



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO



LAPPEENRANNAN
TEKNILLINEN YLIOPISTO

Raportti, 24.11.2010

Nykyisen valvontamallin arviointi - suurhäiriöriski

Esipuhe

Tässä raportissa esitellään Energiamarkkinaviraston tilaaman tutkimusprojektin 'Nykyisen valvontamallin arviointi –suurhäiriöriski' keskeiset tulokset. Tutkimuksen toteuttajat ovat Tampereen teknillisen yliopiston (TTY) Sähköenergiatekniikan laitos ja Lappeenrannan teknillisen yliopiston (LTY) Sähkömarkkinalaboratorion tutkimusryhmä. Tutkimushenkilöstönä toimivat TTY:llä prof. Pekka Verho, DI Janne Strandén, dos. Veli-Pekka Nurmi, TkL Antti Mäkinen, prof. Pertti Järventausta ja tekn. kand. Olli Hagqvist sekä LTY:llä prof. Jarmo Partanen, TkT Jukka Lassila, DI Tero Kaipia ja TkT Samuli Honkapuro.

Haluamme kiittää Energiamarkkinavirastoa kiintoisasta tutkimusaiheesta ja projektin ohjauksesta. Kiitämme myös projektin puitteissa pidettyyn keskustelutilaisuuteen osallistuneita verkonhaltijoiden edustajia.

Tampereella marraskuussa 2010

Tekijät

Sisällysluettelo

Esipuhe	2
Sisällysluettelo	3
1 Johdanto	5
2 Koettujen suurhäiriöiden syitä ja seurauksia	6
2.1 Jakeluverkkotason suurhäiriöt.....	6
2.1.1 Pyry ja Janika.....	6
2.1.2 Gudrun ja Per.....	7
2.1.3 Kesän 2010 ukkosmyrskyt.....	7
2.2 Alueverkkotason suurhäiriöt.....	8
2.3 Kantaverkkotason suurhäiriöt	9
3 Suurhäiriöiden määrittely, luokittelu ja haitan arviointi	11
3.1 Suurhäiriön määritelmiä	11
3.2 Suurhäiriöiden luokittelu	12
3.2.1 Lyhykestoinen laaja häiriö kaupunkitaajamassa	13
3.2.2 Pitkä sähkökatko haja-asutusalueella	13
3.2.3 Pitkä sähkökatko maaseututaajamassa	13
3.2.4 Pitkä sähkökatko kaupunkitaajamassa.....	14
3.2.5 Yhteenveto luokittelusta.....	14
3.3 Sähkönjakelun suurhäiriöt ja yhteiskunnan elintärkeiden toimintojen turvaamisen strategia (YETTS).....	15
3.4 Suurhäiriöstä aiheutuvan haitan arviointi	16
4 Suurhäiriöriskin pienentämismahdollisuuksia	19
4.1 Verkkoyhtiö.....	19
4.1.1 Sähkönjakelun toimitusvarmuuskriteeristö.....	19
4.1.2 Verkkotekniset keinot pitkien katkojen vähentämiseksi.....	20
4.1.3 Organisaation kehittäminen	23
4.1.4 Laajamittaisen kaapeloinnin kustannukset	23
4.1.5 Laskuesimerkki johtolähdön saneeraamisesta	28
4.1.6 Varavoima	30
4.2 Sähkökäyttäjä.....	31
4.3 Yhteiskunta.....	32
4.4 Yhteenveto riskin pienentämisestä.....	32
5 Valvontamallin arviointi ja kehittäminen	33
5.1 Valvontamalli 2008-2011	33
5.1.1 Esimerkkilaskelmia suurhäiriön vaikutuksesta taloudelliseen valvontaan.....	34

5.2	Valvontamallin kehittämismahdollisuuksia.....	36
5.2.1	Keskeytyskustannusten vertailutason määrittely.....	37
5.2.2	Keskeytyskustannusleikkurin kasvattaminen tai poistaminen	41
5.2.3	Investointien kannustaminen	43
5.2.4	Muut kehittämistarpeet.....	44
6	Muita ehdotuksia suurhäiriöriskin pienentämiseksi	45
7	Yhteenveto	47
	Lähteet	48

1 Johdanto

Sähköllä ja siihen liittyvällä teknisellä sähkön tuotannon, siirron ja jakelun kattavalla järjestelmällä eli sähköhuollolla on keskeinen ja yhä kasvava rooli yhteiskunnassamme. Lähes kaikki yhteiskunnan toiminnot ovat hyvin riippuvaisia sähköstä. Sähkön laajamittainen ja/tai pitkäkestoinen puuttuminen vaikeuttaa merkittävästi ihmisten jokapäiväistä elämää ja lamauttaa yhteiskunnan toimintoja. Tämän vuoksi on tarpeen sekä yksilöiden että yhteiskunnan näkökulmasta pyrkiä välttämään laajoja ja/tai pitkäkestoisia sähkökatkoja.

Sähköverkkotoiminta on luonnollisessa monopoliasemassa olevaa liiketoimintaa, koska rinnakkaisten sähköjakelujärjestelmien rakentaminen ei ole teknis-taloudellisesti kannattavaa. Verkkoliiketoiminnan alueellinen monopoliasema on säädetty myös sähkömarkkina- laissa. Koska monopoliasemassa olevalla yhtiöllä ei ole avoimen kilpailun kaltaisia kannusteita hinnoittelun kohtuullisuuteen, palvelun laatuun tai toiminnan tehokkuuteen, tulee viranomaisen valvoa toimintaa. Valvontaa tarvitaan erityisesti asiakkaan näkökulmasta estämään monopoliaseman mahdollinen väärinkäyttö. Valvonnan tulee kuitenkin huomioida asiakkaiden, verkkoyhtiöiden ja niiden omistajien tarpeet tasapainoisesti. Asiakkaiden odotuksena on useimmiten kohtuullinen hinta ja riittävän hyvä laatu. Omistajat odottavat tuottoa sijoitetulle pääomalle, kun taas verkkoyhtiöiden näkökulmasta on tärkeää, että regulaatio turvaa yhtiön taloudelliset mahdollisuudet operoida ja kehittää jakeluverkkoa. Suomessa verkkoliiketoimintaa valvo- va viranomainen on Energiamarkkinavirasto.

Tässä dokumentissa raportoidun tutkimustyön on tavoitteena on tarkastella sähköhuollon suurhäiriöitä erityisesti jakeluverkkoliiketoiminnan valvonnan näkökulmasta. Tutkimusrapor- tin pääkohdat ovat:

- Suurhäiriöiden määrittely
- Verkkoyhtiön ja yhteiskunnan mahdollisuudet varautua suurhäiriöihin ja suojautua niiltä
- Nykyinen Suomessa sovellettava valvontamalli suurhäiriöiden näkökulmasta
- Ehdotukset valvontamallin kehittämiseksi suurhäiriöiden näkökulmasta

2 Koettujen suurhäiriöiden syitä ja seurauksia

Sähköverkoissa sattuneet suurhäiriöt voidaan ryhmitellä esimerkiksi jakelu-, alue- tai kantaverkoissa tapahtuneisiin. Toisaalta jako voidaan tehdä myös häiriön syyn perusteella epäsuotuisten sääolojen aiheuttamiin sekä muihin, kuten teknisiin vikoihin ja ihmisten omasta toiminnasta seuranneisiin tilanteisiin. Jakeluverkkojen suurhäiriöt ja viat yleensäkin johtuvat hyvin usein vaikeista sääoloista, kun taas alue- ja kantaverkkojen suurhäiriöihin syynä ovat koettujen häiriöiden perusteella ollut yleensä inhimilliset erheet tai tekniset viat.

Tässä luvussa esitellään muutamia esimerkkejä lähihistoriassa sattuneista suurhäiriötilanteista kuvailemalla lyhyesti syyt suurhäiriön syntymiselle sekä häiriöistä koituneita seurauksia yhteiskunnalle.

2.1 Jakeluverkkotason suurhäiriöt

2.1.1 *Pyry ja Janika*

Tunnetuimmat suurhäiriöt jakeluverkoissa Suomessa ovat olleet vuonna 2001 marraskuussa Pyryn ja Janikan päivien myrskyistä seuranneet pitkät sähkökatkot. Vaikka todellisuudessa Suomessa ei sisämaassa päästä tuulen myrskyrajoihin (21 m/s 10 minuutin keskituulen nopeutena), on yleisesti käytetty ja käytetään tässäkin raportissa ”myrsky” -termiä kuvaamaan vastaavanlaisia kovasta tuulesta johtuneita tapauksia. Pyryn päivänä keskituulen nopeudet olivat sisämaassa 14-18 m/s, kun ne Janikan päivänä olivat 14-20 m/s. Kuitenkin puuskittaisen tuulen vuoksi (jopa 30-50 m/s) erityisesti Janika aiheutti paljon puiden kaatumista. Pyryn päivänä vikoja aiheuttivat myös runsaat lumikuormat. (Forstén 2002; Ilmatieteen laitos)

Pyry Pohjanmaalla sekä Janika Pirkanmaalla, Hämeessä ja Itä-Hämeessä sekoittivat yhteiskunnan toiminnan kauttaaltaan. Pisimmät katkot kestivät yli viikon ja kaikkiaan sähkökatkokset koskivat yli 800 000 asiakasta. Yli viiden vuorokauden katkoksia oli noin 1 600 asiakkaalla. Myrskyt aiheuttivat noin 90 000 johdoille kaatunutta puuta, pien- ja keskijänniteverkkojen vikoja noin 30 000 ja nollajohtimien katkeamisia noin 10 000. Johtoja jouduttiin rakentamaan uudelleen 140 km ja myrskyjen aiheuttamat korjauskustannukset jakeluverkonhaltijoille olivat yli 10 miljoonaa euroa. (Forstén 2002)

Sisäasiainministeriö teetti myrskyjen jälkeen selvityksen niiden yhteiskunnallisista vaikutuksista. Selvitys antaa hyvän yleiskuvan aiheutuneista seurauksista. Sähkökatkojen seurauksena esille nousseita ongelmia olivat muun muassa: pelastustoimen ja verkonhaltijoiden kommunikointiongelmat (yhteyksien katkeaminen ja yhteystietojen puuttuminen); kiinteiden viestintäverkkojen, matkapuhelinverkkojen ja viranomaisradioverkon katkokset ja niiden seurannaisvaikutukset; vesihuollon ongelmat ja maatilojen ongelmat. Yleisesti ottaen suurimpana ongelmana tuolloin voidaan pitää eri toimijatahojen varautumattomuutta tämänkaltaisiin ongelmatilanteisiin. (Viitanen 2002)

Käytännön jälkiseuraamuksena vuoden 2001 suurhäiriöistä oli vakiokorvauskäytäntö. Maatilojen varavoimainvestoinneille maksettiin useiden vuosien ajan tukea, mikä oli seurausta vuoden 2001 suurhäiriöistä saaduista kokemuksista.

2.1.2 *Gudrun ja Per*

Vielä Pyryä ja Janikaa parempi esimerkki myrskyn aiheuttamasta sähköhuollon suurhäiriöstä ja sen yhteiskunnallisista seuraamuksista on 8. tammikuuta 2005 Etelä-Ruotsia koetellut talvimyrsky Gudrun, joka sekoitti totaalaisesti yhteiskunnan toiminnan. Ruotsissa korkein tuoloin mitattu keskituulen nopeus oli 33 m/s Hanössä. Myös muualla keskituulen nopeudet ylittivät 30 m/s puuskien ylittäessä 40 m/s. Pahimmillaan sähköt olivat poikki 730 000 asiakkaalta ja pisimmillään katkot kestivät jopa 45 vuorokautta. Myös alueverkot kärsivät vaurioita. Arvioiden mukaan verkonhaltijoille aiheutui myrskystä yhteensä noin 2 400 miljoonan Ruotsin kruunun korjauskustannukset (nykyisellä kurssilla noin 250 M€). Sähköttömyyden aiheuttamat ongelmat vastasivat Pyryn ja Janikan seurauksia Suomessa, tosin suuremmassa mittakaavassa. (Energimyndigheten 2007a; Energimyndigheten 2007b)

Gudrunin vaikutukset nähtiin myös Suomessa. Helsingissä meriveden pinta nousi ennätyskorkealle +1,51 metriin. Helsingissä merenpinnan alapuolella olevassa tunneliverkostossa sijaitsee suur- ja keskijännitekaapeleita sekä muutamia sähköasemia. Merenpinnan noustessa yli kahdella metrillä on vaarana, että vesi saavuttaa näiden energiatunneleiden suuaukot ja täyttää tunneliverkot. (Puolustusministeriö 2009)

Kaksi vuotta Gudrunin jälkeen tammikuun 14. päivänä 2007 toinen myrsky, Per, teki tuhojaan eteläisessä Ruotsissa. Useat samat kunnat kuin Gudrunissa kokivat myös Perin, jonka vaikutusalue oli kuitenkin hieman laajempi, mutta myrskytuhot muutoin pienemmät suurimman keskituulen nopeuden oltua 29 m/s. Noin 440 000 asiakasta koki sähkökatkoja pisimpien katkojen ollessa 10 vuorokautta. Verkkoyhtiöille aiheutuneet korjauskustannukset olivat arviolta 650 miljoonaa kruunua (noin 70 M€). Sähkökatkojen seuraamukset olivat vastaavanlaisia kuin Gudrunissa, mutta pienemmässä mittakaavassa. Tosin matkapuhelinverkon koettiin kokeneen vieläkin suurempia ongelmia kuin kaksi vuotta aikaisemmin, mikä vaikeutti huomattavasti viestintää muun muassa verkonkorjausorganisaation sisällä. (Energimyndigheten 2007b)

2.1.3 *Kesän 2010 ukkosmyrskyt*

Vuoden 2010 kesällä Suomessa koettiin sekä ennätyshelteitä että neljän voimakkaan ukkosmyrskyn sarja, joka osui varsin lyhyelle aikajaksolle heinä-elokuun taitteeseen. Ensimmäinen näistä oli Astan päivää (30.7.) edeltäneelle yölle osunut ukkosmyrsky, jonka vaikutukset koettiin erityisesti Etelä-Karjalasta Pohjanmaan ja Keski-Pohjanmaan maakuntiin ulottuneella vyöhykkeellä. Suurin mitattu tuulennopeus ukkospuuskassa oli 29 m/s. Ilmiönä myrsky oli samankaltainen kuin vuoden 2002 ukkosmyrsky Unton päivänä. Toinen myrskyistä sattui Veeran päivänä (4.8.), jolloin esiintyi runsasta salamointia ja syöksyvirtauksia. Tuhojälkien perusteella on arvioitu tuulen puuskien olleen yli 30 m/s. Voimakkainta ukkonen oli Pirkanmaalla, Keski-Suomessa, Pohjois-Savossa, Kainuussa, Koillismaalla ja kaakkoisrajan tuntumassa. Ilmatieteen laitos antoi ennen myrskyä kaksi viranomaistiedotetta erittäin voimakkaita ukkospuuskista kyseisille alueille. Myös Lahjan (7.8.) ja Sylvin (8.8.) päivien voimakkaita ukkospuuskista Ilmatieteen laitos varoitti useasti etukäteen viranomaistiedotteen muodossa. Lahja-myrsky esiintyi voimakkaimmin Pirkanmaan ja Keski-Suomen yli Kainuuseen kulke-

valla linjalla, kun Sylvin päivänä voimakkaita ukkosia oli erityisesti maan länsiosissa, Pohjois-Pohjanmaalla ja Etelä-Lapissa. (Ilmatieteen laitos)

Myrskyjen vaikutukset näkyivät metsätuhoina sekä sähköjen katkeamisena sadoilla tuhansilla asiakkailla. Verkonhaltijoiden verkkosivuillaan antamien tiedotteiden mukaan pisimmät koetut sähkökatkot olivat jopa kuukauden vakituisissa asuinkiinteistöissä ja vielä pidempiä vapaa-ajan asunnoissa. Yli viikon katkoja koettiin muun muassa Etelä-Karjalassa sekä Pohjois-Savossa Astan ja Veeran päivien myrskyjen aiheuttamien tuhojen vuoksi. Suurin mediassa esille noussut sähkökatkojen aiheuttama ongelma oli matkapuhelinverkon katkokset. Myös vesihuollossa ilmeni ongelmia, mutta uutisointien perusteella esimerkiksi maatilat selviytyivät nyt sähkökatkoista paremmin kuin vuonna 2001. Sylvi-myrsky aiheutti myös kantaverkkovian (110 kV), joka koski kuutta sähköasemaa ja 22 000 kuluttajaa. Koetut sähkökatkot olivat kaksi ja kolme tuntia (Fingrid 2010).

Onnettomuustutkintakeskus on päättänyt tutkia vuoden 2010 ukkosmyrskyjen tapahtumien kulun, syyt ja seuraukset sekä pelastustoimet. Tutkinnan tiedonhankinta toteutetaan yhteistyössä Energiamarkkinaviraston, Huoltovarmuuskeskuksen ja Turvatekniikan keskuksen selvitysten kanssa. (Onnettomuustutkintakeskus 2010; EMV 2010)

2.2 Alueverkkotason suurihäiriöt

Hyvä esimerkki alueverkkotason suurihäiriöstä on Helsingin alueella 23. elokuuta 2003 koettu laaja sähkökatko. Tilanne sai alkunsa inhimillistä erheestä Helsingin Energian sähköaseman 110 kV kojeiston huoltotöiden jälkeen, kun maadoituserotin jäi kiinni kaapeliyhteyksiä takaisin kytkettäessä. Syntyi kolmivaiheinen oikosulku kaapelivirtamuuntajan ja katkaisijan välillä. Suojausjärjestelmän olisi pitänyt erottaa vikapaikka nopeasti verkosta, mutta näin ei kuitenkaan tapahtunut, koska vika oli suojauksen katvealueella. Sen vuoksi kantaverkon suojareleet ehtivät havaita vian, ja yhteydet Helsingin Energian ja samalla Vantaan Energian, Keravan Energian sekä Etelä-Suomen Energian verkkoihin kytkettiin auki. Alue jäi omaksi saarekkeekseen. Kantaverkkoyhteyksien puuttuessa voimalaitokset eivät pystyneet säilyttämään verkon tehotasapainoa, joten jännite ja taajuus tippuivat ja loputkin voimalaitokset erosivat pian verkosta. Koko Helsinki ja osia lähikunnista jäi jännitteettömiksi. Sähköt palautettiin 110 kV verkkoon asema kerrallaan. Pisin asiakkaan kokema keskeytys kesti 71 minuuttia. (EMV 2004)

Uutisointien mukaan (esim. Helsingin Sanomat) häiriön yhteiskunnalliset seuraamukset olivat tavanomaisia kaupunkialueella sattuneille sähkökatkoille: hissejä jumiutui, hätäkeskuksen linjat tukkiutuivat, metro- ja raitiovaunuliikenne pysähtyi, automaattiset palohälyttimet tuottivat väärää hälytyksiä ja niin edelleen. Eräs mainitsemisen arvoinen sähkökatkon seuraus oli Yleisradion radiokanavien mykistyminen koko maassa. Tämä johtui varavoimajärjestelmän pettämisestä. Tilanne oli varsin ongelmallinen, sillä Yleisradiolla on tärkeä rooli yleensä juuri tämän kaltaisissa häiriötilanteissa annettavien viranomaistiedotteiden välittäjänä.

Energiamarkkinavirasto (EMV) ryhtyi omasta aloitteestaan selvittämään kyseistä tapausta ja totesi päätöksessään (EMV 2004), että vian aiheuttajan järjestelmästä erottamisen sekä vian

aiheuttaneen häiriön vaikutuksien osalta Helsingin Energian sähköverkko ei niin sanottujen katvealueiden vuoksi täyttänyt sähkömarkkinalain mukaista käyttövarmuuden yleisesti hyväksyttävää tasoa. Helsingin Energia ilmoitti suoritetuista tai suoritettavista parannustoimenpiteistä ja EMV katsoi ne riittäviksi kehittämisvelvoitteen noudattamiseksi. Myöhemmin Helsingin Energia ilmoitti esitetyt toimenpiteet suoritetuksi ja EMV totesi yhtiön korjanneen laiminlyöntinsä verkon käyttövarmuudessa (EMV 2006).

2.3 Kantaverkkotason suurhäiriöt

Maaillalla esiintyneet suurhäiriöt kantaverkoissa ovat noudattaneet usein samaa kaavaa. Yleensä verkon tila on ollut ennen häiriötä normaalista poikkeava esimerkiksi huoltotoimien vuoksi. Vika verkon komponentissa, suojauksen virheellinen toiminta ja inhimilliset erheet ovat sitten laukaisseet ketjureaktion, jonka seurauksena on syntynyt laaja-alainen suurhäiriö. Useimmiten kantaverkkojen häiriöt ovat olleet kestoltaan ”vain” useita tunteja, mutta aiheuttaneet sähkökatkon jopa kymmenille miljoonille sähkökäyttäjille. Tällaisesta suurhäiriöstä ovat hyviä esimerkkejä muun muassa vuoden 2003 sähkökatkot Pohjois-Amerikassa, Italiassa ja Ruotsissa/Tanskassa sekä vuoden 2006 laaja sähkökatkos Manner-Euroopassa, joka on tässä raportissa valittu esimerkkitapaukseksi.

Myöhään lauantai-iltana 4.11.2006 koki Manner-Eurooppa kestoltaan melko lyhyen, mutta sitäkin laaja-alaisemman sähkökatkon. Häiriö koettiin yli 15 miljoonassa kotitaloudessa ympäri Manner-Euroopan siirtoverkko-operaattoreiden liiton, UCTE:n (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) alueella. Tapahtumaketju sai alkunsa, kun risteilyalus Norwegian Pearl oli tarkoitus siirtää turvallisesti Ems-jokea pitkin Pohjanmerelle marraskuun 5. päivä. Tämä vaati erään 380 kV kaksoissiirtolinjan tekemistä jännitteettömäksi. Operaatiolle ei nähty olevan esteitä, vaikka ajankohtaa aikaistettiin alkuperäisestä kolmella tunnilla ja kommunikaatiokatkosten vuoksi laskelmat muun muassa N-1 kriteerin täyttymisestä jouduttiin suorittamaan nopeasti. Tiettyjen siirtolinjojen tosin tiedettiin tulevan olemaan raskaasti kuormitettuja.

Kun kyseessä ollut kaksoislinja kytkettiin jännitteettömäksi, muiden siirtolinjojen raskaasta kuormittumisesta tuli useita varoituksia. Lopulta erään johdon siirtokapasiteetti ylitettiin ja näin ollen vaadittiin nopeita toimenpiteitä operaattoreilta. Kokemusperäisiin arviointeihin perustuneet kytkentämuutokset kuitenkin osoittautuivat vääriksi ja syntyi ketjureaktio, jolloin useita siirtoyhteyksiä laukesi ylikuormituksen vuoksi jännitteettömäksi. Tämän seurauksena UCTE:n verkko jakautui kolmeen saarekkeeseen, joista kaksi kärsi tehovajeesta ja yksi ylituotannosta. Asiakkaiden kokemat sähkökatkot johtuivat läntisessä saarekkeessa alhaisen taajuuden vuoksi suoritetuista automaattisista ja manuaalisista kuormien irrottamisesta verkosta. Verkko saatiin synkronoitua yhtenäiseksi 38 minuutissa ja systeemi saavutti normaalin toimintatilansa alle kahdessa tunnissa. Näin ollen myös sähkökatkojen aiheuttamat vahingot jäivät varsin vähäisiksi, kuten aiheettomiin palo- ja murtohälytyksiin, hissien jumitumisiin, junien pysähtymiseen ja niin edelleen.

Manner-Euroopan suurhäiriön päällimmäisiksi syiksi nostettiin siirtoverkko-operaattoreiden tiedonvaihdon ja yhteistyön puutteellisuus sekä se, ettei N-1 kriteeriä täytetty. Se ettei N-1

kriteeri täyttynyt häiriön aikana, johtui siitä, etteivät operaattorien laskelmat ennen tilannetta olleet tarpeeksi kattavia. Tiedonvaihdon puutteita olivat muun muassa, ettei jännitteettömäksi tehdyn kaksoislinjan haltija (E. ON Netz) ilmoittanut operaation ajankohdan muutoksesta naapuriverkkoyhtiöille ajoissa ja se että operaattorit ympäri verkkoa alkoivat palauttaa katkenneita yhteyksiä itsenäisesti. Toisaalta hajautetusti ja ilman tarkkaa tilannekuvaa toteutettu saarekkeiden yhdistämisen ja uudelleensykrontointiprosessi toimi tuolloin hyvin ja normaali toimintatila saatiin palautettua todennäköisesti nopeammin kuin operaattoreiden välisen kommunikoinnin ja yhteistyön avulla. Kyseinen toimintamalli on kuitenkin varsin riskialtis. Ongelmia tilanteen aikana aiheutti myös jakeluverkkoihin kytkettyjen voimalaitosten automaattinen irtoaminen taajuuden laskettua ja kytkeytyminen takaisin verkkoon taajuuden palatua lähelle nimellistaajuutta. (UCTE 2007)

3 Suurhäiriöiden määrittely, luokittelu ja haitan arviointi

Sähkönjakelun suurhäiriöille ei ole täsmällistä määritelmää, mutta termiä mukailien voidaan häiriöt jakaa normaaleihin häiriöihin ja suurhäiriöihin. Normaalit sähkönjakeluhäiriöt tarkoittavat yksittäisiä vikoja, joiden seurauksena muutamat sadat tai tuhannet sähkökäyttäjät kokevat alle tunnin mittaisen katkon (kytkentäaika) ja mahdolliset muutamat kymmenet muutamia tunteja kestävä katkon (korjausaika). Jos vikoja sattuu esimerkiksi myrskyn seurauksena lyhyellä aikavälillä useita tai jos yksittäinen vika aiheuttaa usean sähköaseman laukeamisen verkosta, voidaan puhua suurhäiriöstä.

Tässä luvussa esitellään erilaisia suurhäiriöiden määrittelyjä, joiden pohjalta esitetään seurauslähtöinen tyyppiluokitus. Tämän jälkeen esitellään yhteiskunnan elintärkeiden toimintojen turvaamisen strategiaa sekä arvioidaan suurhäiriöistä aiheutuvia kustannuksia.

3.1 Suurhäiriön määritelmiä

Suurhäiriöille on esitetty useita erilaisia määritelmiä, jotka tyypillisesti katsovat asiaa verkkonhaltijan näkökulmasta. Lähde (IEEE 1998) määrittelee suurhäiriön seuraavasti:

Suurhäiriö (major event) on tapahtuma, jossa sähköjärjestelmän mitoitusrajoitukset ylittyvät ja jolle pätee seuraavat kohdat:

- a. *Laajoja vaurioita sähköverkolle*
- b. *Ennalta määritetty prosentuaalinen osuus verkon asiakkaista on samanaikaisesti sähköttö*
- c. *Sähkön palauttaminen kestää yli tietyn ajan.*

Esimerkkejä ovat äärimmäiset sääolosuhteet ja maanjäristykset.

Lähteessä (IEEE 2003) määrittely esitetään seuraavasti:

Suurhäiriö (major event) tarkoittaa tapahtumaa, joka ylittää kohtuulliset sähköjärjestelmän mitoitus- ja toimintarajat. Suurhäiriö sisältää ainakin yhden suurhäiriöpäivän (major event day, MED). Suurhäiriöpäivä on päivä, jolloin päivittäinen SAIDI ylittää viiden vuoden tilastojen avulla määritetyn raja-arvon T_{MED} . Päivittäistä SAIDI laskettaessa, vuorokauden vaihtumisen yli kestäneet häiriöt lasketaan sille päivälle, jolloin ne alkoivat. Suurhäiriöpäivät ovat tilastollisesti päiviä, jolloin sähköjärjestelmä kokema kuormitus on suurempaa kuin sen normaalisti odotetaan sietävän. Näin ollen suurhäiriöpäiviä tulisi tarkastella erillään muista tilastoista.

Suomessa sovellettavissa verkostosuosituksissa 'Sähköverkkoyhtiön toiminta suurhäiriössä' (Sener 2002) määrittely on tehty seuraavasti:

Ohjetta sovelletaan laajoissa useita johtolähtöjä tai yli 20 % asiakkaista koskevissa myrsky-, ukkos-, lumikuorma- yms. vastaavissa häiriöissä.

Edellistä mukailien TTY:n ja LTY:n tutkijat ovat vuonna raportissa (Järventausta et al. 2005) esittäneet määritelmän seuraavasti:

Suurhäiriö on tilanne, jossa yli 20 % yhtiön asiakkaista on ilman sähköä tai jossa 110 kV johto tai 110/20 kV (110/10 kV) sähköasema tai päämuuntaja vikaantuu pitkäaikaisesti (useita tunteja).

Raportissa (Partanen et al. 2006) on esitetty suurhäiriöiden luokittelu niiden todennäköisyyden mukaan:

Suurhäiriöt voidaan jakaa kolmeen luokkaan niiden tuhojen suuruuden mukaan. Luokan I suurhäiriön esiintymistajuus on kerran viidessä vuodessa ja se aiheuttaa kokonaisuudessaan noin 48 tunnin keskeytyksen sähkönjakelussa. Häiriö kattaa mahdollisesti vain osan tietyn jakeluverkon alueesta. Luokan II suurhäiriöitä esiintyy kerran 20 vuodessa ja se aiheuttaa noin 120 tunnin sähkökatkon. Vaikutusalue yletty useamman verkkoyhtiön alueelle. Luokan III suurhäiriö on vikamäärältään neljä kertaa luokan II tasoinen. Sen esiintymistajuus on kerran sadassa vuodessa ja korjaustyöt kestävät vähintään kaksi viikkoa. Luokan III suurhäiriö on maanlaajuinen. Tällainen jaottelu pätee lähinnä juuri sääilmiöiden aiheuttamiin suurhäiriötilanteisiin.

Kaikki edellä olleet ovat verkkolähtöisiä ja numeerisia määritelmiä, jotka eivät välttämättä kuvaa parhaalla mahdollisella tavalla yhteiskunnallista tilannetta, joka suurhäiriöistä aiheutuu. Koska eri verkonhaltioiden verkon laajuudessa on huomattavia eroja, eivät tämän kaltaiset määritelmät anna oikeata kuvaa suurhäiriön seurauksista. TTY:n ja VTT:n välisenä yhteistyönä käynnissä olevassa projektissa 'Sähköhuollon suurhäiriöiden riskianalyysi- ja hallintamenetelmien kehittäminen' on tehty uudenlainen määrittely, joka lähtee seurauksista eikä verkosta:

Sähköhuollon suurhäiriö on pitkäkestoinen ja/tai laaja sähkökatko, jonka seurauksena pelastuslaitoksen ja yhden tai useamman muun julkisen toimijan (kunta, poliisi jne.) on tarve ryhtyä jakeluverkonhaltijan lisäksi toimenpiteisiin vähentääkseen häiriöstä aiheutuvia vakavia henkilö- ja omaisuusvahinkoja.

Tältä pohjalta seuraavassa luvussa esitetään suurhäiriöiden luokittelu, jonka lähtökohtana on yhteiskunnalliset seuraukset eikä verkonhaltijan numeerinen käsitteistö.

3.2 Suurhäiriöiden luokittelu

Aiemmin koettujen suurhäiriöiden tyypilliset välittömät seuraukset voidaan karkeasti jakaa kahteen luokkaan: pitkä katko haja-asutusalueella ja lyhyehkö mutta laaja katko kaupunkialueella. Haja-asutusalueella pitkän katkon tyyppitapaukseksi voidaan luonnehtia tilannetta, jossa tuhansilla sähkökäyttäjillä on yli puolen vuorokauden keskeytys ja sadoilla jopa useita vuorokausia. Kaupunkialueella tyyppitapaus tarkoittaa usean sähköaseman samanaikaista sähköttömyyttä muutamien kymmenien minuuttien ajan. Epätyypillisiä tapauksia ovat pitkät katkot taajama-alueilla, joskin näitäkin sattui esimerkiksi kesän 2010 aikana. Kaupunkitaajamissa pitkät sähkökatkot ovat (Suomessa) erittäin harvinaisia. Edellä kuvatun luokittelun pohjalta voidaan arvioida myös suurhäiriöiden välillisiä seurauksia

3.2.1 Lyhytkestoinen laaja häiriö kaupunkitaajamassa

Lyhyt katko kaupunkitaajamassa aiheuttaa tyypillisesti yhteiskunnan toiminnan hetkellisen lamaantumisen. Liike-elämä, teollisuus ja julkiset palvelut pysähtyvät suurelta osin. Varavoiman, UPS-laitteiden ja turvavalaistuksen avulla ylläpidetään kaikkein kriittisimpiä toimintoja ja turvallisuutta, mutta suurin osa toiminnoista pysähtyy. Myös sähköön perustuva joukkoliikenne (raitiovaunut, metro ja junat) pysähtyy. Hätäkeskus ruuhkautuu ja pelastustoimelle tulee suuri määrä tehtäviä ihmisten pelastamiseksi pysähtyneistä hisseistä sekä automaattisten (useimmiten turhien) palohälytysten johdosta. Myös poliisia tarvitaan turvallisuuden varmistamiseksi. Tyypitapauksessa katko kestää joitakin kymmeniä minutteja, mikä tarkoittaa sitä, että toiminnot palautuvat varsin nopeasi normaaleiksi ja suurin osa haitasta voidaan nähdä harmina.

3.2.2 Pitkä sähkökatko haja-asutusalueella

Pitkä sähkökatko haja-asutusalueella on tyypillisin suurhäiriötapaus. Maatalouksissa, erityisesti eläintiloilla, on elintärkeää turvata toiminta sähkökatkon aikana, joten ne ovat nykyisin tyypillisesti hyvin varautuneita myös pitkäkestoiseen katkoon. Ongelmia saattaa syntyä erittäin pitkäkestoisessa keskeytyksessä esimerkiksi varavoimakoneen huoltotarpeiden ja polttoainehuollon vuoksi. Omakotiasukkaiden kohdalla ongelmat liittyvät kylmälaitteiden lämpenemiseen sekä lämmitykseen. Erityisen suuri riski on lämmitysjärjestelmän jäätyminen, jos katko sattuu talvipakkasten aikana. Pitkä sähkökatko aiheuttaa merkittävästi lisää vaivaa ja tyypillisesti myös naapuriavun turvin tilanteesta selvittää.

Laaja-alaisessa ja pitkäkestoisessa haja-asutusalueen sähkökatkossa tyypillinen seuraus on matkapuhelinverkon toiminnan keskeytyminen. Matkapuhelinverkon tukiasemat ovat tyypillisesti varmennettu akuston avulla vain muutaman tunnin sähkökatkon varalta. Matkapuhelinverkon toiminnan keskeytyminen saattaa vaikeuttaa sähköverkon korjaustoiminnan hallintaa, mutta yksittäisten kansalaisten näkökulmasta keskeisin ongelma on viestiyhteyden puute ja siitä aiheutuva turvattomuus.

Erityistapauksena voidaan nähdä sähköstä riippuvaiset erikoissairaanhoidon potilaat (dialyysi, hengityskone) sekä turvapuhelimilla varustetut kotisairaanhoidon asiakkaat, joiden kohdalla sähkökatko edellyttää erityistoimia julkisilta toimijoilta.

Pitkä sähkökatko haja-asutusalueella saattaa aiheuttaa myös ympäristöpäästöjä jäteveden ylivuodon takia, koska haja-asutusalueilla on yhä enemmän pitkiäkin sähköstä riippuvia siirtoviemäriinjoja taajamien välillä.

3.2.3 Pitkä sähkökatko maaseututaajamassa

Muutamia tunteja kestävä sähkökatko maaseututaajamissa häiritsee paikallisesti yhteiskunnan toimintaa. Yksityiset ja julkiset palvelut keskeytyvät ja vähäisiä ongelmia saattaa olla myös asumisessa. Tyypitapauksessa katko kestää joitakin tunteja, mikä tarkoittaa sitä, että toiminnot palautuvat varsin nopeasi normaaleiksi ja suurin osa haitasta voidaan nähdä harmina. Yksittäisenä tapauksena tällainen tilanne ei ole suurhäiriö, mutta alueverkkovian tai myrskyn seurauksena tällainen tilanne voi tulla samaan aikaan useampaan taajamaan, minkä seurauk-

sena syntyy ruuhkaa hätäkeskuksiin. Tällaisessa tilanteessa resurssit eivät välttämättä riitä häiriön korjaamiseen, jolloin tilanne kehittyy suurhäiriöksi.

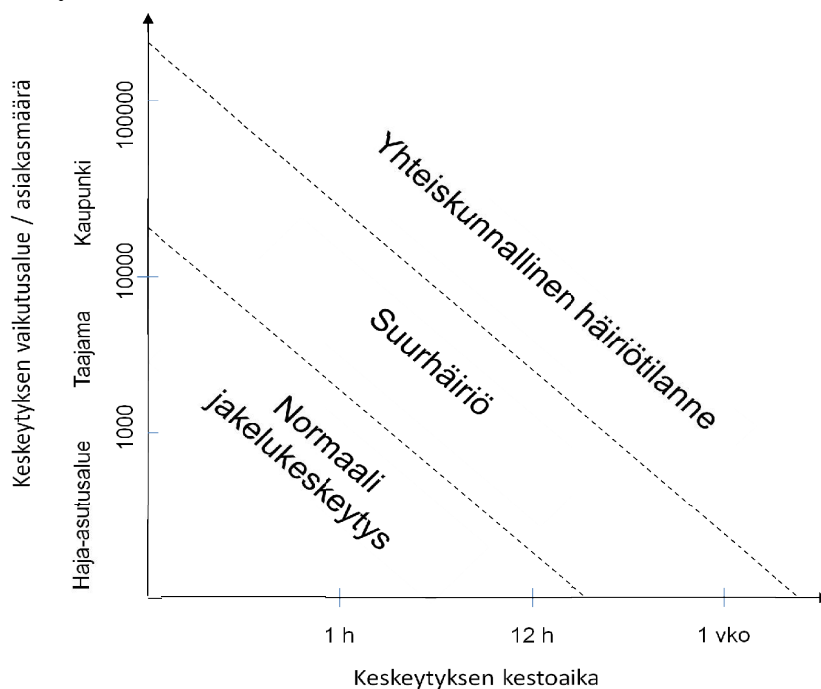
Pitkä katko maaseututaajamassa on epätyypillinen tilanne, mutta esimerkiksi kesän 2010 myrkyissä muutamat kuntakeskukset olivat kokonaan sähköttä jopa yli 12 tunnin ajan ja muutamam osittain useita vuorokausia. Seurauksena taajama-alueen pitkstä sähkökatkosta on yhteiskunnan toiminnan alueellinen lamaantuminen. Taajamiin on keskitetty päivittäispalvelut, joiden puuttuminen aiheuttaa merkittävää haittaa alueen asukkaille, myös haja-asutusalueella asuville. Näitä palveluja ovat esimerkiksi kaupat ja pankit, mutta myös terveydenhoito, vanhustenhoito, päivähoito ja koulut. Myös vesihuolto on osittain sähköstä riippuvaa eli sähkökatkosta voi seurata myös katkos veden jakelussa. Yhteiskunnan toiminnan ylläpito paikallisella tasolla on suurelta osin kunnan vastuulla, mikä edellyttää poikkeustoimiin ryhtymistä. Koska poikkeustoimienkin johtaminen tehdään ilman julkista sähköjakelua, voidaan tällaisen tilanteen katsoa olevan yhteiskunnallinen poikkeustilanne.

3.2.4 Pitkä sähkökatko kaupunkitaajamassa

Pitkä katko kaupunkitaajamassa sisältää pääosin kaikki edellä mainitut ongelmat. Tällainen tilanne olisi vakava yhteiskunnallinen häiriötilanne. Tällainen tapahtuma edellyttäisi käytännössä laajaa kaupunkiyhtiön siirtoverkon tai kantaverkon häiriötä. Tällaisten vikojen todennäköisyys on erittäin pieni ja riskin hallinta suurten kaupunkiyhtiöiden ja kantaverkkoyhtiön jokapäiväistä toimintaa.

3.2.5 Yhteenvedo luokittelusta

Edellä kuvattu luokittelu on tiivistetysti esitetty kuvassa 3.1, joka havainnollistaa suurhäiriön aika ja laajuusriippuvuutta. Kuva on kuitenkin tulkittava lähinnä suuntaa-antavana eikä täsmällisenä määrittelynä.



Kuva 3.1. Häiriökeskeytyksen vakavuuden riippuvuus keskeytyksen kestoajasta ja laajuudesta

3.3 Sähkönjakelun suurhäiriöt ja yhteiskunnan elintärkeiden toimintojen turvaamisen strategia (YETTS)

Koska yhteiskunnan on kyettävä turvaamaan elintärkeät toiminnot kaikissa tilanteissa, on Suomessa kiinnitetty asiaan erityishuomiota laatimalla valtioneuvoston periaatepäätös ”Yhteiskunnan elintärkeiden toimintojen turvaamisen strategia” (YETTS). Kansainvälisesti tarkastellen periaatepäätös on melko ainutlaatuinen. Ensimmäinen versio suomalaisesta YETTS-strategiasta on julkaistu marraskuussa 2003 (YETTS 2003) ja viimeisin marraskuussa 2006 (YETTS 2006). Asiakirjaa ollaan parhaillaan päivittämässä tavoitteena saada uusi versio vielä vuoden 2010 puolella.

Strategiassa määritetään ajankohtaiset uhkamallit ja ne toimintokokonaisuudet, joiden toiminta pyritään turvaamaan kaikissa oloissa. Talouden ja infrastruktuurin toimivuus, mukaan lukien energiainfrastruktuuri, on yksi näistä. Muut yhteiskunnan elintärkeiden toimintojen osakokonaisuudet ovat valtion johtaminen, kansainvälinen toiminta, valtakunnan sotilaallinen puolustaminen, sisäisen turvallisuuden ylläpitäminen, väestön toimeentuloturva ja toimintakyky sekä henkinen kriisinkestävyys. Uhkamallien osalla sähköisen infrastruktuurin häiriintyminen mainitaan ensimmäisenä.

Strategian mukaan varautumisessa korostetaan varsinkin normaalioloissa toteutettujen järjestelyjen ja toimenpiteiden merkitystä. Erityisesti elintärkeiden toimintojen johtamiseen ja ohjaamiseen tarvittavat sähköisen viestinnän ja tietoliikenteen sekä energiahuollon järjestelmät on suojattava ja varmennettava jo normaalioloissa kestäväksi myös erilaisten häiriötilanteiden ja poikkeusolojen vaatimukset.

Strategiassa on määritetty kehittämisen painopistealueet lähivuosille. Uusimmassa strategiassa yhdeksi viidestä painopistealueesta on määritetty energian toimitusvarmuuden parantaminen. Sen nostamista kehittämistavoitteiden kärkeen perustellaan kasvavalla teknologiariippuvuudella ja sillä, että energian toimitusvarmuus on perusedellytys tietoyhteiskunnan järjestelmien toiminnalle.

Keskeinen osa energian toimitusvarmuuden kehittämisestä kohdistuu sähköhuollon varmistamiseen liittyviin toimenpiteisiin: turvataan riittävä kotimaisten polttoaineiden tuotanto, huolehditaan tuontipolttoaineiden varmuusvarastoinnista sekä kehitetään jakelun toimintavarmuutta tarvittaessa lainsäädännöllisillä toimenpiteillä. Energiaverkkojen, erityisesti sähkönjakelun toimivuudelta edellytetään energiaintensiivisessä yhteiskunnassa jatkuvasti parempaa laatua. Lisääntyvän energiariippuvuuden vuoksi muun muassa laaja häiriö taajama-alueiden sähkösaannissa lamauttaisi käytännössä yhteiskunnan normaalin toiminnan. Strategian mukaan tärkeää on panostaa sähkön siirto- ja jakelujärjestelmien toimintavarmuuden ja laadun parantamiseen sekä kehittää sähkönjakeluyritysten varautumista jakeluhäiriöihin ja niistä toipumiseen.

YETTS:n mukaan sää on tyypillisin syy sähkökatkoksiin Suomessa. Yhteiskunnan toimivuudelle vakavampi sähköhuollon suurhäiriö, kantaverkon kaatuminen, on mahdollista ilman myrskyjen tai tuhoitoiden vaikutusta pelkästään usean ketjuuntuvan häiriön seurauksena. Sähköverkot ovat tärkeä kohde mahdolliselle terrorismin kaltaiselle rikollisuudelle tai viime kä-

dessä sotilaalliselle vaikuttamiselle. Sähköverkkojen ohjaus ja valvontajärjestelmät ovat suurelta osin tietoliikenteen varassa, joten ongelmat yhdessä näistä synnyttävät ongelmia myös muissa. Teletoiminnan sähkönsaannin turvaamisessa ovat keskeisiä tekijöitä myös käytettävissä olevat henkilöresurssit sekä yhteistoiminnan valmistelut muun muassa sähköverkkoyhtiöiden kanssa.

Myös Euroopan Unionin tasolla kiinnitetään asiaan huomiota. Energiaturvallisuutta käsitellään tuoreessa EU:n turvallisuusstrategiassa (EU 2009). Sen käsittelyn pääpaino on energiariippuvuudessa ja maan rajat ylittävissä energiaverkoissa. EU:ssa valmistellaan paraikaa ohjelmaa Euroopan elintärkeiden toimintojen turvaamiseksi estämään ja minimoimaan niihin kohdistuvista häiriöistä tai toimimattomuudesta aiheutuvia haittoja. EU:lla on kriittisen infrastruktuurin suojaamiseen tähtäävä direktiivi (2008/114/EY), jonka tarkoituksena on turvata ne infrastruktuurit, jotka palvelevat kahta tai useampaa unionin jäsenmaata. Direktiivin tavoitteena on lisäksi sopia menettelytavoista, miten elintärkeät infrastruktuurit tunnistetaan.

YETT-strategiassa sähköverkkojen ja niiden mahdollisten suurhäiriöiden merkitystä korostetaan siksi, että sähköllä on erittäin keskeinen merkitys muiden elintärkeiden toimintojen mahdollistajana. Sähköinfrastruktuurista mukaan lukien sähköjakeluverkot, on muodostunut muille toiminnoille välttämätön perusinfrastruktuuri. Tällöin sähköenergiajärjestelmän rakentamisen ja käynnissäpidon suunnittelun osana toteutettava käyttövarmuussuunnittelu saa uuden piirteen. Tavanomaisesti etsittävä investointi- ja käyttökustannusten optimi suhteessa häiriökustannuksiin menettää merkitystään, kun järjestelmän toimivuudella on itseisarvoinen merkitys muille toiminnoille.

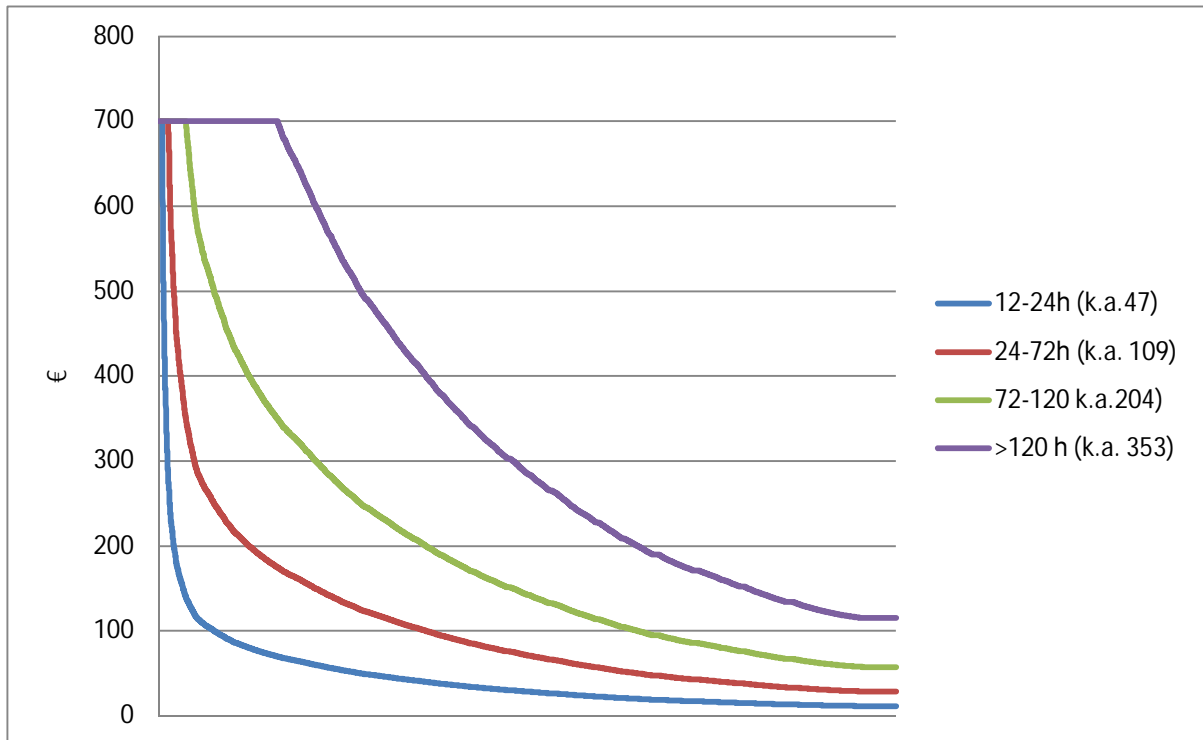
Koska sähköllä on niin keskeinen merkitys muille yhteiskunnan toiminnoille, ei varautumista laajoihin sähkökatkoihin voi säilyttää pelkästään sähköenergiajärjestelmää ylläpitävien organisaatioiden vastuulle. Sähkökriittistä toimintaa harjoittavien asiakkaiden omat varautumistoimet ovat tärkeä osa kokonaisuuden hallintaa. Laajoista sähkökatkoista aiheutuvien vahinkojen ja haittojen nykyistä parempi tuntemus on oleellista pohdittaessa ohjaustarvetta sekä ohjaussuuntia ja -tapoja.

3.4 Suurhäiriöstä aiheutuvan haitan arviointi

Edellisessä kappaleessa todettiin, että perinteinen, keskeytyskustannukset huomioiva kokonaisoptimointi menettää merkitystään, kun toiminnolla on itseisarvoinen merkitys. Tästä huolimatta suurhäiriöiden vaikutuksia voidaan kuitenkin arvioida myös taloudellisesti.

Verkonhaltijalle suurhäiriöt merkitsevät taloudellisia menetyksiä ja kasvanutta turvallisuusriskiä. Suurhäiriöt saattavat haitata myös imagoa. Suoria taloudellisia menetyksiä ovat vikojen korjauksesta ja asiakkaille maksettavista vakiokorvauksista aiheutuvat kustannukset. Välillisesti liiketoimintaan vaikuttavat myös kasvavat keskeytyskustannukset, jotka kasvattavat aikaistua tulosta vieden sen lähemmäksi kohtuullista tuottoa tai jopa sen yli. Kasvava turvallisuusriski liittyy vaikeissa oloissa työskennellessä työturvallisuuteen, mutta myös sähköturvallisuusriski kasvaa esimerkiksi nollavikojen vuoksi.

Yksi elementti suurhäiriöihin liittyvistä kustannuksista on vakiokorvaus, jonka verkonhaltija on velvollinen maksamaan asiakkailleen yli 12 tunnin mittaisesta verkkopalvelun keskeytyksestä. Kuvassa 3.2 on esitetty erään verkonhaltijan aineistolla vakiokorvausten jakauma ja keskiarvo eri katkon pituuksilla.



Kuva 3.2. Vakiokorvausten jakauma erään verkonhaltijan tapauksessa. Vaaka-akselilla ovat kaikki asiakkaat ja pystyakselilla vakiokorvaus eri suuruisilla keskeytysajoilla

Tämän aineiston perusteella vakiokorvaukset ovat siis todellisuudessa keskimäärin varsin pieniä.

Tarkastellaan aluetta, jossa on 5 000 sähkökäyttäjää, joiden keskiteho on 1 kW. Yhden vuorokauden keskeytyksestä aiheutuva haitta (KAH) on $5000 \cdot 24 \text{h} \cdot 1 \text{kW} \cdot 11 \text{€kWh} = 1,32 \text{ M€}$. Vakiokorvaukset (oletetaan että 24 h raja ylittyy) on 25 % vuotuisesta verkkopalvelumaksusta (keskimäärin 100 €) on $5000 \cdot 100 = 500\,000 \text{ €}$

Samalla alueella viikon keskeytyskustannus olisi 9,24 M€ ja vakiokorvaukset 1,75 M€. KAH-arvo on selvästi suurempi kuin vakiokorvaus, mutta todellisuudessa nykyisen valvontamallin mukaisesti sen liiketoiminnallinen vaikutus on korkeintaan 10 % kohtuullisesta tuotosta. Eritään pitkien katkojen tapauksessa nykyisin sovellettavat kustannusmallit eivät siis vastaa/kuvaa parhaalla mahdollisella tavalla keskeytyksestä aiheutuvaa haittaa, etenkin todellisten liiketoimintavaikutuksen osalta.

Korjauskustannusten voidaan arvioida olevan vuorokauden katkon tapauksessa 500 000 € ja viikon katkossa 3 M€ eli samaa suuruusluokkaa kuin vakiokorvaukset.

Pitkän sähkökatkon aiheuttamaa kustannusvaikutusta voidaan tarkastella myös palveluiden (muiden kuin sähkön) saamattomuuden näkökulmasta. Toimittamatta jääneen palvelun arvottaminen asiakkaan kokeman haitan näkökulmasta on sähköhuollossa perinteinen ajattelutapa, joka ei muilla toimialoilla ole kovinkaan tyypillinen. Toimittamatta jääneen sähkön arvo on suuruusluokaltaan satakertainen toimitettuun verrattuna mikä on huomattavan suuri ero ja osoittaa miten elintärkeästä hyödykkeestä sähkössä on kyse. Muilla toimialoilla ei tyypillisesti arvioida haitta-arvoa, jonka asiakas kokee kun palvelua ei ole saatavilla kun sitä haluttaisiin. Tätä palvelun saamattomuuden arvostusta ei myöskään (ainakaan täysimääräisesti) ole huomioitu KAH-arvojen määrittämisessä: Teollisuusasiakkaalle sähkökatko merkitsee tuotannonmenetystä ja palveluntarjoajalle myynnin menetystä. Palveluiden osalta KAH-arvo ei siis lähtökohtaisesti sisällä sitä haittaa, jonka kansalainen kokee kun ei sähkökatkon vuoksi saa palvelua jota odottaisi.

Arvo ei välttämättä ole satakertainen, kuten sähkön tapauksessa, mutta saattaa olla moninkertainen. Yksittäisen kansalaisen näkökulmasta sähkökatkosta aiheutuva haitta voidaan siis jakaa kahteen osaan: Oman liittymän katkosta aiheutuvaan haittaan sekä haittaan, joka aiheutuu sähkökatkon vuoksi saamatta jääneistä palveluista. Nämä välilliset haitat voidaan edelleen jakaa kahteen osaan: Kotona kohdattaviin kuten tietoliikenteen ja veden saamattomuus sekä muualla saataviin. Näitä muualla saatavia palveluita ovat päivittäispalvelut, jotka sijaitsevat tyypillisesti taajamissa. Tällä tavalla ajateltuna taajamien priorisointi on myös haja-asutusalueen näkökulmasta palveluiden saatavuutta parantavaa.

Jos edellä olleessa esimerkkitapauksessa oletetaan, että sähkökatkon piirissä on 50 (määrä lienee ylimitoitettu) matkapuhelinverkon tukiasemaa, joiden sähköttömyydestä johtuen alueella on 10 000 kansalaista ilman matkapuhelinpalvelua varasyöttökapasiteetin loputtua. Tukiasemien KAH-arvo (keskiteho 1 kW) on vuorokaudessa 13,2 k€ ja viikossa 92,4 k€. Tämä vastaa varsin hyvin operaattorin saamatta jääneitä puhelinmaksuja, jos oletetaan keskimääräisen kansalaisen puhelinlasku olevan vuorokaudessa 1 €. Tilanne muuttuu, jos saamatta jääneen palvelun arvoa kansalaisten näkökulmasta arvioitaisiin sähkön tapaan. Tämä arvo voitaisiin arvioida oleva 10-100 -kertainen saatuun palveluun nähden. Toimialalla on käytössä 15 € korvaus alkavalta viikolta, jos puhelin on pois käytöstä esimerkiksi operaattorin vaihdosta aiheutuvan viiveen vuoksi tai jos palvelun toimitus keskeytyy virheen vuoksi (VML 2003). Sähkökatkotapauksista aiheutuvaa palvelun keskeytymistä nämä korvaukset eivät mitään ilmeisimmin koske. Erityisesti sähköttömyystilanteessa palvelun saamattomuudella voidaan olettaa olevan suuri arvo. Jos puhelimen KAH-arvo on kymmenkertainen saatuun palveluun nähden, vuorokauden kustannus on $10 \cdot 10000 \cdot 1 \text{€}$ eli 100 k€ ja viikon kustannus 700 k€. Vastaavasti satakertaisilla KAH-arvoilla kustannukset ovat 1 M€ ja 7 M€ eli samaa suuruusluokkaa kuin sähkön KAH-arvo. Vastaavia tarkasteluja voitaisiin tehdä esimerkiksi vedenjakelun katkeamisesta.

Sähkökatkon vuoksi voi aiheutua myös suunnittelematonta työstä poissaoloa, joka esimerkiksi 1000 hengen tapauksessa voisi olla miljoonan euron arvoinen menetys. Äärimmäisenä esimerkkinä viikon mittaisen katkon seurauksesta talvelle voisi olla 2000 talouden lämmitysjärjestelmän jäätyminen joka kustannusvaikutukseltaan voisi olla arviolta 20 M€

4 Suurhäiriöriskin pienentämismahdollisuuksia

Tässä luvussa tarkastellaan suurhäiriöriskin pienentämismahdollisuuksia eri osapuolten näkökulmasta.

4.1 Verkkoyhtiö

Verkkoyhtiöt voivat hallita suurhäiriöriskiä kehittämällä organisaatioitaan ja verkkojaan. Useimmissa tapauksissa suurhäiriöriskin merkittävä pienentäminen voi tapahtua vain hankaliden sääilmiöiden aiheuttamien vikojen määrää vähentämällä.

Perinteisesti sähköverkon suunnitteluperiaatteena on ollut pitkän aikavälin kokonaiskustannusten minimointi. Kun kustannustekijänä on mukana myös keskimääräiset keskeytyskustannukset, voidaan suunnitteluperiaate nähdä yhteiskunnalliseen kokonaisoptimiratkaisuun tähtäävänä. Periaatteen mukaan toimitusvarmuuteen investoidaan, jos investoinnin elinkaarikustannus on pienempi kuin investoinnista elinkaaren aikana saatava keskeytyskustannusten pienemä.

Edellä kuvattu suunnitteluperiaate ei kuitenkaan ota huomioon sähkökäyttäjii yksilöinä. Taloudellinen keskimääräinen optimointi johtaa tilanteeseen, jossa yksittäisten asiakkaiden kokema toimitusvarmuus poikkeaa huomattavasti keskimääräisestä. Esimerkiksi jos keskimääräinen keskeytyksen kesto aika jonkun verkkoyhtiön alueella on 2 tuntia vuodessa, saattaa jonkun yksittäisen sähkökäyttäjän keskimääräinen kesto aika olla jopa yli 10 tuntia vuodessa. Tämän epäkohdan lieventämiseen voidaan soveltaa toimitusvarmuuskriteeristöä, jossa määritellään yksittäisten sähkökäyttäjien tasolla suurimmat sallitut vuosittaiset keskeytysmäärät ja -ajat.

4.1.1 Sähkönjakelun toimitusvarmuuskriteeristö

Seuraavassa on esitetty tiivistelmä Energiateollisuus ry:n julkaisemasta 'Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot' (Partanen et al. 2010) ja sen vaikutuksista.

Toimitusvarmuuskriteeristö koskee sähkönjakeluverkoissa tapahtuneiden vikojen aiheuttamia keskeytyksiä. Jakeluverkolla tarkoitetaan tässä yhteydessä sähköasemien, keskijänniteverkkojen ja pienjänniteverkkojen muodostamaa kokonaisuutta. Sähköasemilla rajana on päämuuntajan yläjänniteliityntäpiste.

Toimitusvarmuuskriteeristö pohjautuu aluejaotteluun. Alueita ovat city, taajama ja maaseutu. Jokainen asiakas määritetään kuuluvaksi johonkin em. alueista. Verkkoyhtiö tekee lopulliset määritykset ja rajaukset alueista.

Toimitusvarmuuskriteeristöllä tarkoitetaan jakeluverkon suunnittelukriteeristöä ts. suunnittelussa käytettävää käyttövarmuuden tavoitetasoa. **Toimitusvarmuuskriteeristön tavoitetasot yksittäisten sähkökäyttäjien kokemien keskeytysten osalta eri alueilla ovat:**

Toimitusvarmuuden tavoitetaso cityssä

Kokonaiskeskeytysaika:	Enintään 1 tunti vuodessa
Lyhyiden keskeytysten (< 3 min) määrä:	Ei lyhyitä katkoja

Toimitusvarmuuden tavoitetaso taajamissa

Kokonaiskeskeytysaika:	Enintään 3 tuntia vuodessa
Lyhyiden keskeytysten (< 3 min) määrä:	Enintään 10 kpl vuodessa

Toimitusvarmuuden tavoitetaso maaseudulla

Kokonaiskeskeytysaika:	Enintään 6 tuntia vuodessa
Lyhyiden keskeytysten (< 3 min) määrä:	Enintään 60 kpl vuodessa

Verkoston suunnittelukriteerinä tavoitetasot tarkoittavat periaatetta, että kolmen vuoden aikajaksolla yksittäisellä sähkökäyttäjällä sallitaan enintään yksi tavoitearvon ylitys. Lähtökohtana suunnittelukriteeristölle on ollut se, että erityisen vaikean yksittäisen vian tai laajan suurhäiriön aiheuttama pitkä keskeytys on sallittu (kerran kolmessa vuodessa yksittäisen asiakkaan näkökulmasta), mutta normaalin tilanteen mukaiset tapahtumat eivät yksittäisen asiakkaan näkökulmasta saa johtaa tavoitearvojen ylittymiseen. Esimerkiksi 20/0.4 kV jakelumuuntajan vaurio johtaa poikkeuksetta yli 3 tunnin keskeytykseen sen jakelualueella oleville sähkökäyttäjille, mutta tällaisia tilanteita tapahtuu normaalisti hyvin harvoin samalla asiakkaalle. Suunnittelukriteeristö suositetaan otettavaksi käyttöön välittömästi. **Näin tavoitearvojen mukainen tilanne voidaan saavuttaa vuoteen 2030 mennessä.**

Verkonhaltijat ovat julkistaneet tavoittelevansa kriteeristön mukaista toimitusvarmuutta ja analysoivat parhaillaan kriteeristön vaikutuksia verkostostrategioihinsa. Esim. taajama-alueilla oleva vaatimus keskeytysten alle 3 tunnin kokonaiskestosta edellyttää useimmissa tapauksissa taajamalähtöjen erottamista omiksi lähdöikseen ja 'säätävää' verkkoa, joka käytännössä on joko maakaapeli- tai PAS-verkko riittävän kaukana puustosta.

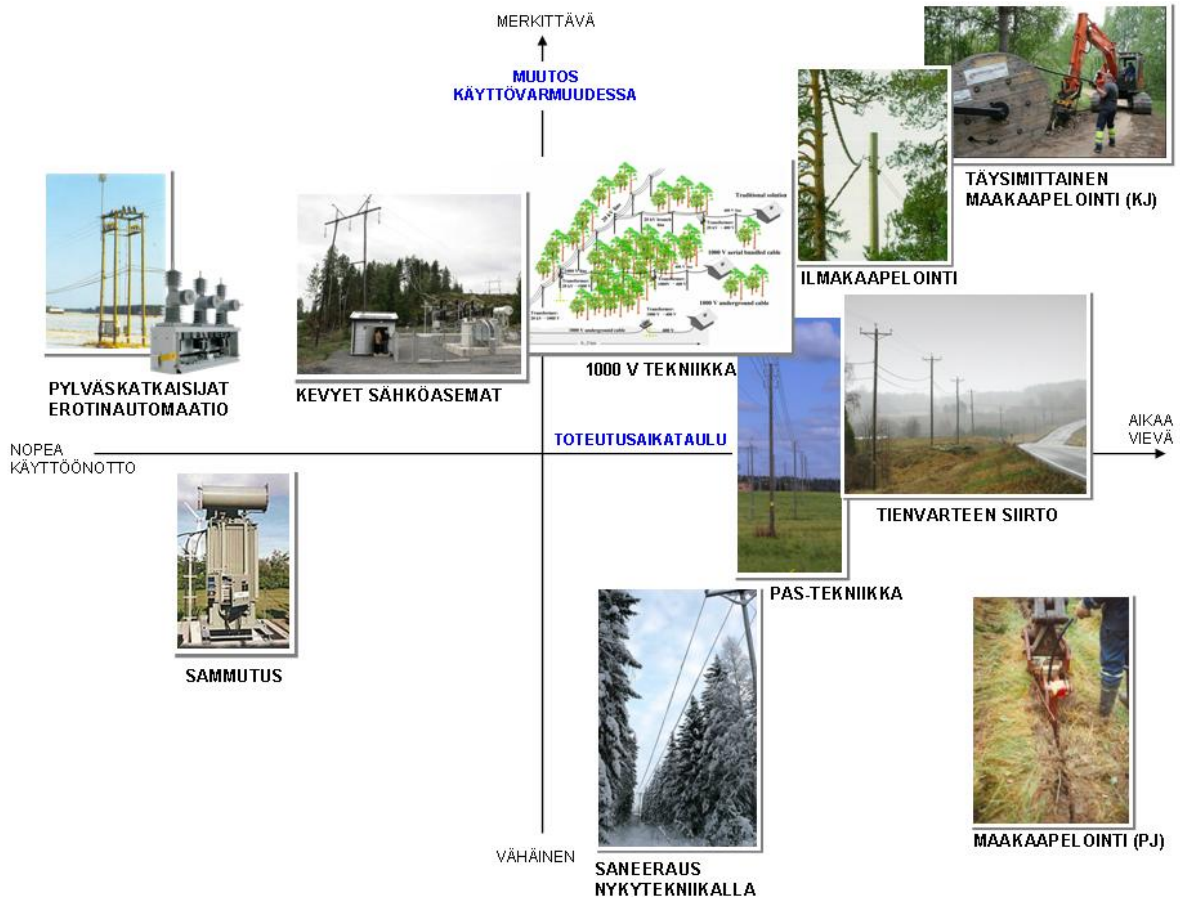
4.1.2 Verkkotekniset keinot pitkien katkojen vähentämiseksi

Verkkoyhtiöiden verkkoteknisiä mahdollisuuksia vähentää laajoja ja pitkiä katkoja on kuvattu taulukossa 4.1.

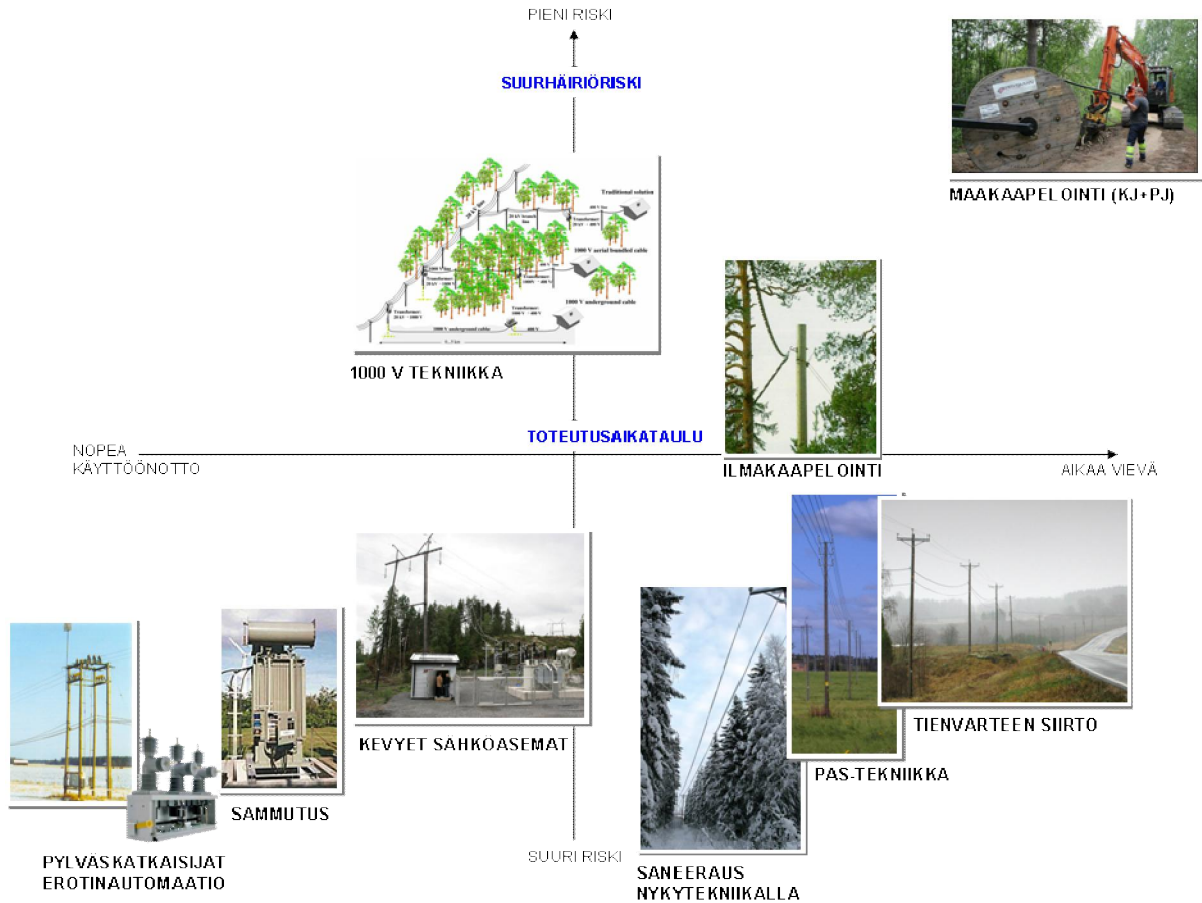
Taulukko 4.1. Verkkoteknisiä mahdollisuuksia vähentää pitkiä katkoja, ++ = merkittävä vaikutus/nopea(1-5 a), += kohtalainen vaikutus/keskimääräinen nopeus (5-15 a) , -= ei vaikutusta/hidas (15-40 a)

Tekniikka	Vaikutus normaaliin käyttövarmuuteen	Vaikutus pitkien katkojen kestoon ja laajuuteen	Toteutusnopeus
Verkstoautomaatio	++	-	++
Sähköasemat	++	-	++
Avojohdot nykypaikoille	-	-	+
Avojohdot tienvarteen	++	-	+
PAS-johdot	++	-	+
Ilmakaapelit	++	+	+
1 000 V pj-johdot, kaapeli	++	++	-
20 kV kaapelointi	++	++	-
0,4 kV kaapelointi	+	+	-

Taulukon 2 sisältöä on esitetty myös kuvissa 4.1 ja 4.2.

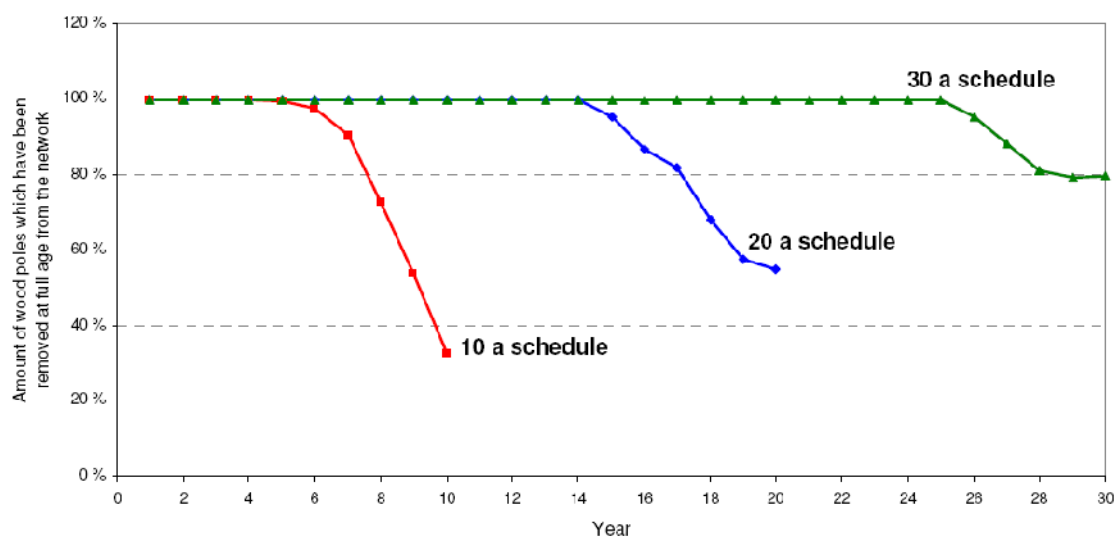


Kuva 4.1. Verkkotekniikoiden vaikutus normaaliin käyttövarmuuteen



Kuva 4.2. Verkkotekniikoiden vaikutus suurhäiriöriskiin

Laajojen ja pitkien keskeytysten vähentämiseen parhaiten soveltuvat verkkotekniikat ovat keski- ja pienjänniteverkon maakaapelointi, johon sisältyy keskijänniteverkon pienikuormaisen haarajohtojen uusiminen 1 kV maakaapeleilla. Näille kaikille on ominaista muutokseen tarvittava pitkä toteutusaika, minimissään laaja-alaiseen toteutukseen tarvitaan jopa yli 20 vuoden aikajakso. Nopeampi eteneminen nostaa kokonaiskustannuksia, koska tällöin joudutaan uusimaan vielä pitoaikaa omaavia käyttökuntoisia johtoja. Kuvassa 4.3 on kuvattu eräällä esimerkkialueella täyden pitoajan saavuttaneiden avojointojen määrä uusimishetkellä 10a, 20a ja 30 a uusimisaikatauluilla. Kuvan laskelmien pohjana on ollut laajan maaseutuverkon avojointoverkoille laaditut todelliset uusimissuunnitelmat. Jos uusiminen tehtäisiin 10 a kuluessa, joudutaan suuri osa verkosta uusimaan ennen niiden pitoajan päättymistä (Lassila 2009).



Kuva 4.3. Uusimishetkellä täyden pitoajan saavuttaneiden pylväiden määrä erilaisilla verkon uusimisaikatauluilla.

4.1.3 Organisaation kehittäminen

Suurhäiriöiden aiheuttamia keskeytyskustannuksia ja keskeytysaikaa voidaan pienentää kasvattamalla viankorjausorganisaation kokoa. Kasvattamalla viankorjausorganisaatiota ei kuitenkaan helposti päästä alle kahden vuorokauden selvitysaikoihin pahoissa suurhäiriöissä. Pienissä suurhäiriöissä (vikojen maksimikesto nykyverkossa 48 h) vianselvitysorganisaation kolminkertaistamisella päästään nykyverkolla 24 h maksimikeskeytysaikaan, mutta pahoissa häiriöissä (vikojen kesto 5 vrk tai enemmän) ei nykyverkkoa pystytä korjaamaan alle 72 tunnissa. Erityisen pahoissa häiriöissä (keskeytysten kesto nykytilanteessa 18 vrk) esim. 24 h maksimikesto saavutetaan kolminkertaista korjaushenkilöstöä käyttämällä verkossa, jossa keskijänniteverkko 75 % maakaapeloitu ja pj-verkko kaapeloitu vähintään 85 % tasolle. (Partanen et al. 2006)

Korjaushenkilöstön kolminkertaistaminen on todellisuudessa vaikeaa, eikä henkilöstön kolminkertaistaminen käytännössä kolminkertaista viankorjauskapasiteettia. Lisäksi korjaushenkilöstön kasvattamisesta aiheutuu myös kuluja, jotka ovat verrannollisia verkkoinvestointeihin. Haluttaessa tehokkaasti vähentää keskeytysaikaa ja -kustannuksia tarvitaan organisaation lisäksi verkkoinvestointeja. Suurhäiriöihin varauduttaessa ainoa todellinen keino lyhentää keskeytysaikaa esim. tasolle 24 h tai 48 h ja samalla pienentää vikojen määrää on verkon maakaapelointi. (Partanen et al. 2006)

4.1.4 Laajamittaisen kaapeloinnin kustannukset

Sähköjakoverkkojen laajamittainen kaapelointi on sähköyhtiön näkökulmasta ainoa merkittäviin tuloksiin johtava tapa vähentää laajoja ja pitkiä keskeytyksiä ja niiden vaikutuksia.

Taloudellisessa mielessä mielekkäin tapa toteuttaa laajamittainen kaapelointi olisi sen toteutus osana normaalia verkon uudistamisprosessia. Tällöin kaapeloinnin aiheuttama lisäkustannus olisi avojohtotekniikan ja kaapeloinnin hintaero. Tilanteessa, jossa jäännösarvoa vielä merkittävästi omaava johto korvataan maakaapelilla, kustannusvaikutus on oleellisesti suurempi.

Kaapeloinnin kustannuksia voidaan tarkastella nykytilanteen lisäksi arvioimalla hintakehitystä seuraavien 5-15 vuoden aikana.

Pienjänniteverkossa kaapeloinnin ja ilmakaapelin (AMKA-johto) hintaero on pääsääntöisesti kaapeloinnin hyväksi. Näin etenkin silloin, kun kaapelin asennustekniikkana voidaan käyttää aurausta kaivamisen sijasta. Useiden eri arvioiden mukaan auraukseen soveltuvalla maaperällä on vähintään 60-70 % nykyisistä pienjännitejohdoista. Yleinen suunnitteluohje onkin, että pienjännitejohdot asennetaan maahan auraamalla aina kun se on mahdollista. Pienjänniteverkkojen osalta kaapeloinnin aiheuttama lisäkustannus voidaan arvioida olevan nolla tai korkeintaan 1-2 k€/km AMKA-tekniikkaa kalliimpi.

Keskijänniteverkoissa kaapelointi on nykyhetkellä selvästi ilmajohtorakentamista kalliimpaa. Kaapeliverkon ja avojohtoverkon kustannuksia verrattaessa on otettava huomioon kaapelin hinnan lisäksi asennuskustannukset, jakelumuuntamoiden kustannukset ja sammutuksen kustannukset. Nykytilanteessa kaapeliverkon vertailukelpoinen yksikköhinta on noin 48 500 €/km, kun vastaavan avojohtojon on noin 22 000 €/km (Raven).

Kaapeliverkon kustannuskomponentteja on esitetty kuvassa 4.4.

				
KAAPELI	KAAPELOINTI	MUUNTAMOSANEERAUS	SAMMUTUS	VARAVOIMA
Esim. 70 mm ² 25 €/m	Kaivuu: 10-15 €/m Aurus: 2.5 €/m	Koppimuuntamon hintana ilmajohtoverkon 2-pylväsmuuntamon hinta. Muuntamotiheys tarkastelualueella huomioiden: → 5 €/m		Esim. 500 kVA 50 k€/kpl Tarkastelualue 580 km → 0.1 €/m
v. 2010 TILANNE:		SIIRTYMÄVAIHE:		TAVOITETASO:
Maakaapeli:		Maakaapeli:		Maakaapeli:
- Kaapeli (70 mm ²): 25 130 €/km		- Kaapeli (70mm ²): 25 000 €/km		- Kaapeli (70 mm ²): 25 000 €/km
- Kaapelikaivu (haja-asutus): 10 130 €/km		- Kaapeliaurus: 5 000 €/km		- Kaapeliaurus: 2 500 €/km
- Muuntamosaneeraus: 10 110 €/km		- Muuntamosaneeraus: 7 500 €/km		- Muuntamosaneeraus: 2 500 €/km
- Sammutus: 2 000 €/km		- Sammutus: 2 000 €/km		- Sammutus: 2 000 €/km
- Varasyöttö: 1 000 €/km		- Varasyöttö: 1 000 €/km		- Varasyöttö: 500 €/km
YHT. 48 370 €/km		YHT. 40 500 €/km		YHT. 32 500 €/km

Kuva 4.4. Kj-kaapeloinnin kustannuskomponentteja ja arviota kustannuskehityksestä

Kj-verkon kaapelointi on viime vuosina lisääntynyt merkittävästi. Samanaikaisesti kaapeloinnin kustannuksia on onnistuttu merkittävästi alentamaan ottamalla käyttöön auraustekniikka

myös kj-kaapeloinnissa sekä kehittämällä kustannustehokasta maaseutumaiseen ympäristöön soveltuvaa jakelumuuntamoratkaisua. Kuvassa 4.4 on esitetty arvio lähivuosien hintatasosta (siirtymävaihe) ja myös realistisesta tavoitetasosta vuosina 2015–2020. Siirtymävaiheen hintataso on 40 500 €/km ja tavoitetason hintataso on 32 500 €/km. Nykyinen avojohdon ja kaapelinhintaero 18 500–25 500 €/km supistunee siirtymävaiheen 10 500–17 500 €/km kautta tavoitetason hintaeroon 5 500–12 500 €/km. Jos otetaan huomioon myös ennuste avojohtorakentamisen suhteellisesta kallistumisesta uusista pylväsratkaisuista, tiukentuvista työturvallisuusvaatimuksista ja avojohtorakentamisen markkinan supistumisesta, pienenee hintaero edelleen. On myös jo olemassa indikaatioita jakelumuuntamoiden lisähinnan (tavoitetasossa 2 500 €/km kalliimpi kuin avojohtoverkon 2-pylväsmuuntamo) supistumisesta jopa lähes nollaan. Tällöin tilanne, jossa avojohtorakentaminen ja kaapelointi ovat investointikustannuksiltaan samanveroisia, ei ole epärealistinen.

Siirtymä- ja tavoitetason kaapelointihintojen saavuttaminen edellyttää, että kaapeleiden auraus tien laitaan sallitaan. Samalla myös asennustekniikan kehittämisessä, erityisesti vaikeissa olosuhteissa (esim. kalliomaasto) ja jakelumuuntamoissa on edettävän ripeästi ja tuloksellisesti.

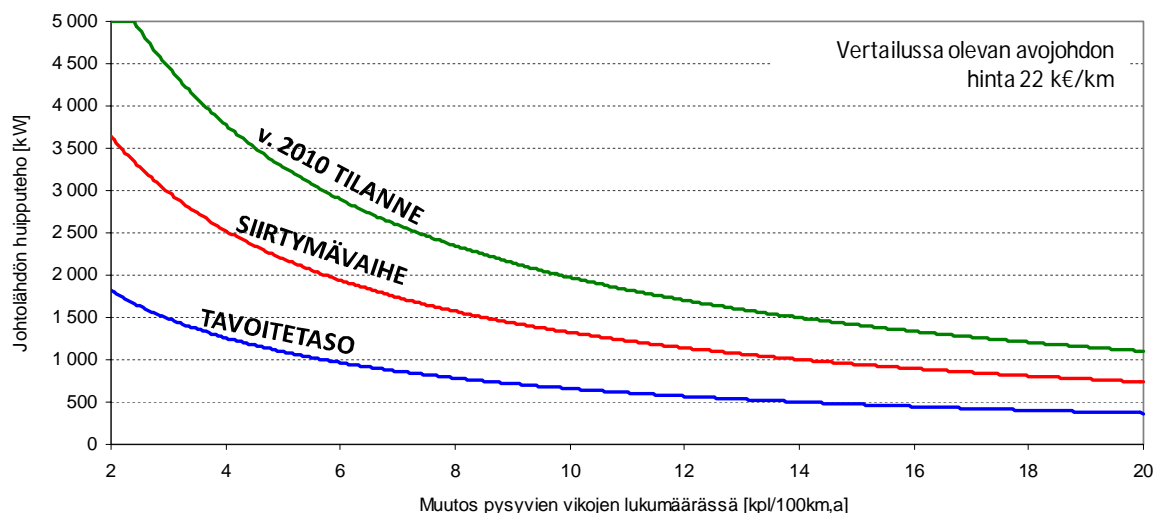
Kaapeloinnin vaikutukset siirtohintaan

Tarkastellaan esimerkkinä kaapeloinnin aiheuttamaa lisähintaa tilanteessa, jossa on alueella on 300 km kj-verkkoa. Oletetaan, että avojohtoverkon ja kaapeliverkon hintaero on keskimäärin 15 000 €/km. Johtojen pitoajaksi oletetaan 30-40 vuotta. Korkona käytetään 5 %/a. Verkon uusiminen kaapeloituna aiheuttaa 4,5 M€lisäkustannukset investoinneissa.

Viitteessä (Lassila 2009) maaseudulla sijaitsevan laajan keskijännitteenkaapeliverkon lisähinnaksi on määritetty noin 0.8 snt/kWh.

Elinkaarikustannukset

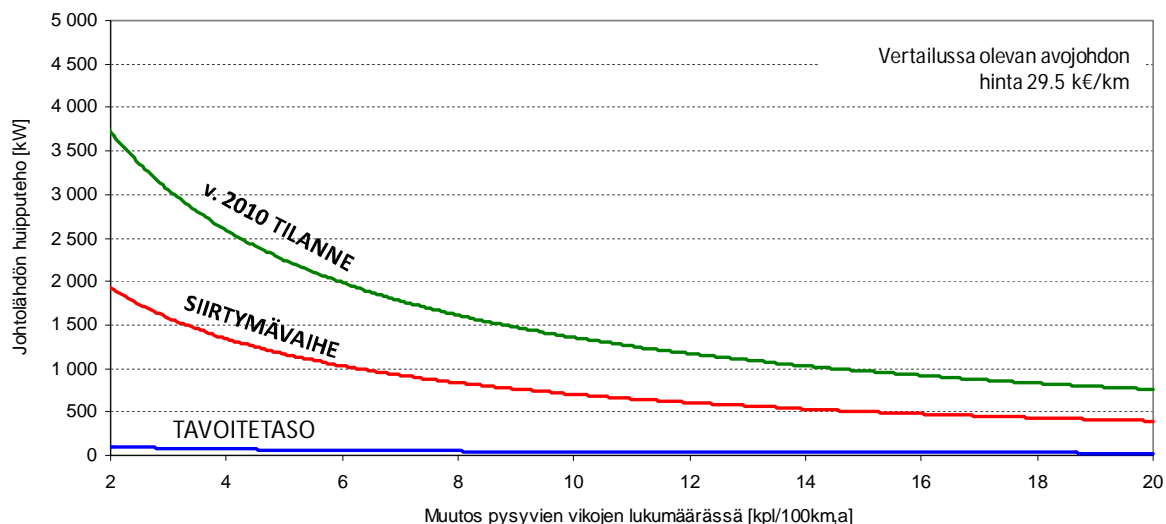
Sähkönjakeluverkon kokonaiskustannukset muodostuvat investointikustannusten lisäksi operatiivisista kustannuksista ja keskeytyskustannuksista. Keskeytyskustannuksilla tarkoitetaan sähköntoimituksen keskeytymisestä sähkönkäyttäjille aiheutuvaa haittaa. Käytettäessä kaapelointia avojohtorakentamisen sijasta pienentyvät verkon keskeytyskustannukset merkittävästi, kun vikojen määrä vähenee oleellisesti ja avojohtoverkossa esiintyvät lyhyet katkot (jälleenkätkennät) poistuvat kokonaan. Kuvassa 4.5 on vertailtu kj-avojohdon ja kaapeloidun johdon elinkaarikustannuksia. Pystyakselilla on johtolähdön huipputeho ja vaakakselilla on esitetty muutos pysyvien vikojen vikataajuudessa (vikaa/100 km,a).



Kuva 4.5. Avojohton (22 k€/km) ja kaapeloidun johdon elinkaarikustannusten vertailu. Kaapeloinnin kustannukset perustuvat kuvassa 4.4 esitettyihin lukuihin (kaapelointi v. 2010 tilanne 48370 €/km, siirtymävaihe 40500 €/km ja tavoitetaso 32500 €/km). Tarkasteluaika 40 a, kuormituksen kasvu 1 %/a, korko 5 %, käyttö- ja kunnossapitokustannukset 102 €/km,a kaapelille ja 253 €/km,a avojohdolle. Avojohtolla 25 pjk/100km,a ja 10 ajk/100km,a. KAH-hinnat EMV.

Kuvasta voidaan todeta, että jos vikataajuuden ennakoidaan pienenevät kaapeloinnin myötä esim. 4 vialla/100 km,a (avojohdo 6 vikaa/100 km,a ja kaapeli 2 vikaa/100 km,a), ovat elinkaarikustannukset yhtä suuret kun johtolähdön huipputeho on noin 3 800 kW. Siirtymävaiheen hinnoilla vastaava teho on noin 2 500 kW ja tavoitetason hinnoilla 1 250 kW. Haja-asutusalueen keskijänniteverkossa (huipputeho tyypillisesti 0.5–4 MW/lähtö) nykytilanteen mukaisilla hinnoilla kaapelointi olisi kokonaistaloudellisesti avojohdosta parempi ratkaisu käytännössä johto-osuuksilla, joissa vikataajuuden muutos on huomattava, esimerkiksi uusittaisa metsässä kulkeva vikaherkkä avojohdo maakaapelilla. Saavutettaessa kaapeloinnissa tavoitetason hinnat, kannattavuus paranee myös osuuksilla, joissa vikataajuuden muutos on maltillisempi, esimerkiksi pelto- tai tienvarsiosuuksilla.

Mikäli avojohdon kustannuksissa huomioidaan EMV:n yksikköhinnan lisäksi käyttöikään liittyvä lisä, ilmajohtoverkon mekaanisen mitoituksen määräysmuutoksista johtuva lisä sekä ns. suurhäiriöriskilisiä, voidaan avojohdorakenteelle käyttää perustellusti listahintaa korkeampaa kilometrikustannusta. Mikäli perinteinen (40 a) pitoaikaoletus puolittuu (20 a) puupylväillä kyllästeainerajoitusten vuoksi ja samalla huomioidaan mekaanisen mitoittamisessa tapahtuvat vaatimusmuutokset, voidaan ilmajohtoverkon kilometrikustannuksiin lisätä noin 5500 €/km lisäkomponentti. Joidenkin viimevuosien aikana tapahtuneiden suurhäiriöiden perusteella (laajuus, kesto, toistuvuus) avojohdolle voidaan määrittää noin 2000 €/km suuruinen suurhäiriölisä. Tällöin esimerkiksi Raven-johdon (noin 22 k€/km, EMV 2011 yksikköhinnat) kaapeliverkolle vertailukelpoinen kustannus olisi noin 29.5 k€/km. Edellä mainittuja kustannuskomponentteja ei tarvitse huomioida kaapeliverkon elinkaarikustannuksia määritettäessä. Kuvassa 4.6 on esitetty, millä tavoin tämän avojohtoyksikköhinnan käyttäminen vaikuttaa kaapeloinnin kannattavuuteen.



Kuva 4.6. Avojohton (29.5 k€/km) ja kaapeloidun johdon elinkaarikustannusten vertailu. Kaapeloinnin kustannukset perustuvat kuvassa 4.4 esitettyihin lukuihin (kaapelointi v. 2010 tilanne 48370 €/km, siirtymävaihe 40500 €/km ja tavoitetaso 32500 €/km). Tarkastelu aika 40 a, kuormituksen kasvu 1 %/a, korko 5 %, käyttö- ja kunnossapitokustannukset 102 €/km,a kaapelille ja 253 €/km,a avojohdolle. Avojohtolla 25 pjk/100km,a ja 10 ajk/100km,a. KAH-hinnat EMV.

Kuvasta voidaan todeta, että jos vikataajuuden muutokseksi ennakoidaan esim. 4 vikaa/100 km,a ovat elinkaarikustannukset yhtä suuret, kun johtolähdön huipputeho on noin 2 600 kW. Siirtymävaiheen hinnoilla vastaava teho on noin 1 300 kW ja tavoitetason hinnoilla alle 100 kW. Rajat ovat selvästi alemmat kuin kuvan 4.5 esimerkissä. Avojohtorakentamisen hintakehitys ja siihen liittyvät riskitekijät vaikuttavatkin vahvasti maakaapeloinnin kannattavuuteen.

Tarkasteluissa oletetaan että vian tapahtuessa koko lähtö kokee keskimäärin erotusajan ja varasyötön järjestämisen (1 h) mittaisen keskeytyksen ja mille tahansa johto-osuudelle on kytkettävissä varasyöttö. Näin ollen pienitehoinen haarajohto (esim. 200 kW) aiheuttaa vioittuessaan yhtä suuren KAH-haitan kuin suuritehoisemman (esim. 1500 kW) runko-johdon vika sillä molemmissa tapauksissa koko lähtö on sähköittä vian erotus- ja varasyötön kytkentäajan. Todellisuudessa vikaherkän haarajohdon KAH-haittavaikutus voi olla pienempi jos haarajohto on nopeasti eroonkytkettävissä (kauko-ohjattava erotin) tai se on oman (maasto)katkaisijan takana. Keskeytyskustannusten laskennassa käytetään johtolähdön keskitehoa (lähdön huipunkäyttöaika 3500 h).

Elinkaarikustannuksia tulkittaessa on huomattava, että keskeytyskustannusten vähentyminen ei pienennä sähkökäyttäjien siirtomaksua. Hyöty tulee asiakkaalle paremman laadun muodossa. Investointien aiheuttaman siirtohinnan nousun lisäksi siirtohinta voi tämän seurauksena edelleen nousta, kun verkkoyhtiö voi saada bonusta regulaatiomallin mukaan laskettavassa suurimmassa sallitussa voitossa.

4.1.5 Laskuesimerkki johtolähdön saneeraamisesta

Tässä esimerkissä tarkastellaan johtolähtöä, jonka rakenne on hyvin tyypillinen suomalaisissa kirkonkylissä. Johtolähdön rakenteesta on noin puolet avojohtoa, jonka ikä on noin 40 vuotta. Muu osa lähdöstä on uudehkoa kaapelia ja PAS-johtoa. Lähdön kokonaispituus on 17,4 km ja asiakkaita sillä on yhteensä noin 400. Lähdölle on varasyöttöyhteys metsäisen ilmajohtoverkon välityksellä, jolloin suurhäiriötilanteessa (myrsky) sitä ei kyetä hyödyntämään. Tämän lisäksi lähdön haavoittuvuutta korostaa sähköasemalta lähtevä reilun puolen kilometrin pituinen avojohto-osuus metsän lävitse.

Esimerkin saneeraustarkastelu on tehty kahdesta näkökulmasta. Ne ovat avojohto-osuuksien saneeraus tien viereen PAS-johdoksi, sekä toinen vaihtoehto on koko johtolähdön maakaapelointi. Tässä vaihtoehdossa myös nykyiset PAS-osuudet kaapeloidaan eli saneerataan sellais-takin verkkoa, jonka elinkaari ei ole lopussa. Tällä hetkellä johtolähdön keskijänniteverkon maakaapelointiaste on noin 23 %. Molempien vaihtoehtojen yhteydessä myös muuntamot uusitaan, jolloin kaapeliverkon yhteydessä pylväsmuuntamot muutetaan satelliittimuun-tamoiksi. Tällöin 2-pylväsmuuntamon ja kaapelimuuntamon kustannusero on 10 000 €/vuoden 2010 kustannustason mukaisesti. Saneerattavia muuntamoita on yhteensä 15 kappaletta. Kahden vaihtoehtoisen menetelmän pohjalta verrataan keskijänniteverkon ja muuntamoiden kokonaiskustannuksia tilanteessa, jossa 30 vuoden mittaisen kirjanpidollisen pitoajan aikana tapahtuu suurhäiriö vuonna 1, 15 tai 30. Myrskyn seurauksesta metsäiset ilmajohto-osuudet tuhoutuvat. Verkon ilmajohto-osuuksista tämä kattaa 80 %.

Esimerkissä KAH-kustannukset ovat laskettu todellisten asiakasenergiajakauilla painotettujen asiakasryhmäkohtaisten KAH-parametrien avulla. KAH-arvot ovat kokonaisuudessaan esimerkissä mukana eli kustannuslaskennan lähtökohtana on yhteiskunnallinen näkökulma, eikä liiketoiminnallinen, jolloin KAH-arvoista huomioitaisiin korkeintaan puolet. Investointikustannusten määrittämiseen on käytetty soveltuvilta osin Energiamarkkinaviraston indeksikorjattuja yksikköhintoja vuodelle 2010. Ne ovat esitettynä taulukossa 4.2.

Taulukko 4.2. Käytetyt indeksikorjatut yksikköhinnat vuodelle 2010.

20 kV ilmajohtot	PAS 35 – 70	€/km	28 940
20 kV maakaapelin asennus	95 - 120 maakaapeli	€/km	34 200
Maakaapelin kaivu	Haja-asutusalue	€/km	10 070
2-pylväsmuuntamo		€/kpl	6 560
Satelliittimuuntamo		€/kpl	16 610

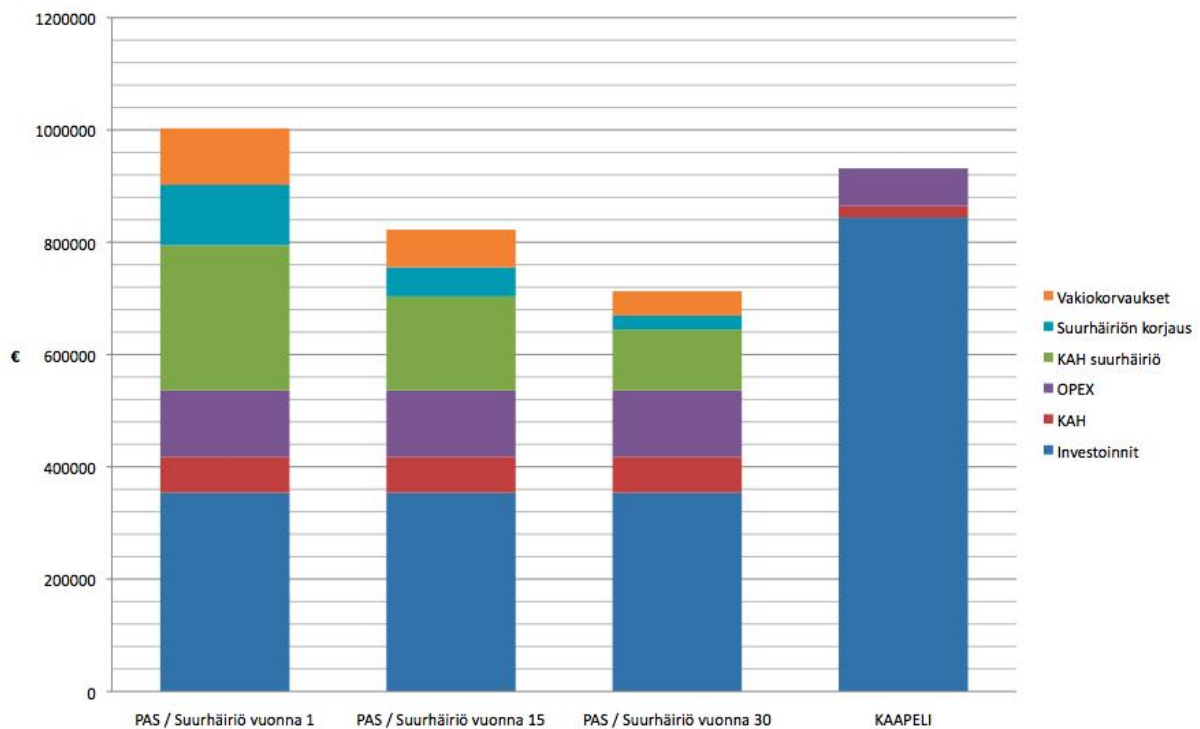
Laskelmissa käytettävä korkoprosentti on 5 %. Suurhäiriöstä aiheutuvat viankorjauskustannukset on määritetty metsäisten ilmajohto-osuiden osalta 10 000 €/km.

Viankorjauksen etenemistä suurhäiriötapauksessa on esimerkissä mallinnettu priorisoiden ensitilassa sähköasemalta lähtevä osuus, jonka avulla kaapeloitu taajamaosuus saadaan sähköistettyä. Tähän oletetaan kuluvan aikaa 48 tuntia. Tämän jälkeen voimavarat ovat keskitetty

varasyöttöyhteyden käyttökuntoon saamiseksi 84 tunnin sisällä. Lopulta kaksi etäisintä metsäistä ilmajohtohaaraa ovat korjattu käyttökuntoon 168 tunnin sisällä.

Suurhäiriöstä koituvat vakiokorvauskustannukset ovat määritetty verkkoyhtiön hinnaston mukaisesti. Johtolähdön asiakkaista noin 90 % on kotitalouksia, joten verkkopalvelumaksuna on käytetty 3 x 25 A liittymän hintatietoja. Vakiokorvausten 700 €maksimiraja tulee vastaan 13 asiakkaan kohdalla suurhäiriön tapahtuessa vuonna yksi. Tästä huolimatta johtolähdöllä noin 100 asiakasta kokee vähintään 120 tunnin mittaisen katkon. Ei voida siis pitää itseisarvona sitä, että 700 €raja tulee jokaisella asiakkaalla suurhäiriötilanteissa vastaan.

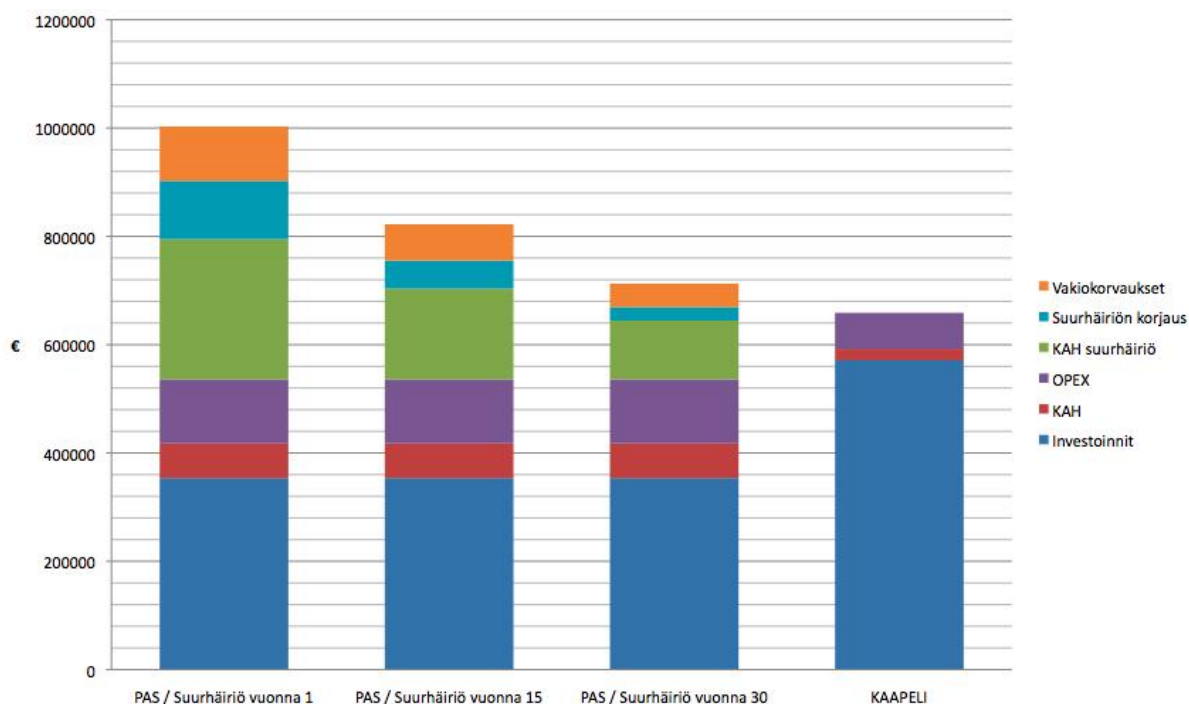
Koska tarkastelun lähtökohtana on yhteiskunnallinen tarkastelu, ei vakiokorvauksia tulisi huomioida erillisenä kustannuksena vaan osana KAH-arvoa. Laskelmassa on kuitenkin esitetty myös vakiokorvaukset havainnollisuuden vuoksi, mutta kokonaiskustannusten vertailussa niitä ei tulisi huomioida.



Kuva 4.6. Kokonaiskustannusten vertailu.

Kuvasta 4.6 nähdään, että huomioitaessa suurhäiriöstä aiheutuvat kustannukset ilman vakiokorvauksia ei kokonaisvaltainen kaapelointi ole kannattavaa.

Oletetaan, että kaapeloinnin yleistyessä sen kustannukset tulevat merkittävästi pienentymään. Tarkastellaan tilannetta, jolloin 20 kV kaapelin asennus- sekä kaivukustannukset ovat 75 % nykyisistä yksikköhintoista (33 203 €/km) sekä kaapelimuuntamon kustannus 50 % nykyisestä (8 305 €/kpl). Oletetaan, että maakaapeloinnin merkittävä yleistymisen ei vaikuta PAS-johdon kustannuksiin, vaan asennettavien volyymien pienentymisen vuoksi käytetään nykyistä yksikköhintaa (28 940 €/km). Tilannetta vastaavat kokonaiskustannukset ovat esitettynä kuvassa 4.8.



Kuva 4.8. Kokonaiskustannukset tilanteessa, jossa kaapeloinnin kustannukset 75 % ja kaapelimuuntamoiden 50 % nykyisestä.

Kuvasta 4.8 nähdään, että kaapelointi tulee edullisimmaksi vaihtoehdoksi ainoastaan, jos esimerkin mukainen suurhäiriö realisoituu ja kustannukset kehittyvät ennakoidulla tavalla.

Esimerkki osoittaa, että verkon enneaikainen saneeraaminen suurhäiriösietoiseksi ei ole taloudellisesti perusteltua nykyisellä kaapelointikustannuksella, jos oletetaan että yksittäisen johtolähdön kohdalla suurhäiriötodennäköisyys tarkastelujaksolla on korkeintaan yksi. Tilanne muuttuu kaapelointikustannusten alentuessa ja/tai suurhäiriötodennäköisyyden kasvaessa.

4.1.6 Varavoima

Varavoiman käyttö verkkoyhtiön toimesta vikatilanteiden hallinnassa ei ole tyypillistä, vaan olemassa olevaa varavoimaa käytetään lähinnä työkeskeytysten aikana. Häiriötilanteessa resurssit keskitetään viankorjaukseen eikä varavoiman käyttöön. Suurhäiriötilanteessa varavoima voisi kuitenkin tarjota tietyissä tapauksissa varsin käyttökelpoisen tavan pienentää suurhäiriöstä aiheutuvaa haittaa. Esimerkiksi kaukana sähköasemasta olevan pienen taajaman sähkönsyöttö voitaisiin suurhäiriötilanteessa hoitaa varavoimalla. Tämä voisi olla erittäin kannattava vaihtoehto pienentää suurhäiriöriskiä siirtymäkauden ajan ennen kuin yhteys sähköasemalta rakennetaan säävarmaksi. Varavoima voisi olla joko kiinteätä tai siirrettävää. Siirrettävää varavoimaa kierrättämällä voitaisiin hoitaa useampikin kohde pitkän sähkökatkon tapauksessa. ET:n suosituksen mukaan jo kahden tunnin yhtäjaksoinen sähköjen palauttaminen nolaa vakiokorvauslaskennan pois lukien sähkölämmityksen, jonka tapauksessa sähköllinen aika

tulisi olla vähintään puolet edeltäneen keskeytyksen ajasta (Sener 2004). Äärimmilleen vietyinä varavoiman kierrättäminen tämän suosituksen puitteissa vaikuttaisi keinottelulta, mutta käytännössä muutama tunti sähköä 12 tunnin jaksoissa tekee elämän siedettävämmäksi kuin yhtäjaksoinen pitkä keskeytys, erityisesti jos tilanteesta annetaan ennakolta informaatio. Tämänkaltainen yhteiskunnallisen suurhäiriösietoisuuden parantaminen vaatisi tarkempaa ohjeistusta.

Sähkönjakeluverkon saarekekäyttöön liittyy suojaus- ja käyttöteknisiä haasteita, joiden parissa tehdään varsin paljon tutkimus- ja kehitystyötä liittyen hajautetun tuotannon lisääntymiseen. Niiden tulosten pohjalta on entistä paremmat tekniset edellytykset varavoimakäyttöön. Toisena haasteena on se, että verkkoyhtiön toimiminen sähkön tuottajana on ristiriidassa sähkömarkkinalain kanssa. Tämän vuoksi olisikin tarpeen selvittää, millä edellytyksillä suurhäiriöriskiä voidaan pienentää verkkoyhtiön hallinnoiman varavoiman avulla ja/tai saarekekäytön avulla siinä tapauksessa, että se on kansantaloudellisesti järkevää.

Selvitettävä asia voisi olla myös se, että verkkoyhtiö osallistuisi sähkönkäyttäjien varavoiman kustannuksiin. Kustannusta voitaisiin käsitellä kuten toimitusvarmuusinvestointia ja samalla vakiokorvauskäytäntö ja KAH-laskenta ei enää koskisi kyseistä asiakasta. Nykyisessä ajattelutavassahan vakiokorvaus ja KAH-arvo ovat riippumattomia asiakkaan omasta varautumisesta, mikä on sinänsä luontevaa, mutta ei välttämättä yhteiskunnallisesti järkevää.

4.2 Sähkönkäyttäjä

Sähkönkäyttäjät voivat varautua pitkiin katkoihin mm. rinnakkaisten sähköstä riippumattomien lämmitys- ja keittojärjestelmien sekä omien aggregaattien avulla. Esim. useimmilla maataloilla on hyvä valmius tuottaa itse sähköä katkojen aikana.

Varavoima tarkoittaa käytännössä omien aggregaattien (polttomoottori+generaattori tai traktoriin kytkettävä generaattori) hankintaa. Varavoimakoneen hankinnan lisäksi sitä on huollettava sekä pidettävä huoli riittävästä polttoainemäärästä pitkien katkojen varalta.

Tulevaisuudessa sähkönkäyttäjillä tulee olemaan huomattavasti nykyistä enemmän myös jatkuvatoimista omaa sähköntuotantoa, esimerkiksi tuuligeneraattorit, aurinkopaneelit ja biovoimalat. Yksittäisillä sähkönkäyttäjillä olevien tuotantolaitosten lisäksi tulee esiintymään myös alueellista pienmuotoista sähkön tuotantoa. Selkeää näkemystä hajautetun tuotannon lisääntymisestä ei toistaiseksi ole olemassa.

Oman tuotannon lisäksi sähkönkäyttäjillä on tulevaisuudessa omia energiavarastoja. Ensimmäisessä vaiheessa sähköautojen akut voivat tarvittaessa toimia energiavarastona. Akkujen hinnan laskiessa myös kiinteät varastot ovat mahdollisia. Nykykäsityksen mukaan akkujen energiavarastointikyky pitkien keskeytysten ylimenoon on hyvin rajallinen. Ainakaan taloudellisesti tämä ei liene mahdollista. Nykyhinnat Li-ion akuille on 700-1000 €/kWh. Pitkissä keskeytyksissä pienessäkin kiinteistöissä tarvittava energiamäärä on vähintään kymmeniä ja yleensä satoja kWh:ja.

4.3 Yhteiskunta

Yhteiskunta voi varautua suurhäiriöihin toisaalta ohjaamalla erilaisin keinoin verkkoyhtiöitä ja sähkökäyttäjiä pienentämään suurhäiriöriskiä sekä varautumalla yhteiskunnan voimavaroin suurhäiriöihin. Ohjauskeinoja ovat lainsäädäntö, regulaatio, taloudellinen tuki ja tiedottaminen. Käytännön esimerkkejä ohjauksesta ovat vakiokorvaukset, keskeytyskustannusten huomiointi regulaatiossa sekä maatalouden aggregaattihankintojen taloudellinen tuki.

Yhteiskunnan omilla voimavaroilla suurhäiriöihin varautuminen tarkoittaisi sitä, että sähkön puuttuminen täyttäisi pelastustoimen näkökulmasta pelastustehtävän tunnusmerkit. Tämä mahdollistaisi puolustusvoimien tuen ja virka-avun käytön suurhäiriötilanteessa. Tämänkaltaisen kehityssuunta ei kuitenkaan vaikuta todennäköiseltä ja se soveltuu huonosti vallitsevaan ajattelutapaan, jossa verkkoyhtiöltä edellytetään suurhäiriöriskin pienentämistä.

4.4 Yhteenveto riskin pienentämisestä

Lähtökohtana tulee olla sähköhuollon kehittäminen kustannustehokkaasti yhä häiriöttömämmäksi. Luvussa 4.1 todettiin, että kaapelointi kehittyy pitkällä tähtäimellä lähes poikkeuksetta elinkaarikustannuksiltaan edullisimmaksi jakeluverkon rakentamistavaksi. Tämän perusteella voidaan pitkän tähtäimen tavoitteeksi asettaa suurhäiriövapaa sähköhuolto. Tämän kehittämisen tueksi tulee regulaatiomallia kehittää niin, että se kannustaa suurhäiriövapaan verkon rakentamiseen. Tämän lisäksi kehitystä on tarpeen tukea myös muilla keinoin (suositukset, lainsäädäntö, ym.).

Koska suurhäiriövapaan sähkönjakeluverkon rakentaminen kustannustehokkaasti vie useita vuosikymmeniä, on siirtymävaiheen aikana tarpeen edelleen parantaa suurhäiriöiden sietokykyä esimerkiksi varavoimaratkaisuin.

Siirtymävaiheen aikana erityinen huomio on tarpeen kiinnittää maaseututaajamin, joiden tapauksessa pitkäkestoinen sähkökatko johtaa yhteiskunnalliseen häiriötilanteeseen. Taajamien tapauksessa suurhäiriön toteutumisariskiä voidaan kuitenkin merkittävästi pienentää kohtuullisen verkostoinvestoinnein. Sähköasemien ja taajamien välisten verkkojen tulisi olla säävarmoja ja yksittäisien sähköasema- ja alueverkkovikojen varalle tulisi olla täysi korvauskapasiteetti taajamien osalta. Näiden toimenpiteiden tulisi olla lähivuosinen investointiohjelmassa etusijalla.

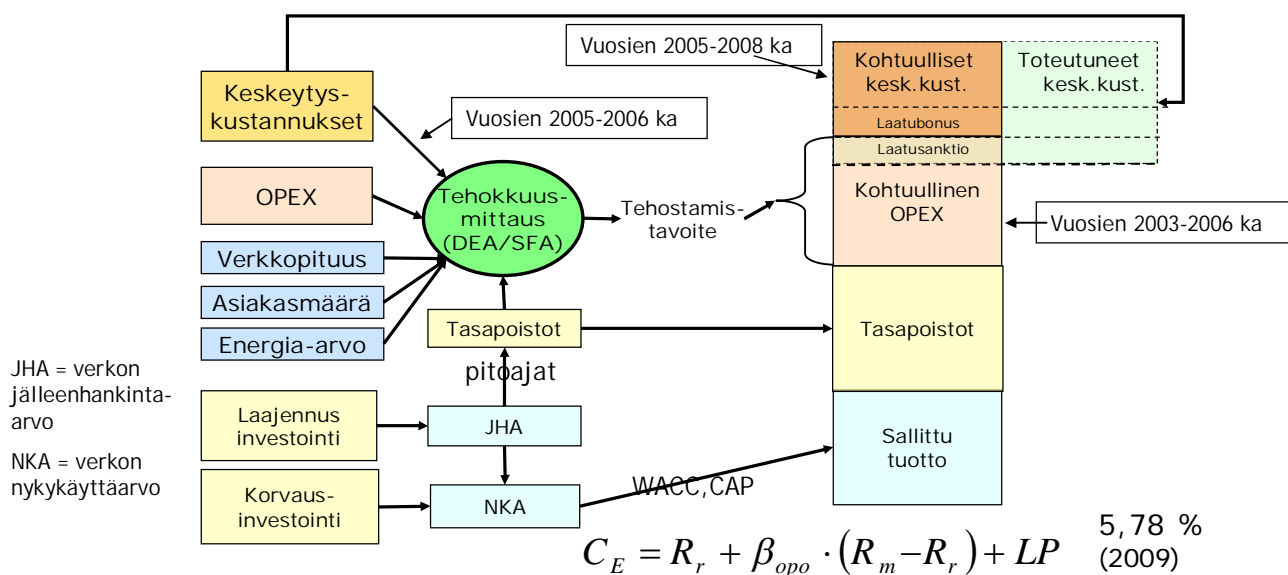
Taajamien priorisointia voi kritisoida tasapuolisen kohtelun vastaisena, mutta muissa toiminnoissa epätasapuolisuus on yleisesti hyväksyttyä (vesihuolto, julkiset palvelut, pelastustoimi). On myös syytä korostaa, että myös haja-asutusalueen kansalaisten etu pitkän sähkökatkon tapauksessa on se, että normaalit taajamatoiminnot ovat käytettävissä sekä ne toiminnot (matkapuhelimien lataaminen, peseytyminen, ym.) joita taajamiin pystytetään haja-asutusaluetta kohtaavan pitkän sähkökatkon ajaksi. Taajamien ja haja-asutusalueiden erottelu on periaatteellisella tavalla tehty määriteltäessä sähkönjakelun toimitusvarmuuskriteeristöä.

5 Valvontamallin arviointi ja kehittäminen

Tässä luvussa tarkastellaan nykyistä valvontamallia suurhäiriöiden näkökulmasta ja esitetään ehdotuksia valvontamallin kehittämisen tueksi.

5.1 Valvontamalli 2008-2011

Sähkönjakeluverkkojen nykyisessä taloudellisessa valvonnassa suurhäiriöitä ja niiden taloudellisia riskejä ei erityisesti käsitellä, vaan kaikkia sähkönjakeluverkon keskeytyksiä ja niiden vaikutuksia tarkastellaan samalla periaatteella (kuva 5.1).



Kuva 5.1. Yksinkertaistettu kaavioesitys valvontajaksolla 2008-2011 käytettävästä valvontamallista.

Keskeytykset vaikuttavat valvontamallissa laatuksennustimen/laatubonus, tehokkuusmittauksen (keskeytyskustannukset, operatiiviset kustannukset) ja operatiivisten kustannusten kautta.

Kullekin verkkoyhtiölle lasketaan vuotuiset keskeytyskustannukset ja näitä verrataan ajanjakson 2005-2008 keskimääräisiin keskeytyskustannuksiin (referenssitaso). Kustannusten erotuksesta 50 % toimii joko bonusena tai sanktiona. Bonus/sanktio tarkoittaa käytännössä verkkoyhtiölle liikevaihdon ja sitä kautta voiton kasvattamista/pienentämistä vastaavalla määrällä. Bonus/sanktio voi olla korkeintaan 10 % verkkoyhtiön kohtuullisesta tuotosta (leikkuri). Suurhäiriöiden aiheuttamien suurien keskeytyskustannusten vaikutukset verkkoyhtiön toteutuneeseen oikaistuun tulokseen rajataan siis maksimissaan 10 % kohtuullisesta tuotosta. Sanktio ei voi kuitenkaan olla suurempi kuin suurin mahdollinen bonus (symmetrisyysvaatimus).

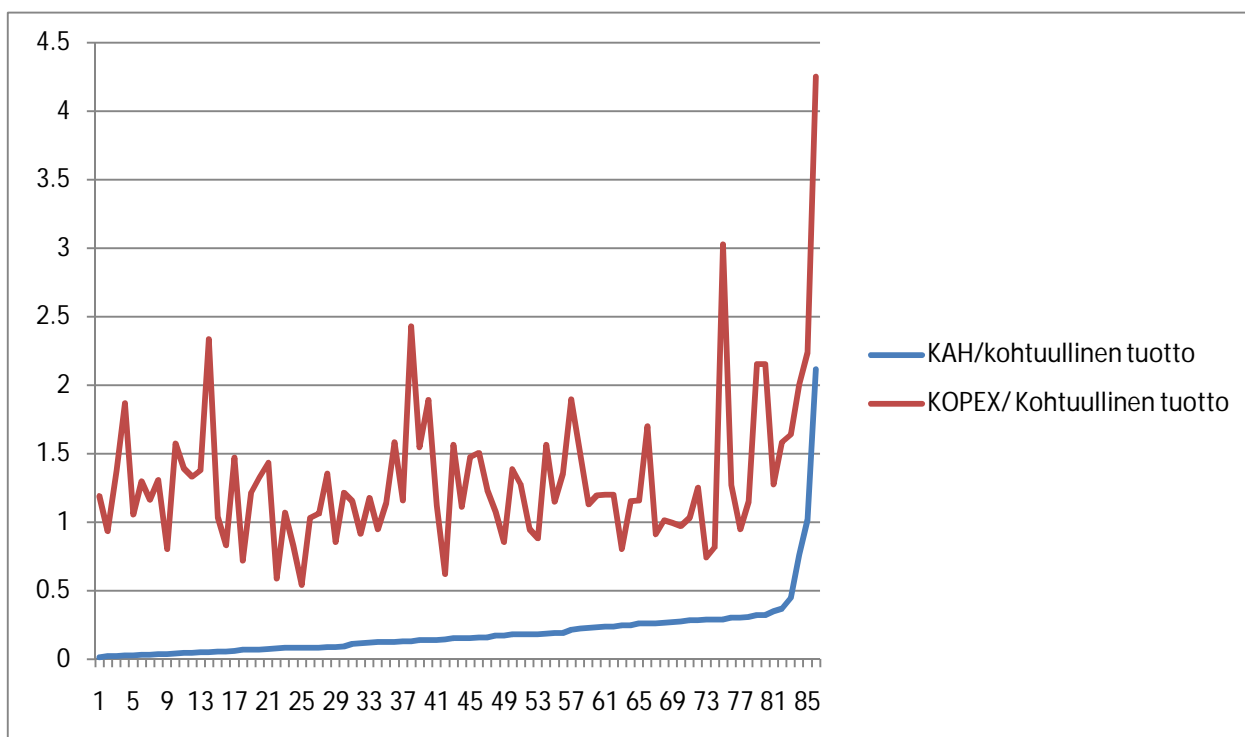
Vuosien 2005-2006 keskeytyskustannusten keskimääräinen arvo otetaan huomioon verkkoyhtiöiden välisessä tehokkuusmittauksessa. Tehokkuusmittauksessa keskeytyskustannus sisältyy

tasapoistojen, operatiivisten kustannusten ja keskeytyskustannusten summaan. Tehokkuusmitauksen pohjalta kullekin verkonhaltijalle on määrätty tehostamistavoitteen mukainen taso kontrolloitavissa oleville operatiivisille kustannuksille. Tulosta oikaistaessa huomioidaan toteutuneiden ja tehostamisvaatimuksen mukaisten operatiivisten kustannusten erotus siten, että tavoitteen alittaminen johtaa bonukseen ja ylittyminen sanktioon. Suurhäiriöt vaikuttavat operatiivisiin kustannuksiin vikojen korjauskustannusten ja asiakkaille maksettavien vakiokorvausten muodossa eli ne näkyvät sanktiona liiketoiminnan kannalta.

Nykyinen valvontamalli rajaa alle 1 kV ja yli 70 kV verkkojen vioista aiheutuvat keskeytyskustannukset regulaation ulkopuolelle. Myös keskeytystiedot jäävät keräämättä verkkoyhtiöiden omistamien yli 70 kV verkkojen osalta.

5.1.1 Esimerkilaskelmia suurhäiriön vaikutuksesta taloudelliseen valvontaan

Tarkasteltaessa suurhäiriöitä nykyisen valvontamallin näkökulmasta oleellisia tekijöitä ovat kohtuullinen tuotto, oikaistun tuloksen laskentaan vaikuttavat keskeytyskustannusten vertailutaso ja tehostamistavoitteen mukaiset kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset (KOPEX) sekä näiden toteutuneet arvot suurhäiriötapauksessa. Kuvassa 5.2 on tarkasteltu näiden välistä suhdetta vuoden 2008 osalta. Aineistosta on jätetty pois tarkastelun kannalta epärelevantit pienet teollisuusverkot. Kuvasta nähdään, että tehostamistavoitteen mukainen KOPEX on samaa suuruusluokkaa tai hieman enemmän kuin kohtuullinen tuotto. Keskeytyskustannusten (puolikkaan) suhde kohtuulliseen tuottoon on suurimmalla osalla verkonhaltijoita suuruusluokkaa 0.1 – 0.3, joista suuremmat arvot ovat tyyppillisiä maaseutuyhtiöille. Muutamien verkonhaltioiden arvot erityisesti KAH-arvon osalta poikkeavat muista verkonhaltioista merkittävästi ja näitä tulisi tarkastella erityistapauksina.



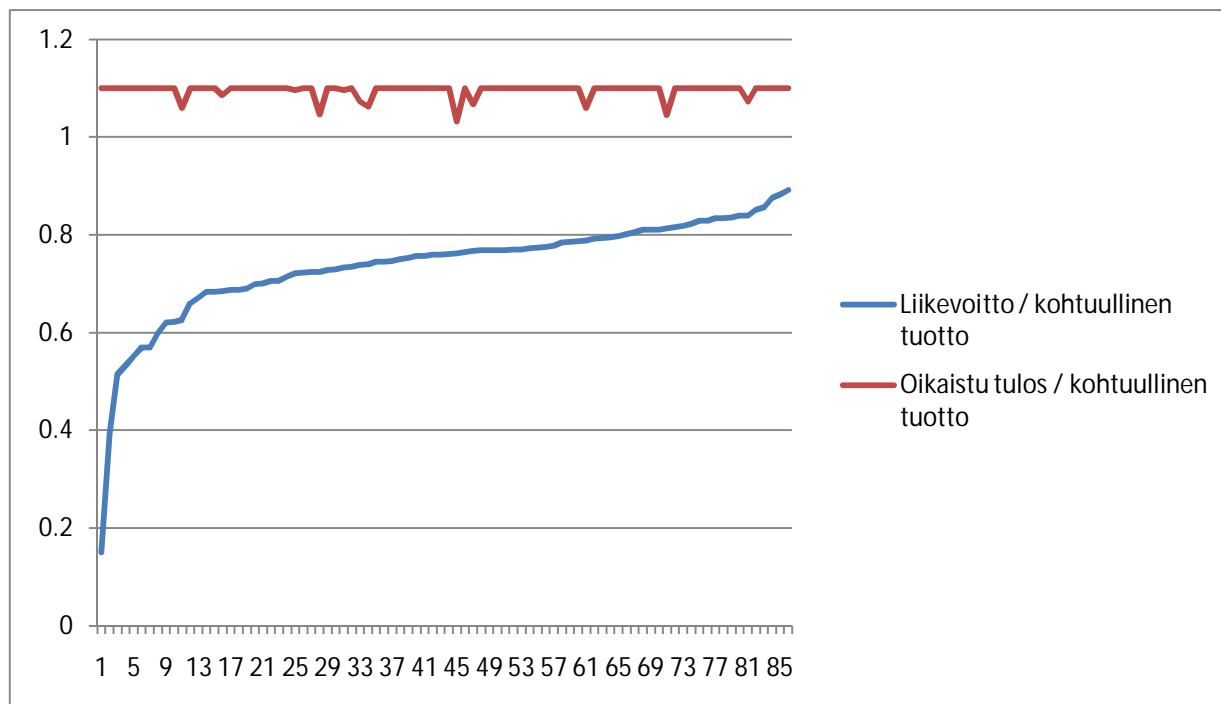
Kuva 5.2. KAH-arvon puolikas ja kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset verrattuna kohtuulliseen tuottoon eri verkonhaltijoilla vuonna 2008

Tarkastellaan suurhäiriön vaikutusta yksittäisen vuoden liiketoimintaan. Jos oletetaan, että verkonhaltijan strategisena tavoitteena on maksimoida tuotto, tulee hinnoittelu suunnitella niin, että tyypillisenä vuonna oikaistu tulos vastaa kohtuullista tuottoa. Tällöin toteutuneet operatiiviset kustannukset ovat tehostamistavoitteen mukaiset ja keskeytyskustannukset vertailutason suuruiset (tai suunnitellusti hieman pienemmät jolloin hinnoittelu vastaa tätä suunniteltua tilannetta). Suurhäiriötapauksessa toteutuneet keskeytyskustannukset nousevat merkittävästi, mutta myös operatiiviset kustannukset nousevat tyypillistä vuotta korkeampien korjauskustannusten ja vakiokorvausten vaikutuksesta. Koska hinnoittelu on suunniteltu normaalivuotta silmälläpitäen, voidaan operatiivisten kustannusten kasvun olettaa pienentävän liikevoittoa. Taulukossa 5.1 on esitetty kolme tapausta: tyypillinen vuosi, suurhäiriövuosi ja katastrofivuosi. Esimerkissä on tehty oletus, että suurhäiriövuonna keskeytyskustannukset ovat kolminkertaiset normaalivuoteen nähden KOPEX kasvaa 20 %. Nämä muutokset vastaavat lähteessä (Tahvanainen 2010) esitettyä laskuesimerkkiä. Katastrofivuonna keskeytyskustannukset kymmenkertaistuvat ja KOPEX kaksinkertaistuu. Esimerkissä ei ole huomioitu mahdollisia vakuutuksia.

Taulukko 5.1. Esimerkkilaskelma suurhäiriön vaikutuksista liiketoimintaan

	Normaali- vuosi	Suur- häiriövuosi	Katastrofivuosi
Liikevoitto ennen rahoituskuluja	6	4,4	-2
KAH:			
- Keskeytyskustannusten vertailutaso * 0.5	-2	-2	-2
+ Toteutuneet keskeytyskustannukset	+2	+6	+20
→ Toteuman ja vertailutason välinen erotus (mutta enintään 0.1 * Kohtuullinen tuotto)	±0	+0,6	+0,6
KOPEX:			
-Tehostamistavoitteen mukainen KOPEX	-8	-8	-8
+Toteutunut KOPEX	+8	+9,6	+16
→ Toteutuneen ja tehostamistavoitteen mukaisen KOPEX:n välinen erotus	±0	+1,6	+8
Oikaistu tulos	6	6,6	6,6
Kohtuullinen tuotto	6	6	6

Taulukosta nähdään, että suurhäiriövuonna mennään ylituoton puolelle, vaikka liiketoiminnan tulos ennen rahoituskuluja pienenee jopa tappiolliseksi. Yksittäisen vuoden ylituotto on kompensoitavan alituottona jonakin muuna vuonna. Liiketoiminnallisesti tuo 10 % kohtuullisesta tuotosta (0.6) on tämän esimerkin valossa kuitenkin selvästi pienempi kuin KOPEX:in kasvusta aiheutuva tuoton pieneneminen (1.6 tai 8). Kuvassa 5.3 on tehty vastaava tarkastelu kaikille verkonhaltijoille. Tulokset on suhteutettu kohtuulliseen tuottoon. Taulukon esimerkissä liikevoitto suhteessa kohtuulliseen on 0,73 eli esimerkki edustaa varsin tyypillistä verkonhaltijaa.



Kuva 5.3. Liikevoiton ja oikaistun tuloksen suhde kohtuulliseen tuottoon vuoden 2008 tiedoilla, kun lisäksi on oletettu että tapahtuisi suurhäiriö, joka nostaisi operatiivisia kustannuksia 20 % ja kolminkertaistaisi keskeytyskustannukset

Yhteenvedona voidaan todeta, että valvontamalli vaikuttaa voimakkaasti verkonhaltijan todelliseen liiketoiminnan tuottoon, jos liiketoimintastrategiana on tuoton maksimointi. Keskeytyskustannusleikkurin vuoksi suurhäiriötapauksessa operatiiviset kustannukset ovat enemmän vaikuttava tekijä. Puhtaan taloudellisen optimoinnin näkökulmasta tämä johtaa siihen, että leikkurin saavuttamisen jälkeen ei ole kannustinta minimoida keskeytyskustannuksia, vaan ainoastaan operatiivisia kustannuksia. Koska myös vakiokorvauksilla on maksimiarvo, voi nykyinen valvontamalli ohjata tekemään korjaustyön hitaammin kuin yhteiskunnallinen optimi olisi. Tämä koskee sekä leikkurin laukaisseen suurhäiriön korjausta että saman vuonna sen jälkeen tulevia keskeytyksiä.

5.2 Valvontamallin kehittämismahdollisuuksia

Kuten edellä olevissa luvuissa on todettu pitkän aikavälin tavoitteeksi voidaan asettaa suurhäiriövapaa sähköhuolto. Tämä on realistista, koska toteutuneen kehityksen ja ennusteiden perusteella on nähtävissä, että pitkien laajojen sähkökatkojen mahdollisessa estämisessä sähkönjakeluverkkojen laajamittainen kaapelointi myös maaseutumaisissa olosuhteissa on realistinen vaihtoehto niin teknisesti kuin myös taloudellisesti. Regulaatiota tulisi kehittää niin, että se kannustaa tähän tavoitteeseen pääsemistä.

Jakeluverkkotoiminnassa komponenttien pitoajat ovat pitkiä, useita vuosikymmeniä. Siten nyt tehtävät investointipäätökset näkyvät sähkön jakelun kustannuksissa ja toimitusvarmuudessa seuraavat 30-40 vuotta. Suomalaisissa verkkoyhtiöissä toteutetaan mittava verkoston uudistaminen seuraavien 15 vuoden aikana etenkin maaseudulla. Puupylväiden ikääntymisen takia ilmajohtoverkot on uusittava. Tämä avaa monia vaihtoehtoisia tapoja uudistaa verkkoa nyky-

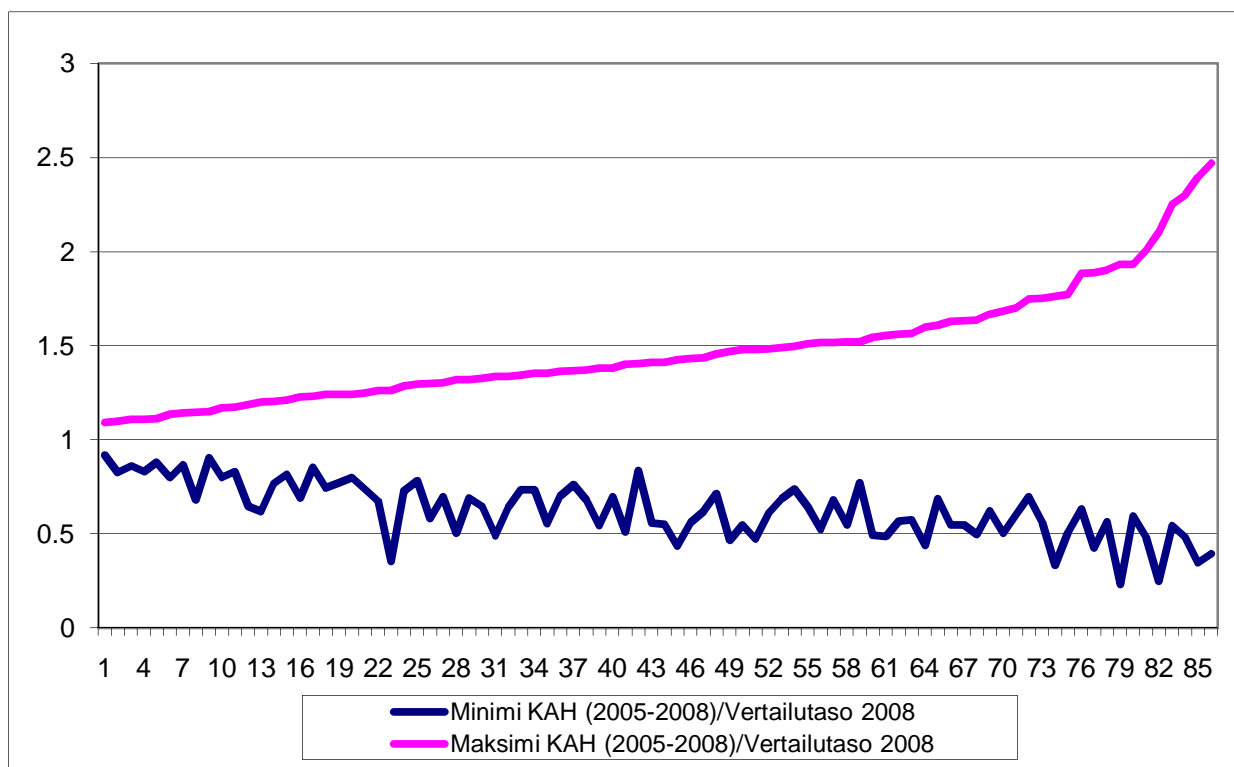
tilanteeseen verrattuna. Uusimisessa on otettava huomioon ei vain nykyiset tarpeet vaan myös pitoajan loppupuolen eli aikajakson 2030-2060 tarpeet. Suurhäiriöriskin hallinnan näkökulmasta edellä oleva on siis erityinen mahdollisuus. Verkkoa uusitaan joka tapauksessa ja mahdolliset suurhäiriöriskiä vähentävät toimet voidaan tarvittaessa toteuttaa muun uudistamisen yhteydessä olennaisesti alemmilla kustannuksilla verrattuna tilanteeseen, jossa muuta pakonomaista uusimistarvetta ei ole. Suurhäiriöriskin analysointi myös valvontamallin näkökulmasta juuri nyt on erityisen tärkeätä ja merkityksellistä.

Valvontamallin kehittämisen lähtökohtana on nykyinen valvontamalli, joka mahdollistaa sähkönjakelun luotettavuuden kehittämisen ja kannustaa investoimaan. Valvontamalli ei kuitenkaan erityisesti edistä yhteiskunnan toimintoja vakavasti häiritsevien pitkien katkojen poistamista pitkällä aikajänteellä. Valvontamallia olisikin syytä kehittää niin, että pitkien katkojen toteutusriskien ripeää pienentämistä edistetään kannustimien avulla. Tavoitteena olisi tällöin käytännössä kiihdyttää pitkien katkojen toteutusriskiä merkittävästi pienentävien investointien (pääosin kaapelointia) toteuttamista osana verkon ikääntymisestä johtuvaa uusimista. Pitkän aikavälin tavoitteena olisi poistaa pitkien laajojen katkojen toteutumisen riski. Jos verkkoyhtiö toimillaan ei poista pitkien laajojen katkojen toteutumisen riskiä ja tämän seurauksena verkkoyhtiön alueella toteutuu suurhäiriö esim. vuonna 2030 niin tällöin verkkoyhtiön kohtaamat sanktiot olisivat oleellisesti nykyistä ankarammat. Tiivistettynä siis kannustimien kautta ankarampiin sanktioihin niissä tapauksissa, joissa toivottua tulosta ei ole saavutettu.

Seuraavassa on esitetty periaatteita, joilla pitkän aikavälin tavoitteeseen eli pitkien laajojen katkojen toteutumisen riskin oleellinen pienentäminen voitaisiin toteuttaa. Osa esitettävistä kehitystoimista kohdistuu seuraavaan valvontajaksoon 2012-2015 ja osa sen jälkeiseen aikaan. Kirjoittajat ovat hyvin tietoisia Energiamarkkinaviraston toimintavaltuuksiin liittyvistä reunaehdoista, joiden perusteella EMV ei voi sitovasti päättää esim. vuoden 2015 jälkeiseen aikaan liittyvistä toimintamalleista. Toisaalta EMV valmisteleva Tiekartta 2020 hanke tähtää valvonnan pitkän aikavälin kehittämiseen. Osa ehdotuksista liittyy myös muuhun kuin regulaatioon. Näitä ehdotuksia käsitellään luvussa 6.

5.2.1 Keskeytyskustannusten vertailutason määrittely

Regulaatiossa käytettävällä keskeytyskustannusten vertailutasolla (referenssiarvo) on suuri vaikutus taloudellisessa regulaatiossa. Nykyisellä valvontajaksolla tarkasteluvuoden vertailutason määrittely tehdään vuosien 2005-2008 keskeytyskustannusten keskiarvona siten, että ne vastaavat tarkasteluvuoden aikana loppukäyttäjille luovutetulla vuosien energialla laskettuja keskeytyskustannuksia. Neljän vuoden aineisto on tilastollisesti varsin pieni, mutta aineiston vähäisyydestä johtuen nykyisellä valvontajaksolla päädyttiin tähän. Vertailutasoon ei sisälly juurikaan suurhäiriöitä, mikä on laadun reguloinnin perustavoitteen näkökulmasta hyvä asia. Ensisijainen tavoite vertailutason määrittelyssä on kuvata mahdollisimman hyvin yksittäisen verkonhaltijan normaalia vuotta. Kuvassa 5.4 on verrattu eri verkonhaltijoiden yksittäisen vuoden (2005-2008) KAH-arvoa vuoden 2008 vertailuarvoon. Kuva vahvistaa, että vuosina 2005-2008 vaihtelu on ollut melko vähäistä.



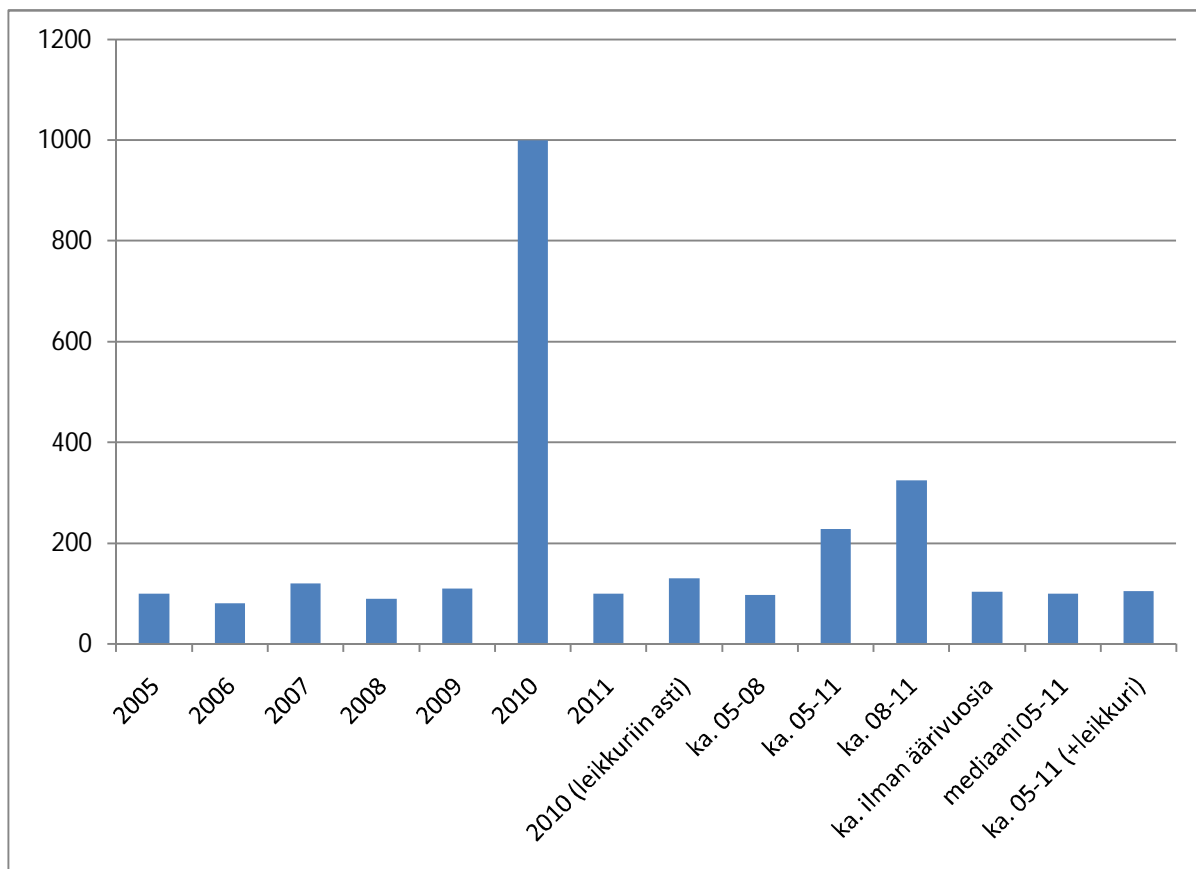
Kuva 5.4. Vuosien 2005-2008 keskeytyskustannusten suhde vuoden 2008 vertailutasoon

Seuraavan valvontajakson (2012-2015) referenssiarvoa määritettäessä on tarjolla selvästi enemmän kerättyä aineistoa kuin aiemmin. Yhtenä vaihtoehtona on käyttää kaikkia seitsemää vuotta (2005-2011) tai vain osaa vuosista. Koska jo nyt on tiedossa, että vuoden 2010 keskeytyskustannukset tulevat useille verkkoyhtiöille olemaan erittäin suuret, on syytä kiinnittää erityistä huomiota referenssitason määrittämisen metodiikkaan, jotta eri verkonhaltijoita kohdeltaisiin tasapuolisesti ja jotta perusajatus valvontamallin kannustavuudesta toimitusvarmuuden parantamiseen säilyisi. Kuvassa 5.5 on kuvattu erilaisia vaihtoehtoja kuvitteellisella aineistolla, jossa on oletettu että vuoden 2010 toteutuneet keskeytyskustannukset ovat 10-kertaiset aiempaan tasoon verrattuna. Tavoitteena on havainnollistaa yksittäisen huonon vuoden vaikutusta erilaisilla vertailutason määrittämisperiaatteilla.

Kuten kuvasta 5.5 nähdään, kaikkien seitsemän vuoden huomiointi nostaisi vertailutason nykyisestä yli kaksinkertaiseksi ja neljän vuoden huomiointi jopa kolminkertaiseksi. Tilastollisesti tämä on oikein, ja linjassa Markkinaoikeuden linjausten kanssa (Markkinaoikeus 2008). Markkinaoikeus esittää päätöserusteluissaan seuraavaa;

Ensinnäkin

”Asiassa on tältä osin kysymys siitä, onko jakeluverkonhaltijoita koskevaan valvontamalliin sisältyvään oman pääoman kustannuksen laskentakaavaan lisättävä rahoitusteoreettisesta näkökulmasta ja kohtuuden mukaan erillinen riskilisä sen vuoksi, että valvontamalliin toiselle valvontajaksolle tehdyt muutokset merkitsevät yhtäältä aika ajoin väistämättä esiintyvien suurhäiriöiden vuoksi ja toisaalta keskeytyskustannusten vertailutason määrittämisessä väitteen mukaan ilmenneen metodivirheen vuoksi verkkotoiminnan kohonnutta riskiä.”



Kuva 5.5. Vaihtoehtoisia tapoja vertailutaso määrittämiseen, kun oletetaan että vuosi 2010 on hyvin poikkeuksellinen muihin vuosiin nähden

”Markkinaoikeus toteaa, että pääoman painotetun keskikustannuksen laskentamalli (WACC) kohtuullisuusvalvonnan osana perustuu riidattomasti ajatukselle, jonka mukaan toimintaan sijoitettavan pääoman tuotto-odotus seuraa keskeisesti kysymyksessä olevaan liiketoimintaan liittyvää riskiä. Riidaton on niin ikään se, että Energiamarkkinaviraston toiselle valvontajaksolle vahvistama valvontamalli sisältää jakeluverkonhaltijoiden kohdalla merkittävänä pidettäviä uudistuksia, joista valittajat ovat vedonneet ennen kaikkea vakiokorvausten käsittelemiseen verkonhaltijan kontrolloitavissa olevina operatiivisina kustannuksina sekä laskennallisten keskeytyskustannusten ottamiseen mukaan valvontamallin osaksi. Valittajat eivät ole kuitenkaan vaatineet erillistä riskilisää hyvitykseksi mainituille muutoksille sellaisenaan eivätkä mille tahansa muutoksista mahdollisesti aiheutuville riskeille, vaan vaaditun riskilisan ensimmäisenä yksilöitynä perusteena on suurhäiriöistä valvontamalliin vahvistettujen muutosten vuoksi aiheutuva lisäriski sitä nimenomaista taustaa vasten, että mallissa toisella valvontajaksolla sovellettavien kustannusten vertailutasojen määrittelyjaksoilla – kaiken kaikkiaan vuosina 2003–2008 – on sattunut suurhäiriöinä pidettäviä sähköntoimituksen keskeytystilanteita keskimääräistä eli odotusarvoa vähemmän. Kysymys on näin ollen siitä, että valittajat pitivät perusteltuna odottaa itsestään riippumattomia suurhäiriöitä sattuvan kuluvan valvontajakson aikana todennäköisyyslaskennan lainalaisuuksien perusteella enemmän kuin mainittujen vertailutasojen määrittelyjaksojen aikana, jolloin suurhäiriöistä aiheutuvat kustannukset jäisivät vertailutasot ylittäviltä osin verkonhaltijoiden vahingoksi”

Ja perusteina erillisen riskilisan käytön hylkäämiselle;

”Vaikka valitukset koskevat sinänsä kaikilta osin yksinomaan toiselle valvontajaksolle annettuja päätöksiä niissä esitettyine perusteluineen ja niihin liittyvine olosuhteineen, huomioon voidaan toisaalta ottaa kysymyksessä olevan verkkotoiminnan pitkäjänteisyys. Tekninen kehitys ja muun ohella valvon-

tamallissa sovellettavat kannustimet ohjaavat verkkotoimintaa suuntaan, jossa sähköverkot kestävät myrskyjä ja muita erilaisia luonnonilmiöitä yhä paremmin. On tilastollisesti selvää, että pitkällä aikavälillä verkonhaltijat kohtaavat valvontajaksoja, joiden aikana sovellettaviin kustannusten vertailutasoihin vaikuttavina määritysvuosina suurhäiriöitä on toisinaan sattunut odotusarvoa vähemmän ja toisinaan sitä enemmän. Vaikka metodologisena virheenä olisikin valittajien tavoin pidettävä sitä, että suurhäiriöiden vaikutuksia sisältävät kustannusten vertailutasot eivät yksittäisellä valvontajaksolla aina pidä yhtä pitkän aikavälin historiatietoihin perustuvien odotusarvojen kanssa, tai sitä, että keskeytyskustannusten vertailutaso neljän vuoden kustannusten keskiarvona poikkeaa erilaisista yhdeksän vuoden ajalta lasketuista liukuvista keskiarvoista, tilanteen voidaan katsoa tasoituvan ja korjaantuvan pitkällä aikavälillä ilman, että valvontamallia olisi oikaistava jokaisella valvontajaksolla erikseen nyt vaaditun kaltaisilla, erillisiä selvityksiä edellyttävillä ja suuruudeltaan aina vaihtelevilla riskillisillä, joiden voisi riskiä paitsi verkonhaltijoiden, myös niiden asiakkaiden näkökulmasta arvioiden ajatella olevan toisinaan myös verkonhaltijoiden kannalta negatiivinen. Markkinaoikeus katsoo edellä olevan perusteella ja ottaen vielä huomioon Energiamarkkinaviraston mahdollisuuden muuttaa vahvistuspäätöksiä sähkömarkkinalain 38 b §:n 3 kohdan nojalla, jos muutokseen on painava syy päätöksen antamisen jälkeen tapahtuneen olosuhteiden olennaisen muutoksen johdosta, että valittajien tässä kohdassa esittämät perustelut eivät kohtuuden mukaan ja valvontamallia kokonaisuutena arvioiden anna aiheutta valituksenalaisten päätösten muuttamiselle vaadittu tavoin. Valitukset on näin ollen tältä osin hylättävä”

Markkinaoikeus toteaa päätöksessään, että pitkällä aikavälillä on tilanteita, joissa referenssitaso vaihtelee ollen välillä keskimääräistä pitkän aikavälin vertailutasoa (suurhäiriöriski huomioon ottaen) korkeampi ja välillä matalampi, mikä pitkällä aikavälillä huomioi suurhäiriöistä aiheutuvan riskin.

Vertailutason voimakas kasvu johtaisi tilanteeseen, jossa suurhäiriön vaikutuksesta laatu- ja kustannusten merkitys poistuisi seuraavalla valvontajaksolla kokonaan, koska normaalivuosina laatubonus tulisi täysimääräisenä jopa hieman keskimääräistä huonompana vuonna eikä näin ollen kannustaisi laadun asteittaiseen parantamiseen.

Markkinaoikeuden päätöksen mukainen ajattelutapa, jossa vertailutaso voi vaihdella merkittävästi, johtaisi siihen että vertailutason määrittäminen tulisi tehdä nykyisen kaltaisella tavalla useiden valvontajaksojen ajan. Tämä siis tarkoittaisi että vertailutason määrittämisen osalta menetelmää ei voisi kehittää, vaikka juuri siihen sisältyy alun perin erittäin suuri epävarmuus. Markkinaoikeuden päätös ei myöskään ota kantaa siihen, tuleeko vertailutason määrittämisessä huomioida keskeytyskustannukset siltä osin, kuin ne ylittävät 10 % sanktiokaton.

Suositteluvampi vertailutason määrittämistapa olisi esimerkiksi sellainen, että seitsemän vuoden aineistosta (2005-2011) poistetaan suurin ja pienin ja lasketaan tämän jälkeen keskiarvo. Tällä tavalla päästäisiin selvästi paremmin normaalivuotta kuvaavaan vertailutasoon. Tämä menettelytapa oli LTY:n ja TTY:n tutkijoiden suositus jo ensimmäiselle valvontajaksolle (Honkapuro et al. 2007). Tuolloin heikkoutena oli se, että referenssitaso ei olisi ollut tiedossa ennen kuin jakson lopussa. Seuraavan valvontajakson näkökulmasta tätä ongelmaa ei ole, vaan vertailutason minimi- ja maksimiarvo olisivat tiedossa jo vuonna 2011 ja täsmällinen arvo heti vuoden 2012 alussa. Vaihtoehtoisia määrittäytapoja olisi myös mediaanin käyttö sekä se, että poikkeavan vuoden kohdalla vertailutason määrittämisessä käytettäisiin keskeytyskustannuksia vain 10 % sanktioleikkuriin asti. Kuten kuvasta nähdään kaikki kolme vaihtoehtoista tapaa antavat suunnilleen saman tasoisen arvon, joka myös kuvaa parhaiten tyypillistä vuotta.

Kuvassa 5.2 verrattiin nykyisen valvontajakson vertailutason puolikasta vuodelta 2008 määritettyihin kohtuullisen tuoton arvoihin. Kuvasta nähtiin, että muutamalla verkonhaltijalla nykyinen vertailutaso on poikkeuksellisen suuri. Syynä tähän voisi olla se, että vuosiin 2005-2008 olisi osunut suurhäiriövuosi. Koska aineistossa ei kuitenkaan ole suuria poikkeuksia, näyttää siltä että näiden verkonhaltioiden normaalivuosi poikkeaa muista verkonhaltioista merkittävästi ja näitä tulisi tarkastella erityistapauksina esimerkiksi kehittämisvelvollisuuden näkökulmasta. Tyypillisen maaseutujakeluyhtiön keskeytyskustannusten vertailutason ja kohtuullisen tuoton välinen suhdeluku on noin 0.2 eli laatukannustin vaikuttaisi suhdeluvun ollessa 0.1 – 0.3. Jos näistä lähtökohdista oletetaan, että vuonna 2010 sattuneesta suurhäiriöstä johtuen vertailutaso vaikkapa kaksinkertaistuisi, suhdeluku olisi seuraavalla valvontajaksolla 0.4 ja 10 % vaihteluväli 0.3 – 0.5 eli 'normaalivuonna' saataisiin aina maksimibonus. Tämä tarkoittaisi sitä, että laatukannustin toimisi alkuperäisen tavoitteen vastaisesti.

Valvontajaksolle 2017-2020 voitaisiin käyttää joko samaa vertailutasoa kuin vuosille 2012-2015 tai käyttää saamaa määrittelyperiaatetta käyttäen vuosia 2005-2015.

Kun KAH-arvoja alettiin soveltaa verkkotoiminnan valvonnassa, päädyttiin energiapainotettuihin arvoihin kuluttajaryhmäkohtaisten arvojen sijaan. Tavoitteeksi asetettiin tuolloin, että myöhemmin voitaisiin siirtyä kuluttajaryhmäkohtaisiin arvoihin. Keskeytyskustannusten vertailutason määrittämisen näkökulmasta määrittelyperiaatteen muuttaminen on hankalaa, koska eri tavoin lasketut eivät ole välttämättä vertailukelpoisia. Jotta uudella tavalla määritettyä aineistoa olisi käytettävissä riittävästi, olisi syytä alkaa kerätä kuluttajaryhmäkohtaisiakin arvoja jo seuraavalla valvontajaksolla. Vaihtoehtoisesti voitaisiin jaottelut tehdä haja-asutus – taajama jaottelulla, jolloin KAH-arvojen ohjausvaikutus vastasi paremmin yhteiskunnan tarpeita ja olisi myös linjassa toimitusvarmuuskriteeristön kanssa.

5.2.2 *Keskeytyskustannusleikkurin kasvattaminen tai poistaminen*

Jos tarkastelleen aiemmin luvussa 5.1.1 esitettyä esimerkkiä sillä oletuksella, että keskeytyskustannusten vaikutuksesta maksimisanktiota korotettaisiin 20 % kohtuullisesta tuotosta tai poistettaisiin kokonaan. Taulukossa 5.2 on esitetty tulokset 20 % leikkurin tapauksessa.

Taulukosta nähdään, että suurhäiriövuonna mennään aiempaa selkeämmin ylituoton puolelle. Laatusanktion liiketoimintavaikutus (1.2) on tämän esimerkin valossa pienempi kuin KOPEX:in kasvusta aiheutuva tuoton pieneneminen suurhäiriövuonna.

Taulukko 5.2. Esimerkkilaskelma suurhäiriöön vaikutuksista liiketoimintaan, jos maksimisanktio korotettaisiin 20 %:iin

	Normaali- vuosi	Suur- häiriövuosi	Katastrofivuosi
Liikevoitto ennen rahoituskuluja	6	4,4	-2
KAH:			
-Keskeytykskustannusten vertailutaso * 0.5	-2	-2	-2
+Toteutuneet keskeytykskustannukset * 0.5	+2	+6	+20
→ Toteuman ja vertailutason välinen erotus (mutta enintään 0.2 * Kohtuullinen tuotto)	±0	+1,2	+1,2
KOPEX:			
-Tehostamistavoitteen mukainen KOPEX	-8	-8	-8
+Toteutunut KOPEX	+8	+9,6	+16
→ Toteutuneen ja tehostamistavoitteen mukaisen KOPEX:n välinen erotus	±0	+1,6	+8
Oikaistu tulos	6	7,2	7,2
Kohtuullinen tuotto	6	6	6

Jos leikkuri poistettaisiin kokonaan, sanktion maksimivaikutus määräytyisi vertailutason mukaan, koska markkinaoikeuden päätöksen mukaan (Markkinaoikeus 2008) sanktio saa olla korkeintaan maksimibonuksen suuruinen eli tässä esimerkkitapauksessa 33 % (2/6). Tilanne on kuvattuna taulukossa 5.3.

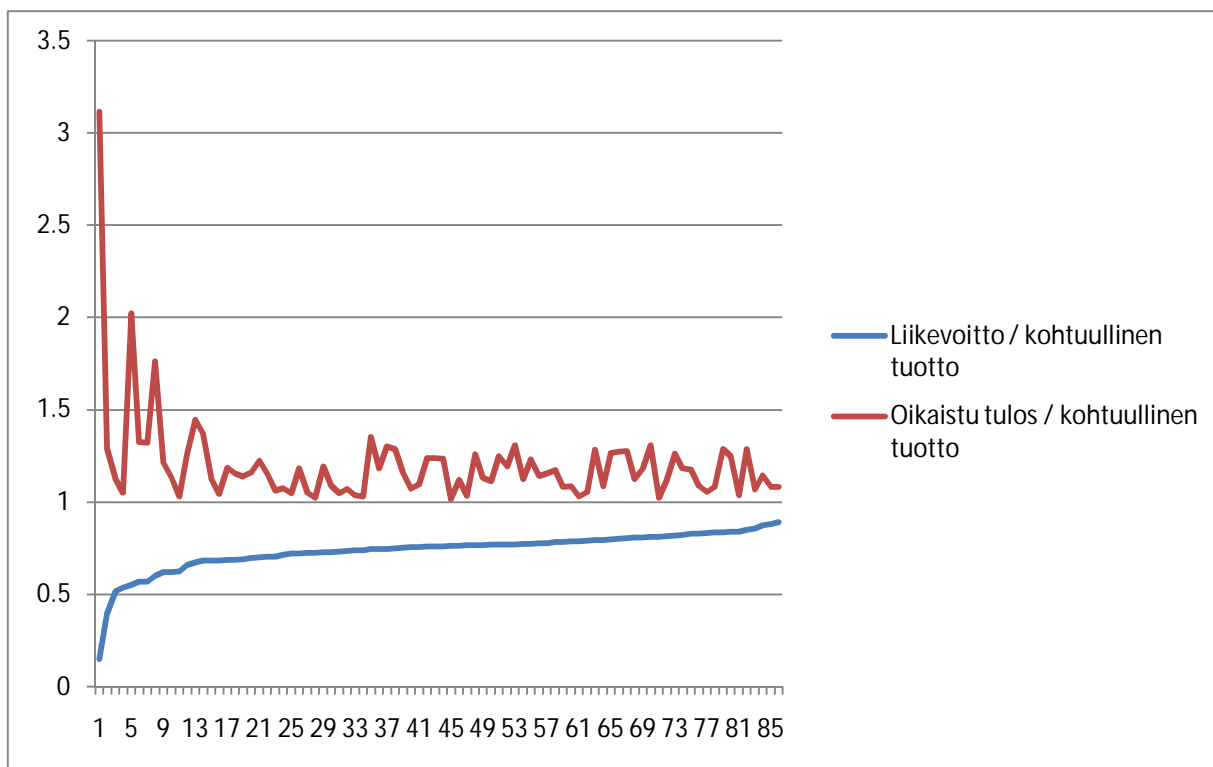
Taulukko 5.3. Esimerkkilaskelma suurhäiriöön vaikutuksista liiketoimintaan, jos 10 % maksimisanktio poistettaisiin

	Normaali- vuosi	Suur- häiriövuosi	Katastrofivuosi
Liikevoitto ennen rahoituskuluja	6	4,4	-2
KAH:			
-Keskeytykskustannusten vertailutaso * 0.5	-2	-2	-2
+Toteutuneet keskeytykskustannukset * 0.5	+2	+6	+20
→ Toteuman ja vertailutason välinen erotus (mutta enintään 0.33 * Kohtuullinen tuotto)	+0	+2	+2
KOPEX:			
-Tehostamistavoitteen mukainen KOPEX	-8	-8	-8
+Toteutunut KOPEX	+8	+9,6	+16
→ Toteutuneen ja tehostamistavoitteen mukaisen KOPEX:n välinen erotus	+0	+1,6	+8
Oikaistu tulos	6	8	8
Kohtuullinen tuotto	6	6	6

Leikkurin poistaminen kasvattaa mahdollisessa suurhäiriötilanteessa sanktioita. Sanktion suhteellinen merkitys riippuu keskeytykskustannusten referenssitason ja kohtuullisen tuoton keskinäisistä suhteista. Sanktiohan voi maksimissaan olla bonuksen suuruinen. Laatusanktion liiketoimintavaikutus (2) on tämän esimerkin valossa suurhäiriövuonna suurempi kuin

KOPEX:in kasvusta aiheutuva tuoton pieneneminen mutta katastrofivuonna KOPEX:in vaikutus on selvästi suurempi.

Vastaava tarkastelu kaikille verkonhaltijoille on esitetty kuvassa 5.6. Yleisesti voidaan todeta, että sanktioleikkurin poistaminen suurimmalla osalla verkonhaltijoista ei dramaattisesti muuta tilannetta nykyisestä, koska symmetrisyysvaatimus rajaa sanktion tyypillisesti 15-30 %:iin kohtuullisesta tuotosta.



Kuva 5.6. Liikevoiton ja oikaistun tuloksen suhde kohtuulliseen tuottoon vuoden 2008 tiedoilla, kun on oletettu että tapahtuisi suuri häiriö, joka nostaisi operatiivisia kustannuksia 20 % ja kolminkertaistaisi keskeytyskustannukset. Lisäksi on oletettu että maksimisanktio on korkeintaan maksimibonuksen suuruinen.

Valvontamallia olisi suositeltavaa laatubonuksen/sanktion leikkurin osalta kehittää niin, että valvontajaksolla 2012-2015 leikkuri olisi 20 % verkkoyhtiölle kohtuullisesta tuotosta ja valvontajaksolla 2016-2019 30 %. Maksimisanktio olisi kuitenkin edelleen enintään maksimibonuksen suuruinen (symmetrisyys).

5.2.3 Investointien kannustaminen

Laajamittaisen kaapeliverkon rakentaminen maaseutumaisiin olosuhteisiin sisältää uuden tekniikan käyttöön liittyviä investointiriskejä. Uuden tekniikan hinta on alkuvaiheessa korkea. Tätä riskiä voitaisiin pienentää muuttamalla poistojen käsittelyä valvontamallissa siten, että tasapoistojen sijasta käytettäisiin todellisia kirjanpidon mukaisia poistoja. Tällöin alkuvaiheen tuotekehittelijät saisivat pitoajan kuluessa kerättyä tarvittavat poistot investoinnin maksuun vaikka kaapeloinnin yksikköhinta ajan kuluessa laskisikin.

Varavoimakoneinvestoinnille tulisi saada tuotto vastaavaan tapaan kuin verkkoinvestoinnille, jotta siirtymävaiheen aikana suurhäiriöriskin pienentäminen voitaisiin tehdä yhteiskunnallisesti järkevällä tavalla.

5.2.4 Muut kehittämistarpeet

Ulotetaan keskeytysten huomiointi koskemaan myös alle 1 kV ja yli 70 kV verkkoja, jotta toimitusvarmuuden kehittyminen olisi pitkällä tähtäimellä kokonaisvaltaista. Seuraavan valvontajakson aikana tämä tarkoittaisi nykyistä kattavampaa tunnuslukutietojen keruuta. Valvontajaksolla 2016-2019 voitaisiin näiden verkkojen keskeytyskustannukset huomioida myös osana laatukannustinta/ -sanktiota.

Siltä osin kuin verkonhaltijat eivät tavoittele maksimituottoa eivät nykyiset eivätkä ehdotetutkaan kannustimet vaikuta. Tällaisten verkkoyhtiöiden kohdalla suurhäiriöiden aiheuttamat lisäkustannukset toimivat kannustimena kehittää verkkoja, koska asiakasomistajat näkisivät suurhäiriöiden vaikutukset merkittävänä hinnan nousuina. Toinen mahdollisuus tällaisten verkonhaltijoiden kohdalla on Energiamarkkinaviraston mahdollisuus tarkastella verkon kehittämisvelvollisuutta, jos verkonhaltijan tunnusluvut ja toimenpiteet poikkeavat merkittävästi muista toimijoista. Sähkömarkkinalain 9 §:n 1 momentin mukaan verkonhaltijan tulee ylläpitää, käyttää ja kehittää sähköverkkoaan sekä yhteyksiä toisiin verkkoihin asiakkaiden kohtuullisten tarpeiden mukaisesti ja turvata osaltaan riittävän hyvälaatuisen sähkön saanti asiakkaille.

6 Muita ehdotuksia suurhäiriöriskin pienentämiseksi

Valvontamallin kehittämisen ohella suurhäiriövapaa sähköhuolto -vision toteuttamista edistäisi lainsäädännön muuttaminen. Keskeisimpänä muutoksena olisi muuttaa vakiokorvauskäytännön tiukentaminen asteittain esimerkiksi seuraavasti:

- Ohjataan laajojen pitkien katkojen toteutumisriskin pienentämistä etenkin taajama-alueille. Ohjaus toteutetaan muuttamalla vakiokorvauskäytäntöä taajamissa vuodesta 2020 alkaen tiukemmaksi seuraavasti
 - Taajamat

• 6 h keskeytyksestä	10 % vuotuisesta siirtomaksusta
• 12 h keskeytyksestä	25 % vuotuisesta siirtomaksusta
• 24 h keskeytyksestä	50 % vuotuisesta siirtomaksusta
• 48 h keskeytyksestä	100 % vuotuisesta siirtomaksusta
 - Haja-asutusalueet kuten nykyisin
- Vuonna 2030 vakiokorvauskäytäntöä kiristettäisiin edelleen seuraavasti
 - Taajamat

• 3 h keskeytyksestä	10 % vuotuisesta siirtomaksusta
• 6 h keskeytyksestä	25 % vuotuisesta siirtomaksusta
• 12 h keskeytyksestä	50 % vuotuisesta siirtomaksusta
• 24 h keskeytyksestä	100 % vuotuisesta siirtomaksusta
 - Haja-asutus

• 6 h keskeytyksestä	10 % vuotuisesta siirtomaksusta
• 12 h keskeytyksestä	25 % vuotuisesta siirtomaksusta
• 24 h keskeytyksestä	50 % vuotuisesta siirtomaksusta
• 48 h keskeytyksestä	100 % vuotuisesta siirtomaksusta
- Korotetaan vakiokorvauksen euromääräistä kattoa nykyisestä 700 eurosta 1500 euroon vuodesta 2020 alkaen ja poistetaan raja kokonaan vuoden 2030 alusta

Taajamalla tarkoitetaan asemakaavoitettua aluetta, jossa on asutuksen ohella on useita päivittäispalveluita. Taajamamäärittely voidaan tehdä raportissa Partanen 2010 esitetyllä tavalla.

Edelleen lainsäädäntöä tulisi muuttaa niin, että kaapelin sijoittaminen tiealueella tulisi lähtökohtaisesti sallia.

Sähkömarkkinapelisääntöjä tulisi muuttaa niin, että verkkoyhtiön ja muiden toimijoiden intressit voisivat kohdata investoitaessa hajautettuun sähköntuotantoon. Esimerkiksi etäällä sähköasemasta olevan taajaman tapauksessa sähkönsyöttö voitaisiin varmentaa varavoimakoneella, jolla olisi perusteltua tuottaa sähköä myös normaalitilanteessa. Saarekekäyttömahdollisuuteen investointi ja sen aikainen käytönjohto olisi verkkoyhtiön vastuulla ja normaali aika varsinaisen sähköntuottajan.

Eri organisaatioiden välistä yhteistoimintaa tulisi kehittää paremmin yhteiskunnallisen kokonaisedun mukaiseen suuntaan:

- tietoliikenneverkkojen varasyöttökapasiteetin tulisi nykyistä paremmin sietää suurhäiriöitä

- eri toimijoiden välistä tiedonvaihtoa tulisi kehittää sekä suurhäiriöihin varautumisen että niiden aikaisen toiminnan osalta
- eri toimijoiden tulisi tehdä (tai teettää) palotarkastusten tavoin sähkökatkotarkastuksia, joiden pohjalta tehtäisiin parannuksia
- suurhäiriöharjoituksia tulisi pitää nykyistä enemmän ja niissä tulisi olla laajempi osallistujajoukko

7 Yhteenveto

Tässä dokumentissa on tarkasteltu sähköhuollon suurhäiriöitä yhteiskunnallisesta näkökulmasta. Yhteiskunnan sähköriippuvuudesta ja suurhäiriöiden kohtuullisesta esiintymistodennäköisyydestä johtuen suurhäiriöriski on varsin merkittävä. Yhteiskunnan elintärkeiden toimintojen turvaamisen strategia onkin asettanut tavoitteeksi sähkön toimitusvarmuuden parantamisen.

Keskeisin riski tänä päivänä on metsäisillä alueilla olevien ilmajohtoverkkojen alttius myrskyille ja lumikuormille. Tämän riskin poistaminen voidaan tehdä maakaapeloinnin avulla. Perinteisesti lähtökohtana on ollut se, että kaapelointi maaseutuverkoissa ei ole taloudellisesti perusteltua, mutta kustannusero on vähitellen pienentymässä. Jos luotettavuuspohjaisessa verkostosuunnittelussa huomioidaan keskimääräisen keskeytystodennäköisyyden ohella suurhäiriöriski on kaapelointi varsin kilpailukykyinen vaihtoehto. Kaapelointi tulisikin olla vallitseva verkonrakennustapa tulevaisuudessa myös maaseudulla. Verkkoja ei kuitenkaan ole tarkoituksenmukaista saneerata, jos niillä on vielä elinkaarta jäljellä. Tämän vuoksi suurhäiriövapaaseen verkkoon päästään vasta useiden vuosikymmenien päästä. Siirtymäkauden aikana erityistä huomiota on tarpeen kiinnittää taajamien suurhäiriöriskin pienentämiseen.

Nykyinen valvontamalli huomioi keskeytyskustannukset ja vakiokorvaukset, mutta suurhäiriötapaüksissa tulee nykyisin maksimisanktio vastaan, joten erityistä kannustetta suurhäiriöriskin pienentämiseen nykyisessä valvontamallissa ei ole. Sen sijaan vertailutason määrittämismetodiikkaan liittyy nykyisin riski, että suurhäiriön seurauksena laatukannustin ei toimi tavoitteen mukaisesti.

Valvontamallia onkin tarpeen kehittää niin, että vertailutason määrittäksessä yksittäisen suurhäiriövuoden tai erityisen hyvän vuoden vertailutasoa muuttava vaikutus eliminoidaan, joko poistamalla paras ja huonoin vuosi aineistosta ennen keskiarvon laskentaa tai huomioimalla toteutuneet keskeytyskustannukset vain sanktio-/bonuskattoon asti. Käytännössä tämän toteutus on kuitenkin Markkinaoikeuden päätösten perusteella haasteellista. Laatukannustimen maksimivaikutusta tulisi asteittain kasvattaa nykyisestä, jotta se ohjaisi nykyistä voimakkaammin suurhäiriöriskin vähentämiseen.

Valvontamallin kehittämisen ohella olisi tarpeen asteittain kiristää vakiokorvauskäytäntöä erityisesti taajamien priorisoimiseksi. Maaseutukaapeloinnin edistämiseksi johtojen tienvarteen sijoittamista tulisi edistää.

Kannustettavista investoinneista huolimatta maaseutuverkoissa säilyy merkittävä suurhäiriöriski vielä vuosien ajan, joten on tarpeen edistää eri osapuolten välistä yhteistoimintaa suurhäiriöriskin pienentämiseksi siirtymäkauden aikana.

Lähteet

Energiamarkkinavirasto. Helsingissä 23.8.2003 tapahtunut sähkökatkos ja verkon kehittämismallisuus. Helsinki, Energiamarkkinavirasto, 2004. Päätös Dnro 185/429/2003.

Energiamarkkinavirasto. EMV:n päätös Helsingissä 23.8.2003 tapahtuneen sähkökatkoksen johdosta tehtyjen korjaavien toimenpiteiden saattamisesta. Energiamarkkinavirasto tiedottaa (verkkolehti), 2/2006, s. 8.

Energiamarkkinavirasto. Myrskyjä koskeva kysely ja selvitys. Energiamarkkinaviraston verkkosivut: Ajankohtaista, 22.9.2010.

Energimyndigheten. Storm Gudrun - What can be learnt from the natural disaster of 2005? Eskilstuna, Swedish Energy Agency, ET2007:36, 2007a.

Energimyndigheten. Storm Per - Lessons for a more secure energy supply after the second severe storm in the 21st century. Eskilstuna, Swedish Energy Agency, ET2007:35, 2007b.

Euroopan Unionin neuvosto. Neuvoston direktiivi 2008/114/EY, Euroopan elintärkeän infrastruktuurin määrittämisestä ja nimeämisestä sekä arvioinnista, joka koskee tarvetta parantaa sen suojaamista. 8.12.2008.

Euroopan Unionin neuvosto. Turvallisempi Eurooppa oikeudenmukaisemmassa maailmassa – Euroopan Unionin turvallisuusstrategia. 2009.

Fingrid. Myrsky aiheutti kaksi pitempää vikaa kantaverkkoon. Fingridin verkkosivut: Ajankohtaista, 9.8.2010.

Forstén, J. Sähkön toimitusvarmuuden parantaminen: Selvitysmiehen raportti. Kauppa- ja teollisuusministeriön tutkimuksia ja raportteja (vuodesta 1993-3/2004) 18, 2002.

Honkapuro S., Tahvanainen K., Viljainen S., Partanen J., Mäkinen A., Verho P., Järventausta P., *Keskeytystunnuslukujen referenssitason määrittäminen*. Tilaustutkimusraportti, Lappeenranta, 2007, 39 s.

Ilmatieteen laitoksen verkkosivut. Saatavilla: <http://fmi.fi/>

Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). IEEE Trial-Use Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. IEEE Std 1366-1998.

Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. IEEE Std 1366-2003.

Järventausta, P., Mäkinen, A., Kivikko, K., Partanen, J., Lassila, J. & Viljainen, S., Sähköverkon kehittämismallin arviointi käyttövarmuuden näkökulmasta. Tampereen teknillinen yliopisto & Lappeenranta teknillinen yliopisto, Energiamarkkinaviraston julkaisuja 1/2005.

Lassila, J. Strategic development of electricity distribution networks, concept and methods. Väitöskirja, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Acta Universitas Lappeenrantaensis 371, 2009.

Markkinaoikeuden päätös MAO:551-634/08. Markkinaoikeus 2008

Onnettomuustutkintakeskus. Onnettomuustutkintakeskus tutkii kesän myrskyt. Onnettomuustutkintakeskuksen verkkosivut: Ajankohtaista 17.8.2010.

Partanen, J., Lassila, J., Kaipia, T., Matikainen, M., Järventausta, P., Verho, P., Mäkinen, A., Kivikko, K., Pylvänäinen, J. ja Nurmi, V-P. Sähkönjakeluverkkoon soveltuvat toimitusvarmuuskriteerit ja niiden raja-arvot sekä sähkönjakelun toimitusvarmuudelle asetettavien toiminnallisten tavoitteiden kustannusvaikutukset. Lappeenrannan teknillinen yliopisto & Tampereen teknillinen yliopisto, Kauppa- ja teollisuusministeriön tilaustutkimusraportti, 2006.

Partanen, J., Honkapuro, S., Lassila, J., Kaipia, T., Verho, P., Järventausta, P., Strandén, J., Mäkinen, A. Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot. Lappeenrannan teknillinen yliopisto & Tampereen teknillinen yliopisto, Energiateollisuus ry:n tilaama tutkimusraportti, 2010.

Puolustusministeriö. Pitkä sähkökatko ja yhteiskunnan elintärkeiden toimintojen turvaaminen. Helsinki, Suomen Puolustusministeriö, 2009.

Sähköenergialiitto ry Sener. Sähköverkkoyhtiön toiminta suurhäiriössä. Helsinki, Sener Verkostosuositus YA 7:02, 2002.

Sähköenergialiitto ry Sener. Vakiokorvaukset – sovellusohje. Senerin vakiokorvaus - työryhmän raportti, 2004.

Tahvanainen, K. Managing regulatory risks when outsourcing network-related services in the electricity distribution sector. Dissertation. Lappeenranta University of Technology. Acta Universitatis Lappeenrantaensis 383. Lappeenranta 2010.

Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE). Final Report – System Disturbance on 4 November 2006. UCTE, 2007.

Valtioneuvoston periaatepäätös. Yhteiskunnan elintärkeiden toimintojen turvaamisen strategia. 27.11.2003.

Valtioneuvoston periaatepäätös. Yhteiskunnan elintärkeiden toimintojen turvaamisen strategia. 23.11.2006.

Viestintämarkkinalaki 23.5.2003/393.

Viitanen, T. Myrskyn aiheuttamat yhteiskunnalliset häiriöt. Sisäasiainministeriö, pelastusosasto, 2002.