 400 V	20 kV + 1000 V
PJ-verkon kustannukset (k€/km ²)				
– johdot	27,1	27,1	27,1	18,3
– muuntamot	6,3	6,3	6,3	2,9
– 1.0/0.4 kV muuntajat*				17,9
KJ-verkon kustannukset (k€/km ²)				
– johdot	24,7	25,1	30,3	16,8
– sähköasemat	3,0	1,8	1,8	1,7
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 6.2. Jännitetason 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 + 400 V	20 kV + 400 V	30 kV + 400 V	20 kV + 1000 V
PJ-verkon kustannukset (k€/km ²)				
– johdot	265	265	265	178
– muuntamot	61	61	61	61
– 1,0/0,4 kV muuntajat				365
KJ-verkon kustannukset (k€/km ²)				
– johdot	115	73	62	67
– sähköasemat	43	25	19	24
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 6.3. Automaation vaikutus kokonaiskustannuksiin 20 kV avojohtoverkossa pienellä tehotiheydellä 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 6.4. Automaation vaikutus kokonaiskustannuksiin 20 kV avojohtoverkossa suurella tehotiheydellä 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 kannata sijoittaa erottimien kauko-ohjausta. Taulukkojen 6.3 ja 6.4 luvut edustavat optimaalista automaation laajuutta. Investoinnin tuotto-kustannussuhde on erittäin korkea: se vaihtelee välillä 13...35.

Seuraavana tehtävänä tutkittiin 1-vaiheisen keskijännitejaketun kannattavuutta. Tulokset esitetään taulukossa 6.5. 20 kV:n kolmivaiheista avojohtojärjestelmää verrattiin yksivaiheiseen ilmakaapeliverkkoon. PJ-verkko oli molemmissa tapauksissa samanlainen. Laskentatulosten mukaan keskijänniteverkko tulisi molemmilla tutkituilla tehotehokkuuksilla 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 pienjännitesyötö on toteutettava kolmivaiheisena. Muunto yksivaiheisesta kolmivaiheiseksi on nykyään mahdollista tehoelektroniikan avulla, jolloin kustannukset ovat luokkaa 100 €/kW. Tämä nostaa yksivaiheisen KJ-ratkaisun kokonaiskustannuksia ja tekee sen kannattamattomaksi.

Taulukko 6.5. Yksivaiheisen ja kolmivaiheisen jakelujärjestelmän vertailua. 1-vaiheinen toteutettuna 20 kV ilmakaapelilla, 3-vaiheinen toteutettuna 20 kV avojohtolla. PJ-verkko toteutettu molemmissa tapauksissa 400 V riippukierrejohtolla. Tehotehokkuus 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)				
– johdot	265	265	27,1	27,1
– muuntamot	61	61	6,3	6,3
– 1v/3v muunto	200		10	
KJ-verkon kustannukset (k€/km ²)				
– johdot	55	73	19,3	25,1
– sähköasemat	20	25	1,4	1,8
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. Jännitetason vaikutusta keskijänniteverkon kustannuksiin kaupunkiverkoissa havainnollistetaan taulukoissa 6.6 ja 6.7. Tutkitut tapaukset vastasivat kuormitustiheyttä 5 ja 40 MW/km².

Tulosten mukaan jännitetason 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 sama poikkipintainen 10 kV kaapeli 85 % ja 30 kV kaapeli noin 120 %.

Kokonaisverkostokustannuksista pienjänniteverkko vastaa noin puolta. Muuntamoiden ja sähköasemien suhteellinen osuus on hieman suurempi kuin haja-asutusalueilla. Taulukkojen 6.6 ja 6.7 kustannukset on laskettu EMV:n tiedoin. Suurissa kaupungeissa, kuten Helsingissä, sähköasema- ja muuntamorakennuksista johtuvat rakennuskustannukset tulevat suuremmiksi.

Taulukko 6.6. Jännitetason vaikutus verkostokustannuksiin ja verkon rakenteeseen taa-jama-alueilla. Maakaapeliverkko keskimääräisellä huippukuormalla 5 MW/km².

Kustannukset ja verkon rakenne	10 kV	20 kV	30 kV
PJ-verkon kustannukset (k€/km ²)			
– johdot	1157	1157	1157
– muuntamot	252	252	252
KJ-verkon kustannukset (k€/km ²)			
– johdot	493	368	356
– sähköasemat	162	162	162
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 6.7. Jännitetason 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)			
– johdot	5251	5251	5251
– muuntamot	1074	1074	1074
KJ-verkon kustannukset (k€/km ²)			
– johdot	1403	800	649
– sähköasemat	558	558	558
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 6.8. 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 6.9. 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 esitetään taulukoissa 6.8 ja 6.9. Kaupunkiolosuhteissa sähkönjakelu on jo nyt varsin luotettavaa, sillä mallinkin laskema, keskimääräinen kuluttajan kokema katkosaika ilman automaatiota on vain 7 minuuttia. Tästä huolimatta, suuren tehotiheyden takia, on verkostoautomaatio, etenkin vikailmaisimien kaukoluku, kannattavaa.

Sähkön syötön 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 6.6 ja 6.7 valossa vaikuta kannattavalta, vaan edullisempaa on toteuttaa sähkönjakelun varmentaminen investoimalla KJ-verkon automaatioon.

Tehtyjen arvioiden ja laskelmien mukaan keskijänniteverkon jännitetasoa ei kannata muuttaa nykyisestä 20 kV ratkaisusta. Sähkönjakelun luotettavuutta voidaan parantaa verkostoautomaation avulla. Avojohtoverkoissa tämä on erittäin kannattavaa ja erityisesti kaukoluettavien vikailmaisimien osalta taloudellisesti perusteltua myös kaupunkien kaapeliverkoissa.

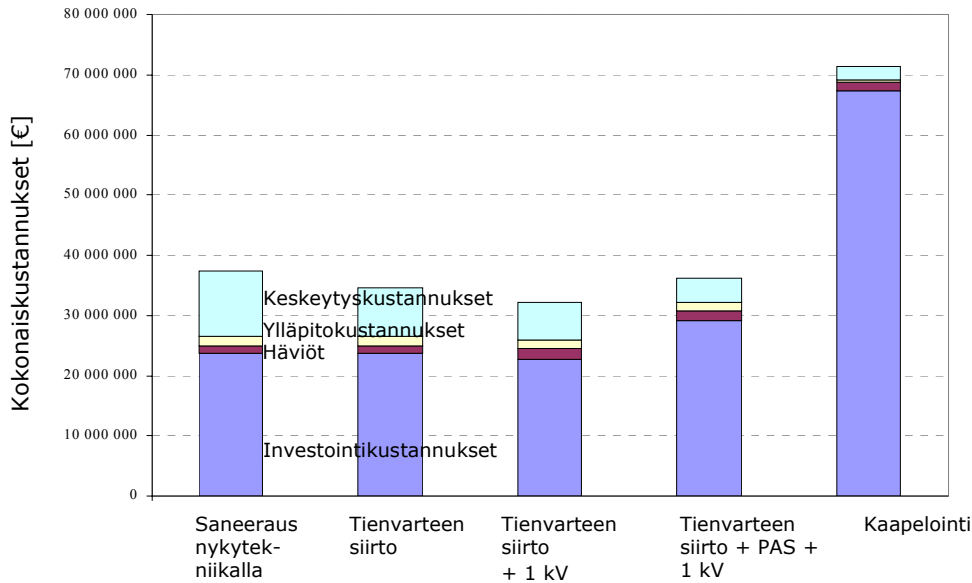
Yksivaiheinen keskijännitejakelujärjestelmä on taloudellisesti perusteltu, jos asiakkaille voidaan tarjota yksivaiheinen syöttö tai jos tehoelektroniikan kustannuskehitys mahdollistaa edullisen tavan muuntaa yksivaiheinen syöttö kolmivaiheiseksi.

Kaupunkien jakeluverkoissa sähkönjakelun varmennus kannattaa todennäköisimmin tehdä keskijänniteverkon puolella.

6.2.3 Toinen verkkoratkaisujen kustannustarkastelu

Eri tekniikoiden kustannusvaikutuksia sähkönjakeluverkkojen kehittymiseen arvioitiin ja havainnollistettiin 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), 1 000 V tekniikkaa, maakaapelointia ja kevyitä sähköasemia.

Kustannusanalyysin pohjana 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 1 000 km:n mittaisesta 20 kV verkosta vain noin 2 % on maakaapeloitu, pienjänniteverkosta 7 %. Kuvassa 6.6 esitetään eri investointistrategioiden kokonaiskustannukset.

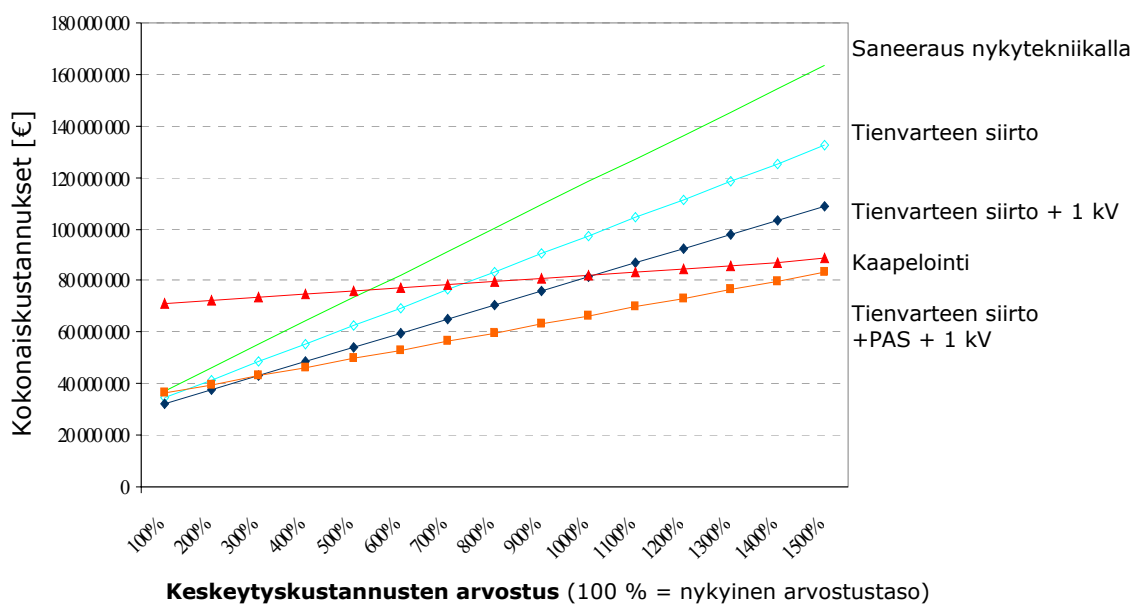


Kuva 6.6. Eri investointistrategioiden kustannukset jaoteltuna investointi-, häviö-, ylläpito- ja keskeytyskustannuksiin.

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 ns. sosio-ekonomiset kustannukset ovat minimissä. Verkon käyttövarmuus on nykyistä selvästi parempi ja suurhäiriöalttius pienempi. Lopputasiakkaan 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 siirtyminen ilmajohtoverkosta maakaapeliverkkoon tehdään nopeasti. Kaapeliverkon käyttövarmuus on erinomainen etenkin suurhäiriötilanteiden suhteen.

Kuvassa 6.7 tarkastellaan, 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 6.7. Keskeytyskustannusparametrien arvostuksen muutosten vaikutus investointivaihtoehtojen kokonaiskustannuksiin, 100 % on KAH-arvojen nykytilanne.

Kuvasta 6.7 nähdään, että mikäli verkkojen saneeraus hoidetaan nykytekniikalla, ei kustannuksissa päästä missään vaiheessa optimiin. Toisaalta vaikka keskeytyskustannusten arvostus kymmenkertaistuisi, ei täysimittaiselle jakeluverkkojen kaapeloinnille olisi perusteita. Yksi analyysin 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 parantamista että suurhäiriöalttiuden merkittävää vähenemistä. Luotettavuusvaatimus jaetaan useampaan luokkaan esimerkiksi asiakasryhmän, alueen kuormitustiheyden tai sijainnin perusteella. Sähkösaanti voidaan varmentaa verkkoteknisten keinojen lisäksi paikallisella varmistuksella, johon tulevaisuudessa on enemmän tarvetta ja myös teknisiä vaihtoehtoja. Laadun differoinnin lisäksi voi tulla mahdolliseksi hinnan differointi: parempilaatuista sähköä 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 huomioon entistä voimakkaammin. Tämä koskee useita osa-alueita: maisema-arvoja ja maankäyttöä, sähkö- ja magneettikenttiä ja ympäristölle haitallisia aineita.

Tulevaisuuteen liittyy suuria epävarmuustekijöitä, kuten 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 140 000 km:n keskijänniteverkosta noin 90 % on ilmajohtoa. Kaikki tunnetut ilmajohtorakenteet ovat alttiita säästä aiheutuville häiriöille, kuten myrskyille ja ukkosille. Ilmajohtoihin liittyy riski johtorakenteen tuhoutumisesta, joka 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 saatuutta ja nostaa niiden hintaa.

Edellä mainitut seikat, odotettavissa oleva kaapelien ja kaapelointitekniikan kehittyminen ja hyvin todennäköinen kustannusten lasku laajamittaisen kaapeloinnin aloittamisen myötä puoltavat sitä, että kaapelointia käytetään 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 ominaisen pitkän viankorjausajan takia kaapeliosuudet tulisi pääosin varmentaa rengasyhteyksin. Katkoksia voidaan lyhentää myös verkkoon kytkettävän varavoiman avulla, jonka merkitys jatkossa kasvaa.

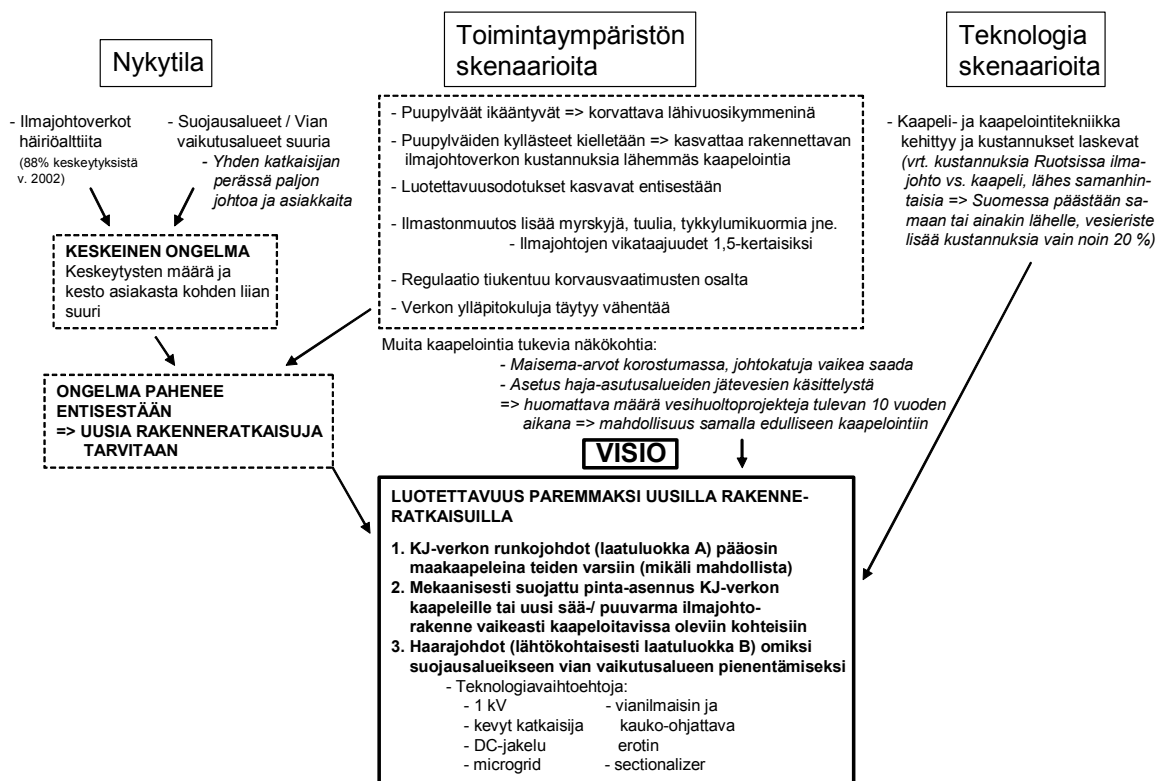
Suomessa on paljon alueita, joissa perinteinen kaapelointi on vaikea toteuttaa. Näitä alueita varten olisi tervetullut sää- ja puuvarma uusi ilmajohtorakenne. Myös kaapelin mekaanisesti suojattu pinta-asennus voi osoittautua toteuttamiskelpoiseksi ratkaisuksi. PAS-johdolle saattaa jäädä oma käyttöalueensa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

Yksi Suomen verkkojen ominaispiirre 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 alkuosaan.

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 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. Vianil-

maisussa hyödynnettäneen sekä suojausalueiden vianpaikannusalgoritmeja että uudella anturitekniikalla ja tietoliikenneominaisuuksilla varustettuja vianilmaisimia.

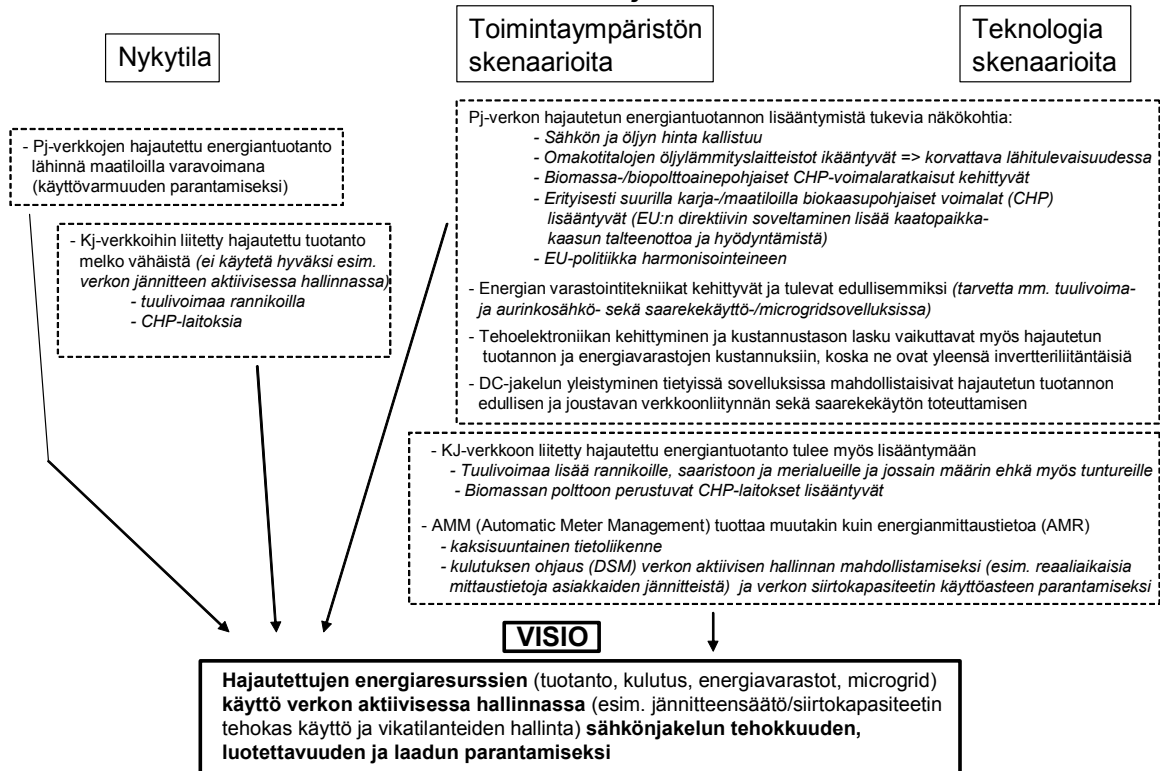
Suomessa jakeluverkkoihin on liitetty vain vähän sähköntuotantoa. Pienimuotoisen tuotannon yleistymisen riippuu voimakkaasti poliittisista päätöksistä sekä teknologian ja energian hinnan kehityksestä. EU-politiikka on voimakkaasti hajautettua tuotantoa tukevaa, ja Suomessakin on valmistilla sen suuntaisia 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 hajautettu tuotanto 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 kehityksessä oleva AMM (Automated Meter Management). Tietoliikenne kuluttajan ja verkkohallintajärjestelmän 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 energiaressurssien avulla voitaneen jopa parantaa järjestelmän luotettavuutta ja sähkön laatua. Tämä edellyttää saarekekäyttöjen kehittämistä.

Jos pienjänniteverkkojen hajautetun tuotannon lisääntymisen ja energiavarastojen kehittämisen mahdollistama sähkön jakelun laadun ja 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 kuluttajia AMM:n avulla.

Kuvassa 7.2 esitetään pitkän aikavälin näkemys hajautettujen energiaressurssien mahdollisuuksista sähkönjakelun laadun parantamisessa.

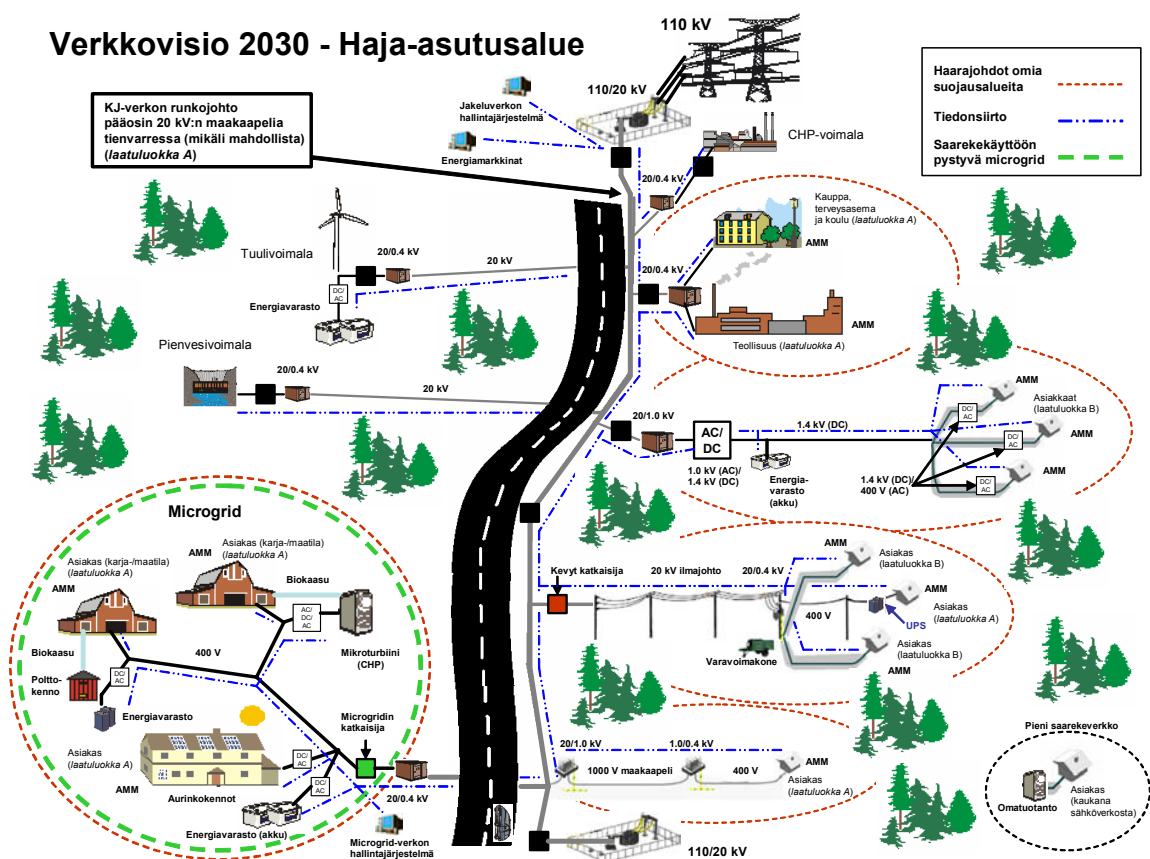
Hajautetut energiaressurit parantamaan verkon luotettavuutta ja sähkön laatua



Kuva 7.2. Hajautetut energiaressurit 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 uudenlaiseen toteuttamiseen ja keskijännitehaarojohtojen korvaamiseen 1 kV järjestelmän tavoin.

Kuvassa 7.3 kiteytetään edellä tarkasteltu haja-asutusalueen verkkovisio 2030.



Kuva 7.3. Haja-asutusalueen verkkovisio 2030.

7.3 Kaupunki- ja alueverkkojen visio

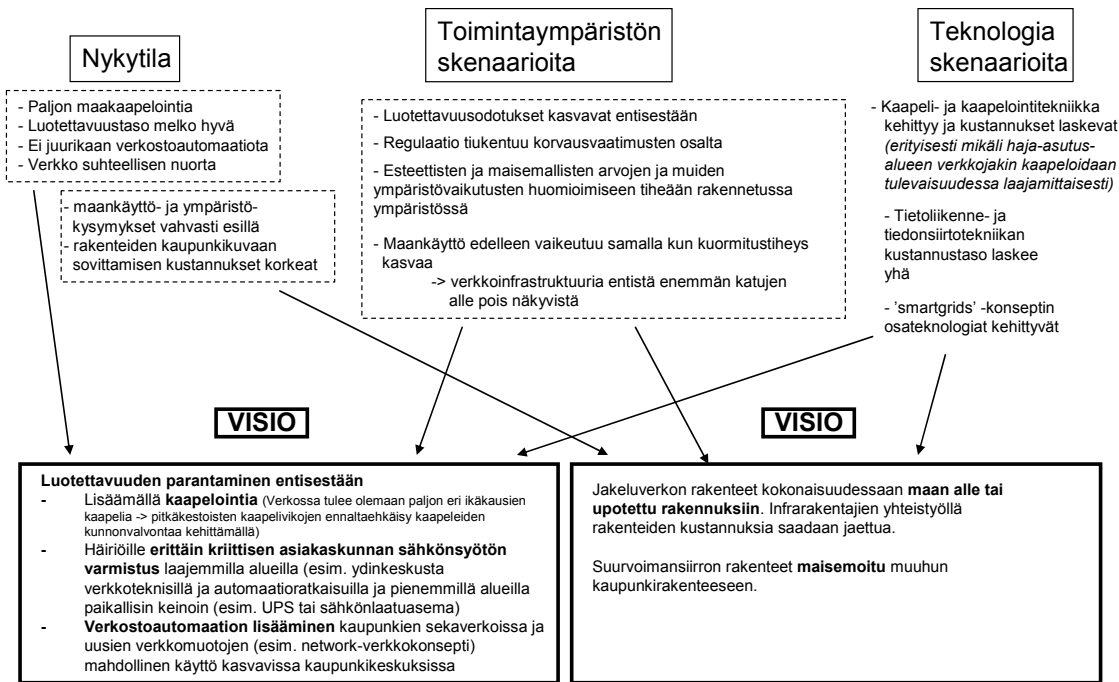
Kaupunki- ja alueverkoissa luotettavuuskysymykset ovat vähintäänkin yhtä kriittisiä kuin haja-asutusalueiden verkoissa, mutta ongelmia ei esiinny samassa mitassa kuin maaseutujen ilmajohtoverkoissa. Luotettavuusodotukset ovat kuitenkin edelleen kasvaneet, ja niihin vastaaminen edellyttää jatkuvaa kehittämistä. Luotettavuutta voidaan parantaa kaupunkien sekaverkoissa nopeasti lisäämällä verkostoautomaatiota. 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 tehoelektroniikalla, hajautetulla tuotannolla ja energiavarastoilla on merkitystä.

Alueverkot ovat olleet käyttövarmoja, mutta useaa sähköasemaa syöttävän 110 kV haara-johdon mahdollisen vikaantumisen aiheuttamia riskejä lienee syytä tarkastella samalla, kun suunnitellaan keskijänniteverkon puolelta tapahtuvaa sähköasemien varmentamista.

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 kehittää kunnonvalvontamenetelmiä.

Kuormituksen kasvu aiheuttaa sekä taajama- että alueverkoissa tarvetta vahvistaa verkkoja. Erityispiirteinä 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 kaavio kaupunkialueiden ratkaisuista. Kaavio sisältää esitettyjen ratkaisujen perustelut, jotka pohjautuvat nykytilan ja toimintaympäristön muutosten arviointiin.



Kuva 7.4. Kaupunkialueiden sähkönjakelun luotettavuuden parantaminen ja verkkorakenteiden sovittaminen kaupunkiympäristöön.

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

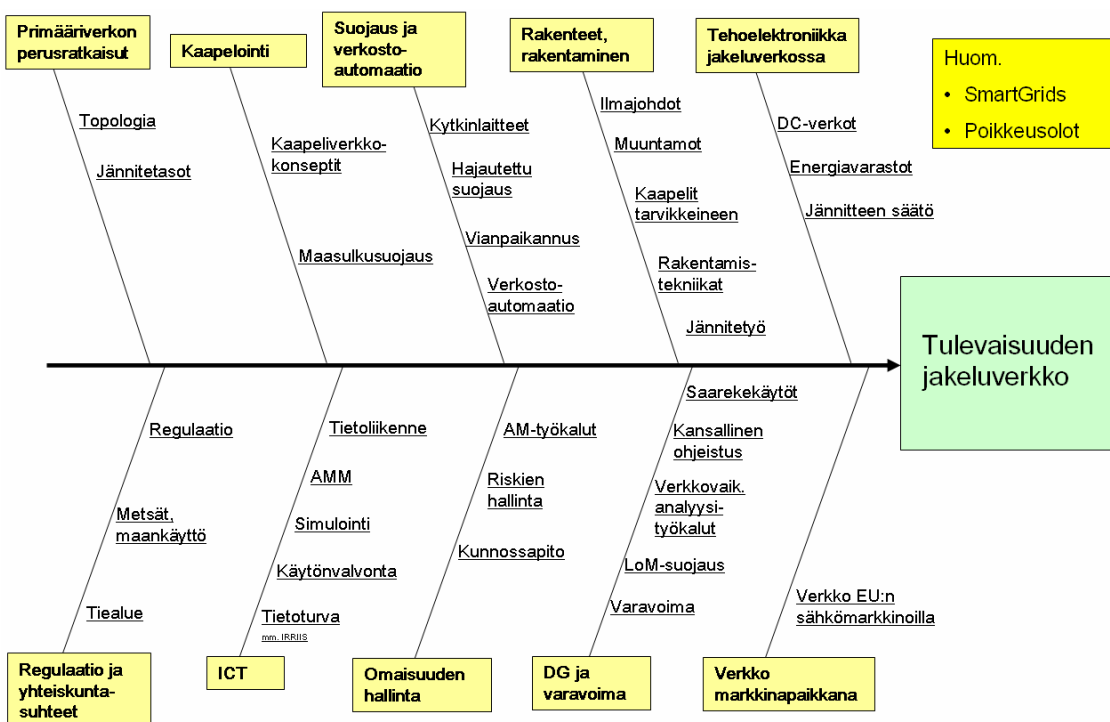
7.4 Kehitykseen vaikuttavia epävarmuustekijöitä

Verkkojen kehittämiseen vaikuttavissa tekijöissä voi tapahtua nopeita muutoksia. Eri-tyisen suuri merkitys on luonnollisesti regulaatiolla, verkkojen omistuksella ja omistajapolitiikalla. Verkkoyhtiöiden kannalta 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 hybridautoihin, samoin suprajohdettavien kaapeli- en 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 kaavio, jota voidaan käyttää runkona lähdetessä 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. 2006. *The Effect of Loop Reconfiguration and Single Phase Tripping on Distribution System Reliability*. Application Note.

[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. 2006. *IEC TC57. Tietoliikenteen standardointi*. Verkkovisio 2030, 18.5.2006. Espoo: TKK.

Asmuth, P., Verstege, J. F. 2005. *Optimal Network Structure for Distribution Systems with Microgrids*. Proceedings of the International Conference on Future Power Systems FPS 2005. Amsterdam, November 2005.

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

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

Energiamarkkinavirasto. 2005. *Verkkokomponentit ja indeksikorjatut yksikköhinnat vuodelle 2005*. Helsinki: Energiamarkkinavirasto.

Energiateollisuus. 2005. *Keskeytystilasto 2005*.

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

EPRI. 2006. P124.003 *Intelligent Universal Transformer*.

<http://www.epri.com/portfolio/product.aspx?id=1502>. (Viitattu 11.9.2006.)

Freeman, L. A., van Zandt, D. T., Powell, L. T. 2005. *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. CIREC 2005, Turin.

Göransson, U. 2006. *Ny förenklad distributionsteknik sänker totalkostnaderna*. Framtidens robusta och kostnadseffektiva elnät -seminaari, 17.1.2006 KTH/Tukholma

Hakola, T. 2005. *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. 2004. *Harmonisation of Fault and Interruption Data in the Nordic Countries*. Presentation, NORDAC 2004 Conference, Espoo, Finland, 22–23 August 2004.
- Kjølle, G. H. 2006. *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. 2005. *Haja-asutusalueiden sähköjakelujärjestelmien kehittäminen – erityisesti 1000 V jakelujännitteen käyttömahdollisuudet*. Väitöskirja. Lappeenranta: LTY.
- Lågland, H., Kauhaniemi, K. 2006 *Ulkomaiden verkkojen analyysi – Loppuraportti*. Vaasa: Vaasan yliopisto.
- 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. 2005a. *Sähköverkkoliiketoiminnan tulevaisuuden näkymiä – haasteita ja mahdollisuuksia 2010*. Tutkimusraportti. Lappeenranta: Lappeenrannan teknillinen yliopisto. 53 s. <http://www.ee.lut.fi/fi/lab/sahkomarkkina/tutkimus/Skenaarioraportti-2004.pdf>.
- 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. 2005b. *Palveluliiketoiminnan kehittymismahdollisuudet sähköverkkoliiketoiminnassa*. Tutkimusraportti. Lappeenranta: Lappeenrannan teknillinen yliopisto. 80 s.
- Partanen, J., Lakervi E. 2006. *Sähköjakelutekniikka*.
- Rabinowitz, M. 2000. *Power Systems of the Future, Parts I, II, III, IV*. IEEE Power Engineering Review, January, March, May, August 2000.
- Silvast, A., Heine, P., Lehtonen, M., Kivikko, K., Mäkinen, A., Järventausta, P. 2005. *Sähköjakelun keskeytyksestä aiheutuva haitta*. Raportti TKK-SVSJ-2. 175 s.
- Singh, B. 2005. *Reliability of supply in liberalised electricity markets: The Nordic electricity market*. Presentation made at the SNF-SESSA Conference, Bergen, March 3–4th, 2005.
- Spirae. 2006. <http://www.spirae.com/Smart-Grid.php>. (Viitattu 11.9.2006.)
- Viljainen, S. 2005. *Regulation design in the electricity distribution sector – theory and practice*. Väitöskirja. Lappeenranta: LTY.
- Willis, H. Lee. 2004. *Power distribution planning reference book*. New York: Marcel Dekker Inc. 1217 s.

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, väliraportti 1

Ulkomaiden verkkojen analyysi_valiraportti1_VY.pdf

Ulkomaiden verkkojen analyysi, väliraportti 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 muutosnäkyviä 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

Tekijät) Kumpulainen, Lauri, Laaksonen, Hannu, Komulainen, Risto, Martikainen, Antti, Lehtonen, Matti, Heine, Pirjo, Silvast, Antti, Imris, Peter, Partanen, Jarmo, Lassila, Jukka, Kaipia, Tero, Viljainen, Satu, Verho, Pekka, Järventausta, Pertti, Kivikko, Kimmo, Kauhaniemi, Kimmo, Lågland, Henry & Saaristo, Hannu			
Nimeke Verkkovisio 2030 Jakelu- ja alueverkkojen teknologiavisio			
Tiivistelmä Tutkimuksessa tavoiteltiin pitkän aikavälin visiota verkkojen teknologiasta lähivuosina tarpeellisten laajamittaisten muutostöiden ja tarvittavien T&K-hankkeiden pohjaksi. Hankkeessa tarkasteltiin lyhyesti verkkojen nykytilaa sekä luotiin skenaarioita toiminta-ympäristön 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 koh- tuukustannuksin. Ilmastonmuutoksen 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 sähkökäytön 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 rakenne- ratkaisut. Pitkällä aikavälillä hajautetun tuotannon mahdollistamien 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 power supply, power distribution networks, scenarios, development, failures, reliability, safety, vision, smart systems, cables			
ISBN 951-38-6830-3 (nid.) 951-38-6883-4 (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 Marraskuu 2006	Kieli Suomi, engl. tiiv.	Sivuja 89 s.	Hinta B
Projektin nimi Alue- ja jakeluverkkojen teknologiavisio 2030 (Verkkovisio)		Toimeksiantajat Tekes, ABB Oy, Ensto Sekko Oy, Fortum Sähkösiiro Oy, Helsingin Energia, Oy Merinova Ab, Suur-Savon Sähkö Oy, SVK-pooli, Energiateollisuus ry, Vaasan Sähkö- verkko Oy, Vattenfall Verkko Oy & VTT	
Yhteystiedot VTT PL 700, 65101 VAASA Puh. vaihde 020 722 111 Faksi 020 722 2959		Myynti VTT PL 1000, 02044 VTT Puh. 020 722 4404 Faksi 020 722 4374	

Authors Kumpulainen, Lauri, Laaksonen, Hannu, Komulainen, Risto, Martikainen, Antti, Lehtonen, Matti, Heine, Pirjo, Silvast, Antti, Imris, Peter, Partanen, Jarmo, Lassila, Jukka, Kaipia, Tero, Viljainen, Satu, Verho, Pekka, Järventausta, Pertti, Kivikko, Kimmo, Kauhaniemi, Kimmo, Lågland, Henry & Saaristo, Hannu			
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 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.			
Keywords power supply, power distribution networks, scenarios, development, failures, reliability, safety, vision, smart systems, cables			
ISBN 951-38-6830-3 (soft back ed.) 951-38-6883-4 (URL: http://www.vtt.fi/publications/index.jsp)			
Series title and ISSN VTT Tiedotteita – Research Notes 1235-0605 (soft back ed.) 1455-0865 (URL: http://www.vtt.fi/publications/index.jsp)			Project number 375-C5SU00993
Date November 2006	Language Finnish, English abstract	Pages 89 p.	Price B
Name of project Alue- ja jakeluverkkosten teknologiavisio 2030 (Verkkovisio)		Commissioned by Tekes, ABB Oy, Ensto Sekko Oy, Fortum Sähkösiirto Oy, Helsingin Energia, Oy Merinova Ab, Suur-Savon Sähkö Oy, SVK-pooli, Energiateollisuus ry, Vaasan Sähköverkko Oy, Vattenfall Verkko Oy & VTT Technical Research Centre of Finland	
Contact VTT Technical Research Centre of Finland P.O. Box 700, FI-65101 VAASA, Finland Phone internat. +358 20 722 111 Fax +358 20 722 2959		Sold by VTT Technical Research Centre of Finland P.O.Box 1000, FI-02044 VTT, Finland Phone internat. +358 20 722 4404 Fax +358 20 722 4374	

Riittävän laadukkaan sähkön saatavuus tulevaisuudessa on haaste, sillä sähköenergian yhteiskunnallinen rooli ja merkitys kuluttajille kasvavat. Lisäksi nykyinen jakeluverkko ikääntyy, joten sen uudistaminen ja kehittäminen tulevaisuuden tarpeisiin on keskeistä.

Sähkön jakeluverkkoyhtiöt yhdessä tutkimusosapuolten kanssa kuvaavat tässä julkaisussa jakeluverkkovision, joka ulottuu nykytilanteesta vuoteen 2030. Visio perustuu odotettavissa oleviin teknisiin ja toiminnallisiin mahdollisuuksiin ja konkreettisiin ratkaisuihin. Kehityssuuntien ja välittömien kehityskohteiden lisäksi visio luo lähtökohdan kehittää nykytilasta vision suuntaan tapahtuvaa kehityspolkua ja siihen liittyviä toimenpiteitä ja tutkimustehtäviä. Näin toimiala voi tehostaa ja ohjata yhteisiä panostuksia ja tutkimustoimintaa jakeluverkkojen ja liiketoiminnan kehittämiseksi vision mukaisiksi.

Tätä julkaisua myy
VTT
PL 1000
02044 VTT
Puh. 020 722 4404
Faksi 020 722 4374

Denna publikation säljs av
VTT
PB 1000
02044 VTT
Tel. 020 722 4404
Fax 020 722 4374

This publication is available from
VTT
P.O. Box 1000
FI-02044 VTT, Finland
Phone internat. + 358 20 722 4404
Fax + 358 20 722 4374
