

Joni Jääskeläinen

SÄHKÖNJAKELUVERKON KEHITTÄMISSTRATEGIAN PÄIVITTÄMINEN

SÄHKÖNJAKELUVERKON KEHITTÄMISSTRATEGIAN PÄIVITTÄMINEN

Joni Jääskeläinen
Opinnäytetyö
Kevät 2017
Teknologia liiketoiminnan tutkinto-ohjelma
YAMK
Oulun ammattikorkeakoulu

TIIVISTELMÄ

Oulun ammattikorkeakoulu
YAMK, Teknologialiiketoiminta

Tekijä: Joni Jääskeläinen

Opinnäytetyön nimi: Sähkönjakeluverkon kehittämisstrategian päivittäminen

Työn ohjaaja: Hannu Päätalo

Työn valmistumislukukausi ja -vuosi: kevät 2017

Sivumäärä: 54+2

Työ toteuttamisen tarve lähti siitä, että verkkoyhtiön pitkän aikavälin kehittämisstrategia vaati uutta suuntaa muuttuneen sähkömarkkinalain ja sitä valvovan Energiaviraston muuttuneen, aiemmin ohjeistuksen, nykyiseltään ohjaamiseen suuntaavan ohjeistuksen myötä.

Koska osaltaan Energiaviraston linjaukset verkostojen saneeraussuunnista eivät välttämättä toimi kaikilla verkkoyhtiöillä, piti työ aloittaa perehtymällä Energiaviraston valvontamenetelmien suuntaviivoihin ja sen myötä valvontamenetelmiin. Työn toimeksiantajana on lin Energia ja työn tavoitteet määritteli toimitusjohtaja Kari Kuusela. Työskentelen yhtiössä verkostopäällikön tehtävissä ja vastualueeseeni sisältyy muun muassa sähkönjakeluverkon rakennuttaminen ja kehittäminen. Työn tekemistavaksi valittiin aihealueeseen perehtyminen, menetelmien esimerkillä tarkastelu ja prosessikaavion laatiminen strategian kehittämisen avuksi.

Työn tavoitteena oli tarkastella valvontamenetelmiä ja päivittää verkon kehittämisstrategia vastaamaan sähkömarkkinalain tulevaisuuden toimitusvarmuuskriteereitä. Työssä sovellettiin Energiaviraston aineistoja valvontamenetelmiksi sekä alalta löytyvää kirjallisuutta sekä jo tehtyjä tutkimuksia aihealueesta.

Tuloksena saatiin ymmärrystä ja pohjatietoa valvontamenetelmien suuntaviivoista sähköjakeluverkon kehittämiseen sekä selkeytetty suuntaviivat käytettävistä verkon saneeraustekniikoista. Kehitysehdotuksena ja jatkotoimenpiteinä voisi olla tarkempi taloudellinen analyysi verkonarvon muodostumisesta sekä kannustimien täysimääräisestä hyödyntämisestä.

Asiasanat: sähköverkot, sähkönjakelu, energiayhtiöt, sähkömarkkinat, toimitusvarmuus, KAH, elinkaarikustannus, keskijännite, valvontamenetelmät

ABSTRACT

Oulu University of Applied Sciences
Master's degree, technology business

Author: Joni Jääskeläinen

Title of thesis: Upgrading Electricity Network Strategy

Supervisor: Hannu Päätaalo

Term and year when the thesis was submitted: spring 2017 Number of pages: 54+2

The starting point for this work was the lack of new guidelines concerning the long-term development strategy of a network company.

New guidelines were needed because the Finnish Electricity Market Act changed. The earlier role of the energy authority was to instruct, but today the instruction includes also guidance. The thesis was commissioned by Iin Energia Ltd. The managing director Kari Kuusela defined the aim of this thesis. I am responsible for building and developing networks for electricity distribution in this company.

The work assignment started by getting acquainted with the subject. The processes were examined using examples, and a process diagram was compiled to help developing the strategy. This work increased understanding and gave basic knowledge of the guidelines for control methods when developing the electricity distribution network. It also gave streamlined guidelines for techniques used in network redevelopment.

Keywords: power grids, power distribution, energy companies, electricity market, medium voltage, regulation methods

SISÄLLYS

TERMIT JA LYHENTEET	7
1 JOHDANTO	8
1.1 Työn tavoitteet	9
1.2 Työn tavoitteiden lähtöasetelma	9
2 SÄHKÖNJAKELUVERKON KEHITTÄMISEN HISTORIA	12
3 SUOMEN SÄHKÖNJAKELUVERKKOJEN YMPÄRISTÖTEKIJÄT	13
4 SÄHKÖVERKKOLIIKETOIMINNAN TOIMINTAYMPÄRISTÖ	18
4.1 Energiaviraston valvonta ja sen tavoitteet	18
4.2 Valvonnan sisältö	19
4.3 Yhteenvedo Energiaviraston valvontamenetelmistä	22
4.4 Toimitusvarmuuskriteerit 2030	24
5 SÄHKÖNJAKELUVERKON KEHITTÄMISEN SUUNTAAN VAIKUTTAVAT TEKIJÄT	26
5.1 Verkon arvon muodostuminen Energiaviraston arvon määrittelyllä	26
5.1.1 Verkon rakennetiedot	26
5.1.2 Verkon rakenteen arvon muodostuminen	27
5.1.3 Tekniset tunnusluvut	28
5.1.4 Tilinpäätöstiedot	28
5.2 Valvontajakson aikana saatavat laskelmat verkkoyhtiöille	28
5.3 Investointitason nostaminen	29
5.4 Esimerkkilaskelma investointitason nostamisesta siirtohinnan korotuksella	29
5.5 Sähkön hinnan muodostuminen	31
5.6 Sähkönsiirtohinnan muodostuminen	32
5.7 Energiaviraston kannustimet	33
5.7.1 Investointikannustin	33
5.7.2 Yksikköhintojen muodostama kannustin	34
5.7.3 Oikaistut tasapoisto	35
5.8 Laatu-kannustin	36
5.8.1 Laatu-kannustin oikaistun tuloksen laskennassa	36
5.8.2 Keskeytyksestä aiheutunut haitta (KAH)	36
5.9 Tehostamiskannustin	37
5.9.1 Tehostamiskannustimen laskenta	37

5.9.2	Yleinen tehostamistavoite	38
5.9.3	Yrityskohtaisen tehokkuuden mittaamisen muuttujat	38
5.9.4	Yrityskohtainen tehostamistavoite.....	39
5.9.5	Yrityskohtaisten tehostamiskustannusten vertailutaso	40
5.9.6	Tehostamiskannustin toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa	40
5.10	Innovaatiokannustin	40
5.11	Toimitusvarmuuskannustin.....	41
6	MAAKAAPELOINNIN JA ILMAJOHTOVERKON INVESTOINTITASOEROJEN VERTAILUA.....	42
6.1	Esimerkkilaskelma maakaapelin ja ilmajohdon elinkaarikustannuksista.....	42
6.2	Toimintaympäristöjen vertailua	44
6.2.1	Kaupunkiverkkoyhtiöt.....	44
6.2.2	Taajama- ja haja-alueen verkkoyhtiöt	44
7	RAHOITUKSEN MAHDOLLISUUS VERKKOTOIMINNASSA	46
8	TYÖN TULOKSET.....	47
8.1	lin Energian sähkönjakeluverkoston strategiset linjaukset.....	47
8.2	Käyttäjäkunnan määrittely	47
8.2.1	Teollisuusalueet.....	48
8.2.2	Asemakaava-alue	48
8.2.3	Haja-alueet.....	49
8.2.4	Vapaa-ajan alueet.....	49
8.3	Investointien rajaus KJ- ja PJ-verkon osalta.....	50
8.4	Kustannusvertailu maakaapeli- ja ilmajohtoverkoston rakenteiden välillä	50
9	YHTEENVETO	51
10	POHDINTA.....	53
	LÄHTEET.....	54

TERMIT JA LYHENTEET

KJ	Keskijännite
PJ	Pienjännite
KAH	Keskeytyksestä aiheutunut haitta
EV	Energiavirasto
ET	Energiateollisuus
FG	Fingrid
SML	Sähkömarkkinalaki
kV	Kilovolttia
V	Voltia
SKOPEX	Kontroloitavissa olevat operatiiviset kustannukset
TOTEX	Verkonhaltijan toteutuneet tehostamiskustannukset
JHA	Verkkokomponentin jälleenhankinta-arvo
AJK	Aikajälleenkytkentä
PJK	Pikajälleenkytkentä

1 JOHDANTO

Sähkönjakeluverkkoja on Suomessa standardien jännitetasojen mukaan kolmea eri luokkaa:

- suurjännite >36 kV
- keskijännite 1-36 kV
- pienjännite <1 kV

Suomen suurjänniteverkosta käytetään nimitystä kantaverkko, jonka nimellisjännitteet ovat 400 kV, 220 kV ja 110 kV. Nämä yhdessä muodostavat koko maan kattavan valtakunnallisen kantaverkon, joka yhdistää toisiinsa voimalaitoksia ja syöttöasemia. Kantaverkon omistaa vuonna 1997 perustettu yhtiö Suomen Kantaverkko Oy, jonka nykyinen nimi on 1999 alkaen Fingrid Oy. (Korpinen 1994, viitattu 27.12.2016.)

Suomen kantaverkko kuuluu osaksi yhteispohjoismaista synkronijärjestelmää, johon liittyvät Suomen lisäksi Ruotsin, Norjan sekä Itä-Tanskan sähkönsiirtoverkot. Pohjoismaisesta sähkönsiirtoverkosta on lisäksi useita tasasähköyhteyksiä muihin maihin. Suomesta tasasähköyhteyksiä on Viroon ja Venäjälle. Suomesta on liityntä Ruotsin verkkoon kahdella 400 kV -vaihtosähköyhteydellä Keeminmaasta ja Petäjäkoskelta. Lisäksi Norjaan on 220 kV -vaihtosähköyhteys Ivalosta. Vaihtosähköyhteyksien lisäksi on rakennettu tasasähköyhteydet Fenno-Skan 1 Raumalta (550 MW) Ruotsin Dannebohon ja Fenno-Skan 2 (800 MW) Raumalta Ruotsin Finnboleen. Naantalista Ahvenanmaalle on 100 MW tasasähköyhteys, jonka omistaa ja jonka käytöstä vastaa Kraftnät Åland. Venäjän ja Viron verkko eivät ole vaihtosähköyhteyksin yhteydessä pohjoismaiseen verkkoon. Suomesta on Viroon tasasähköyhteydet Estlink 1 (350 MW) ja EstLink 2 (650 MW). Suomesta Venäjälle on kolme 400 kV siirtoyhteyttä Viipuriin. Venäjälle on lisäksi 110 kV yhteydet Ivalosta ja Imatralta, joiden kautta on mahdollista kytkeä Venäjän puolella sijaitsevia vesivoimaloita Suomen verkkoon. (Fingrid 2017, viitattu 7.3.2017.)

Näiden lisäksi Suomessa on kantaverkkoon kuulumattomia 110 kV johtoja ja sähköasemia sekä harvinaisempia 30 ja 45kV johtoja, jotka muodostavat eri sähköyhtiöiden omistaman ns. alueverkon. Alueverkkoa käytetään sähkön siirtoyhteytenä kantaverkosta jakeluverkkoon. Jakeluverkot voidaan jakaa jännitteen mukaan keski- ja pienjänniteverkkoihin. Tätä jakeluverkkoa käytetään sähkön siirtoon pienille ja keskisuurille sähkökäyttäjille. Keskijännite on Suomessa useimmiten 20

kV ja pienjännite yleisimmin 0,4 kV. Joissain kaupungeissa käytetään vielä keskijännitteenä lisäksi myös 10 kV jännitettä. (Korpinen 1994, viitattu 28.12.2016.)

1.1 Työn tavoitteet

Tässä YAMK opinnäytetyössä etsitään suuntaviivoja sähkönsiirtoyhtiön 20-0,4kV:n sähköjakeluverkon pitkän aikavälin kehittämiseen, huomioiden nykyisen elinkaarimallin ja energiamarkkinalain vaatimukset sekä näiden yhteisvaikutukset. Työn pääasiallinen tarkoitus on saada selkeä malli sähköjakeluverkon pitkän aikavälin taloudellisista toteutustekniikoista. Tämä on erittäin tärkeää säästää, jotteivat kustannukset sekä töiden aikataulutus tulisi yllätyksenä verkon vanhetessa. Lisäksi työllä pyritään saamaan uusia toimintamalleja sähköjakeluverkon kehittämiselle sekä yhtiön että Sähkömarkkinalain vaatimusten mukaisesti. Työn tutkimusmenetelmänä käytettiin laadullista tutkimusta, jossa pääpainona pyrittiin ymmärtämään tutkimuksen kohdetta. Tilastollista tutkimusta käytettiin lukujen ja toimenpiteiden vertailuun sekä konstruktivista tutkimusmenetelmää mm. investointitasojen nostamisen kartoituksessa.

1.2 Työn tavoitteiden lähtöasetelma

Tässä vaiheessa lainataan Sähkömarkkinalain 588/2013 19 §, jossa määritellään sähköverkon kehittämisvelvollisuus seuraavanlaisesti:

Verkonhaltijan tulee riittävän hyvälaatuisen sähkön saannin turvaamiseksi verkkonsa käyttäjille ylläpitää, käyttää ja kehittää sähköverkkoaan sekä yhteyksiä toisiin verkkoihin sähköverkkojen toiminnalle säädettyjen vaatimusten ja verkon käyttäjien kohtuullisten tarpeiden mukaisesti.

Sähköverkko on suunniteltava ja rakennettava ja sitä on ylläpidettävä siten, että:

- 1) sähköverkko täyttää sähköverkon toiminnan laatuvaatimukset ja sähkönsiirron sekä -jakelun tekninen laatu on muutoinkin hyvä
- 2) sähköverkko ja sähköverkkopalvelut toimivat luotettavasti ja varmasti silloin, kun niihin kohdistuu normaaleja odotettavissa olevia ilmastollisia, mekaanisia ja muita ulkoisia häiriöitä
- 3) sähköverkko ja sähköverkkopalvelut toimivat mahdollisimman luotettavasti normaaliolojen häiriötilanteissa ja valmiuslaissa (1552/2011) tarkoitetuissa poikkeusoloissa;

- 4) sähköverkko toimii yhteensopivasti sähköjärjestelmän kanssa ja se voidaan tarvittaessa liittää yhteen toisen sähköverkon kanssa
- 5) sähköverkkoon voidaan liittää vaatimukset täyttäviä käyttöpaikkoja ja voimalaitoksia
- 6) verkonhaltija kykenee muutoinkin täyttämään sille kuuluvat tai tämän lain nojalla asetetut velvollisuudet. (Finlex, Sähkömarkkinalaki 588/2013 3:19 §.)

Verkkotoiminta on luonteeltaan luonnollinen monopoli. Luonnollinen monopoli on siis omaisuuden suojaan ja elinkeinovapautteen liittyvä käsite, joka tarkoittaa tilannetta, jossa teknisistä syistä, eikä siis lainsäädännön perusteella, jokin elinkeinonharjoittaja (kuten esimerkiksi sähkönsiirto- tai informaationsiirtoverkon omistaja) on ylivoimaisessa markkina-asemassa verrattuna muihin saman alan yrittäjiin siten, että nämä eivät voisi harjoittaa elinkeinotoimintaa oman järjestelmän välityksin uuden verkon perustamisen suurten kustannusten seurauksena. (Saraviita 2015, viitattu 13.12.2016.)

Näin ollen voidaan hyvinkin nähdä verkkoyhtiöitä koskevan lainsäädännön vaikutus verkkoinvestointeihin. Sähkömarkkinalaissa on määrätty jakeluverkkoyhtiöitä kohtaan rajat, joihin mennessä tietty osuus tulee olla säävarmaa jakeluverkkoa. Seuraavaksi ote tästä lakipykälästä jakeluverkon toiminnan laatuvaatimukset:

- Jakeluverkko on suunniteltava ja rakennettava, ja sitä on ylläpidettävä siten, että:
- 1) verkko täyttää järjestelmävastaavan kantaverkonhaltijan asettamat verkon käyttövarmuutta ja luotettavuutta koskevat vaatimukset;
 - 2) jakeluverkon vioittuminen myrskyn tai lumikuorman seurauksena ei aiheuta asema-kaava-alueella verkon käyttäjälle yli 6 tuntia kestävästä sähkönjakelun keskeytystä;
 - 3) jakeluverkon vioittuminen myrskyn tai lumikuorman seurauksena ei aiheuta muulla kuin 2 kohdassa tarkoitetulla alueella verkon käyttäjälle yli 36 tuntia kestävästä sähkönjakelun keskeytystä. (Finlex, Sähkömarkkinalaki 588/2013 6:51 §.)

Tätä sähkömarkkinalain pykälää tarkentamaan on säädetty siirtymäsääntö, joka ohjaa pitkän aikavälin kehittämissuunnitelman sisällön suunnan hyvinkin tarkasti ja jossain tapauksissa rajaa oleellisiä saneerausmenetelmiä pois ja ohjaa ainakin alkuvaiheen investoinnit koskemaan asumis-keskittyviä. Ote sähkömarkkinalain jakeluverkon toimintavarmuutta koskevasta siirtymäsäännöksestä:

- Jakeluverkon toimintavarmuutta koskeva siirtymäsääntö:
- Jakeluverkonhaltijan on täytettävä 51 §:n 1 momentin 2 ja 3 kohdassa säädetyt vaatimukset vastuualueellaan viimeistään 31 päivänä joulukuuta 2028. Vaatimusten on täytettävä viimeistään 31 päivänä joulukuuta 2019 vähintään 50 prosentilla jakeluverkon kaikista käyttäjistä vapaa-ajan asunnot pois lukien ja viimeistään 31 päivänä joulukuuta 2023 vähintään 75 prosentilla jakeluverkon kaikista käyttäjistä vapaa-ajan asunnot pois lukien. (Finlex, Sähkömarkkinalaki 588/2013 17:119 §)

Tämän työn tavoitteena on tarkastella Energiaviraston valvontamallin ja taloudelliseenkin tarkasteluun perustuvan elinkaarimallin avulla sähköjakeluverkoston kehittämisstrategian päivittämistä, vastaamaan valvojan viranomaisen suuntaviivoja, sekä laatia raamit sähköjakeluverkoston varsinaiselle kehittämissuunnitelmalle. Työssä käydään läpi pitkän aikavälin elinkaarimallin ja sähkömarkkinalain ohjauksen vaikutusta hankkeisiin. Tähän löytyy siis hyvinkin tarkat raamit, milloin ja mitkä käyttöpaikat tulee olla ns. säävarman jakeluverkon piirissä. Kysymykseksi jää miten tämä toteutetaan kustannustehokkaasti verkkoyhtiön sähkönsiirrosta saatavin varoin. Lisäksi työn tuloksilla pyritään saavuttamaan selkeät saneeraus- ja uudisrakentamisen suunnat kohti toimitusvarmempaa sähköjakeluverkostoa.

2 SÄHKÖNJAKELUVERKON KEHITTÄMISEN HISTORIA

Edellisessä luvussa kerrottiin sähköjakeluverkon jakelutasot sekä omistuspohjat. Luvussa käsiteltiin myös sähköjakeluyhtiöitä ohjaavien viranomaisten määräyksiä, jotka vaikuttavat merkittävästi verkon kunnossapidon ja uudisrakentamisen suuntaviivoihin. Tässä luvussa käsitellään karkeasti sähköjakelun historiaa.

Suomen ensimmäinen sähkövalaistuskokeilu tehtiin Helsingissä VR:n konepajalla 10.12.1877 ja vuonna 1882 oltiin jo niin pitkällä, että Tampereen Finlaysonin tehtaassa kutomosali valaistiin pysyvästi. Lin Energian historia alkaa vuodesta 1918, jolloin paikalliset päättäjät kokoontuivat yhteiseen neuvonpitoon sähkövalaistuksen hankkimiseksi paikkakunnalle. Aloite sai yksimielisen kannatuksen ja niin oli lin Sähkö-Osakeyhtiö sähkövalaistuslaitoksen rakentamista varten tullut perustetuksi. Ensimmäiset sähköjohtojen rakennustyöt aloitettiin tammikuussa 1919. Keskijännitesähköjohdot rakennettiin 5 mm:n rautalangalla ja pienjännitejohdot sekä rauta- että kuparijohtoilla. Vuoden 1958 loppupuolella yhtiöllä oli 79 kpl muuntajia, yli 500 km sähköjohtoja, sekä 1802 kpl kuluttajia. (Lin Sähkö Osakeyhtiö 1958, 5-11.)

Nykyiseltään tilanne jakeluverkon komponenttien osalta on 110 kV:n ilmajohtoa noin 4,5 km, 20 kV:n ilmajohtoja noin 230 km, 20 kV:n maakaapelia noin 40 km, 1 kV:n ilmajohtoa noin 2 km, 0,4 kV:n ilmajohtoa noin 312 km, 0,4 kV:n maakaapelia noin 196 km ja asiakkaita vuonna 2016 oli noin 4860 kpl.

3 SUOMEN SÄHKÖNJAKELUVERKKOJEN YMPÄRISTÖTEKIJÄT

Suomen maantieteellinen sijainti, pituus etelä-pohjoissuunnassa ja vaihtuvat maaperät asettavat omat haasteensa sähkönjakeluverkkojen rakentamiselle. Alla olevasta kuviosta 1 voidaan nähdä, että Suomessa on haasteellista saavuttaa yhdenmukainen jakeluverkosto maankorkeuden vaihteluiden ja runsaiden vesistöjen vuoksi.



Kuvio 1. Suomen vesistöt ja maankorkeusvaihteluja kuvaava kartta. (Peda 2016, viitattu 28.12.2016.)

Toisaalta yhdenmukaiset saneerausmenetelmät eivät liene mahdollisia Suomen monipuolisten olosuhteiden vuoksi. Myöskään valvojan viranomaisen näkökulmasta tämä ei taida olla tarkoituksen mukaista. Tämä nykyinen investointimalli, maakaapelointi, on osakseen antanut ehkä väärän kuvan ainosta oikeasta saneerausmallista, jossa sähkönjakeluverkostoa asennetaan kaikkialla ainostaan maahan säältä suojaan.

Johtojen rakentaminen tai saneeraus maakaapeloimalla parantaa verkon käyttövarmuutta. Maakaapeloinnin haittana on usein sen rakentamisen hinta, haasteellisempi vikojen tarkka paikallistaminen ja korjaamisen hitaus verrattuna ilmajohtoon. Mutta on hyvinkin järkevää asentaa suurten kaupunkien ja taajamien sähköjakelukaapelit maan alle. Tätä ratkaisua puoltaa taajamien ja kaupunkialueen esteettisyys. Ilmajohdot pilaavat helposti kauniin maiseman näissä ympäristöissä verrattuna piilossa olevaan maakaapelointiin. Lisäksi tiheään rakennettuihin taajamiin ei tilanpuutteen vuoksi ilmajohtorakenteita mahdu, tällöin ainoa ratkaisu on maakaapelointi. Lisäksi näiden alueiden keskeytyksestä aiheutunut haitta, myöhemmin KAH, aiheuttaa helposti suuria kuluja verkkoyhtiölle. Tämä on siis myös käyttäjäkohtaista priorisointia. Monesti näissä ympäristöissä sähköä toimitetaan tuotantolaitoksille, jotka kärsivät huomattavasti enemmän keskeytyksen aiheuttamasta haitasta kuin kotitalousasiakas. Mutta sama toimintaperiaate ei enää toimi kustannustehokkaana kaikkialla haja-alueilla, järvi-Suomessa, matalapuustoisilla, kivisillä ja kalliosilla alueilla. Toisaalta taajamien välisiä yhdysjohtoja ja rengasverkon syöttösuuntia on joissain tapauksissa hyvinkin järkevä tarkastella asennettavaksi maakaapeli tekniikoilla.

Koska investointikustannuksiltaan maakaapelointi on arvokkaampaa kuin ilmajohtojen rakentaminen ja pitoajat ovat molemmilla pitkiä, tulee laskennassa ottaa huomioon muitakin parametrejä. Näiden muodostamasta kokonaisuudesta käytetään nimitystä elinkaarikustannus. Sen laskentaan otetaan huomioon investointikustannuksista, keskeytyksekustannuksista ja ylläpitokustannuksista muodostuva kokonaisuus.

Sähköjakeluverkot ovat osa yhteiskunnan infrastruktuuria ja luultavasti ilman järjestäytyneitä sähköverkkotoimintaa tämä ei olisi nykypäivän vaatimusten mukaista. Sähkökäyttäjät, siis siirtomaksuja maksavat asiakkaat odottavat lähes keskeytymätöntä sähkön toimitusta. Sähkönlaadun keskeiset tekijät, käyttövarmuus ja jännitteenlaatu, määräytyvät lähes yksinomaan jakeluverkkojen ominaisuuksista. Sähkömarkkinalain myötä sähköjakelusta on tullut oma muusta sähkö- ja energiatoiminnasta eriytetty liiketoiminta-alue, jolle on tunnusomaista jo aiemmin käsitelty alueellinen luonnollinen monopoli ja siihen liittyvä sähkömarkkinaviranomaisen taloudellinen ja tekninen valvonta. (Lakervi & Partanen 2008, 9.)

Huomattava osa sähköjakelussa käytettävistä avojohdoista on ikääntymisen takia uusittava Lakervin ja Partasen mukaan vuoteen 2020 mennessä. Iin Energian sähköjakeluverkostossa uudistukset tulevat eteen viimeistään vuosien 2030-2040 aikana, jolloin ainakin jakeluverkoston vanhim-

mat osat alkavat olla käyttöikänsä päässä. Toki tähän mennessä sähköjohdot on jo vähintään kahden kertaan rakennettu uudestaan sitten vuoden 1919. Tämä on suuri haaste, mutta samalla myös mahdollisuus. Sähkönjakelussa käytettävät rakenteet ja komponentit vaativat suuria pääomia. Verkkojen käyttöikä on pitkä, ilmajohtoilla 40–50 vuotta ja maakaapelirakenteena Lakervin ja Partasen mukaan jopa 100 vuotta. Energiaviraston komponenttien pitoajat osoittavat kuitenkin ilmajohtojen ja maakaapeloinnin osuuksilla pitoaikojen olevan keskimäärin samat 40–50 vuotta. Keskeinen tekijä on kuitenkin se, millä tekniikalla ja miten verkkojen kehittäminen ja uusiminen toteutetaan. Pitkä käyttöikä ja toiminnan pääomavaltaisuus korostavat verkkojen suunnittelun ja komponenttien valinnan tärkeyttä. Hyvän kokonaistuloksen saavuttamiseksi suunnittelun tulee siten olla osaavaa kaikilla sähköyhtiöiden organisaatioportilla. Suppean ja pienitehoisen verkoston suunnittelu niin, että se täyttää tekniset vaatimukset on yleensä melko helppo tehtävä ja sen toteuttaminen on mahdollista lyhyelläkin koulutuksella ja kokemuksella. Huomattavasti vaativampaa on laatia joustava ja myös taloudellisesti edullinen pitkän aikavälin suunnitelma, jossa on otettu huomioon muun verkon, ympäristön, sähköntarpeen ja hajautetun tuotannon muutosten asettamat vaatimukset. Sähkön käytön kasvunopeus on viime vuosina hidastunut. Tämä tekee osaltaan yllimitoitukset taloudellisesti aiempaa raskaammiksi. Toisaalta käyttövarmuuden ja yleensä koko energia-alan painoarvo on viime aikoina kasvanut. Verkonomistajien lisääntyneet tuottovaatimukset sekä energiamarkkinaviraston aktiivinen valvonta ovat tehneet taloudellisuuden ja joustavuuden entistä tärkeämmäksi. Tämä asettaa lisävaatimuksia suunnittelun tarkkuudelle ja mukaan otettaville tekijöille. (Lakervi & Partanen 2008, 9-10.)

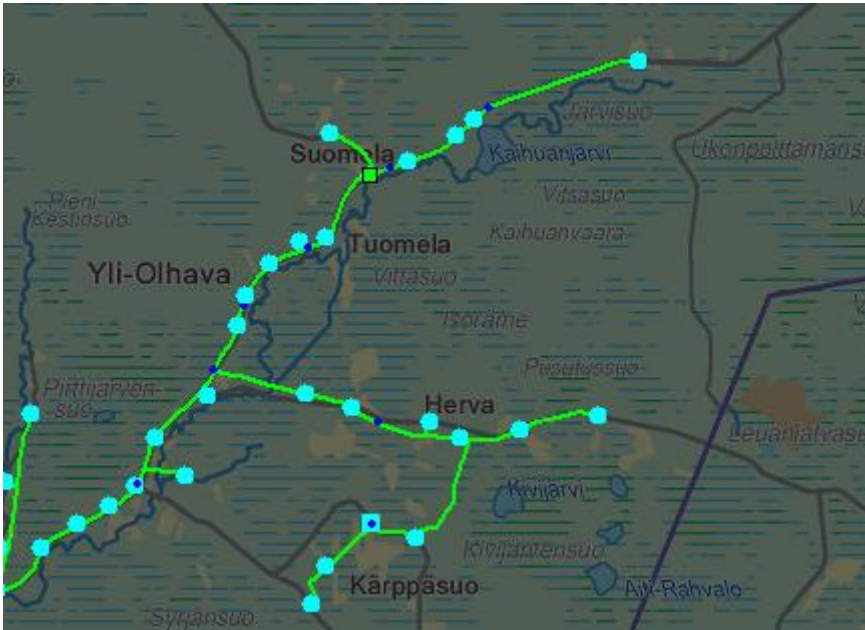
Suomen sähkönjakelujärjestelmän arvo on suuri, jälleenhankinta-arvo on noin 12 mrd. €. Jakelujärjestelmä koostuu luonnollisesti monista yksittäisistä komponenteista ja johdoista. Suomen jakelujärjestelmässä on noin 800 kpl sähköasemaa, 150000 km keskijännitejohtoa, 1000000 kpl jakelumuuntamoita sekä 200000 km pienjännitejohtoja. Suurin osa jakeluverkosta on ilmajohtoverkkoa ja pääsääntöisesti 110 kV:n ja 20 kV:n ilmajohtot ovat avojohtorakenteisia. Näiden primäärikomponenttien lisäksi siihen kuuluu paljon niin sanottuja sekundäärilaitteita ja järjestelmiä, kuten suojarieleet, apujännitejärjestelmät, käyttökeskuksissa käytössä olevat käytönvalvonta- sekä käytöntukijärjestelmät, tiedonsiirto- ja radiopuhelinjärjestelmät sekä useat muut laajat tietojärjestelmät (verkkotietojärjestelmä, asiakastietojärjestelmä, materiaalin hallintajärjestelmä jne.). (Lakervi & Partanen 2008, 11.)

Jakeluverkkoja käytetään lähes aina säteittäisenä, vaikka rengasverkkoja olisikin mahdollista teknisesti käyttää. Säteittäisessä verkossa vikojen rajoittaminen ja hallinta ovat helpompaa, oikosulkuvirrat pienemmät ja jännitteensäätö sekä suojausten toteuttaminen yksinkertaisempaa kuin rengaskäyttöisessä silmukoidussa verkossa. Rengasverkolla puolestaan saataisiin jännitteen alenemat ja energiahäviöt pienemmiksi. Toisaalta tulevaisuudessa kasvava hajautetun sähköntuotannon lisääntyminen puoltaa rengaskäyttöä. (Lakervi & Partanen 2008, 13.)

Pienjänniteverkko rakennetaan yleensä säteittäisenä. Rakentamiskustannusten pienentämiseksi keskijänniteverkkokin olisi edullisinta rakentaa säteittäiseksi. Tavallisin ratkaisu kuitenkin on, että keskijänniteverkko rakennetaan keskeisiltä osin silmukoiduksi, mutta renkaita käytetään avoimina. Jakorajoina ovat tavallisesti käsin ohjattavat tai kauko-ohjattavat erottimet. Rengasverkolla parannetaan verkon käyttövarmuutta erilaisissa vika- ja huoltotilanteissa. Etenkin taajamien ja kaupunkien maakaapeliverkoissa pyritään uudet rakennelmat suunnitellaan niin, että jokaisella jakelumuuntamalla olisi kaksi eri syöttösuuntaa. Koska keskijännitekaapelin vian haku ja korjaus ovat hitaita, rengasyhteyksien rakentaminen on kannattavaa paljon useammin kuin nopeasti korjattavissa olevilla ilmajohtoilla. Sen sijaan haja-asutusalueilla, etenkin harvaan asutuilla ja asumattomien alueiden reunoilla johdot jätetään yleensä säteittäisiksi. Näissä olosuhteissa jakelun varmistavien rengasjohtojen kustannukset tulisivat usein paljon suuremmiksi kuin niistä saatava hyöty. Verkkoyhtiöiden reuna-alueilla varayhteyksien muodostaminen naapuriyhtiöiden verkkoon on usein neuvottelemisen arvoista ja näin yleensä toimitaankin. (Lakervi & Partanen 2008, 13.)

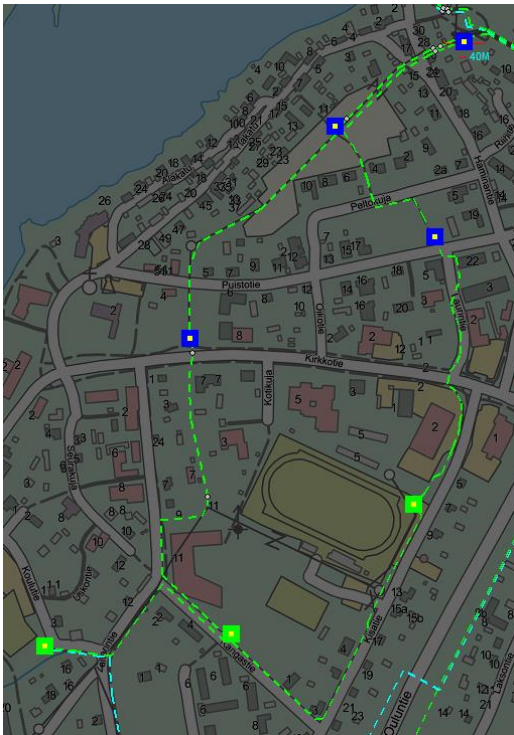
Jakeluverkkojen toimintaympäristö vaihtelee huomattavasti maan eri osissa. Kasvavissa taajamissa verkon kuormitukset kasvavat edelleen voimakkaasti: johtojen tehon kasvu voi olla 3–6 % vuodessa. Tällöin kymmenessä vuodessa kuormitukset lisääntyvät 35–60 % ja tämän seurauksena verkkojen sähkötekniistä siirtokapasiteettiä on jatkuvasti lisättävä uusinvestointien avulla. Lisäksi tulevaisuuden sähköautojen sähköntarve tulee aiheuttamaan huomattavaa kasvua verkoston kuormitukseen. Huomattavan suuri osa Suomen jakeluverkoista sijaitsee kuitenkin alueilla, joissa johtojen ja muuntajien kuormituksen kasvu on hyvin pientä tai jopa negatiivista. Tällaisissa olosuhteissa keskeisiä asioita verkoston kehittämiselle ovat verkoston käyttövarmuuden ylläpitäminen ja parantaminen sekä verkkokomponenttien ikääntymisen takia toteutettavat korvausinvestoinnit. (Lakervi & Partanen 2008, 13.)

Ohessa kuvio 2 kuvaa säteittäistä jakeluverkostoa harvaan asutulla seudulla. Kyseiselle alueelle on toteutettu korvausinvestointina johtojen siirtäminen teiden varsille päällystettynä ilmajohtorakenteena.



Kuvio 2. Säteittäistä ilmajohtoverkkoa lin Energian 20kV:n jakeluverkostossa.

Alla olevassa kuvassa esitetään sähköjakeluverkostoa toteutettuna maakaapelioimalla taajama-alueetta rengasverkoksi. Kuvio 3.



Kuvio 3. Rengasverkoksi rakennettua maakaapeliverkkoa lin Energian 20kV:n jakeluverkossa.

4 SÄHKÖVERKKOLIIKETOIMINNAN TOIMINTAYMPÄRISTÖ

Suomessa on noin 80 sähkönjakelua harjoittavaa verkkoyhtiötä. Suurin osa verkkoyhtiöistä on osakeyhtiöitä, kuntien omistamia liikelaitoksia tai osuuskuntia. Kullakin verkkoyhtiöllä on yksinoikeus rakentaa sähkönjakeluverkkoja, lukuun ottamatta yksittäisten sähkönkäyttäjien liittymisjohtoja, joiden rakennuttamisen sähkönkäyttäjä saa kilpailuttaa. Osakeyhtiömuotoisten verkkoyhtiöiden omistuspohja vaihtelee paljon. Osa yhden kaupungin tai kunnan alueella toimivista yhtiöistä, esimerkiksi lin Energia Oy, on lin kunnan 100 % omistuksessa. Monilla laajoilla alueilla toimivilla verkkoyhtiöillä esimerkiksi Savon Voima Oy:llä on laaja omistuspohja. Savon Voiman omistaa 21 jakeluverkon alueella olevaa kuntaa. (Savon Voima 2016, viitattu 25.12.2016.)

Suuria valtakunnallisesti toimivia verkkoyhtiöitä ovat esimerkiksi Caruna, jonka omistavat sijoitusyhtiöt First State Investments (40 %), Borealis Infrastructure (40 %), Keva (12,5 %) sekä Elo (7,5 %) (Caruna 2016, viitattu 25.12.2016).

Verkkoyhtiöiden omistuspohjan moninaisuus näkyy myös verkkoyhtiöiden liiketoiminnan strategisessa sisällössä. Joissakin tapauksissa liiketoiminnan tavoitteena on tulouttaa omistajilleen verkkotoiminnan valvonnan sallimissa rajoissa mahdollisimman hyvä tuotto. Joillakin omistajilla puolestaan on tavoitteena tarjota oman alueensa sähkönkäyttäjille mahdollisimman edullinen siirtohinta. Tehokkaasti ja hyvin organisoitu verkkotoiminta antaa mahdollisuuden toteuttaa kumpaakin tavoitetta samanaikaisesti. (Lakervi & Partanen 2008, 19.)

4.1 Energiaviraston valvonta ja sen tavoitteet

Energiavirasto myöntää sähköverkkoluvat Suomessa. Koska sähköverkkotoiminta on luvanvaraista monopolitoimintaa, Energiavirasto valvoo sähkön siirron hinnoittelun kohtuullisuutta.

Sähköverkon haltija pitää yllä ja kehittää sähköverkkoa lain vaatimalla tavalla. Sähköverkon haltijan pitää liittää verkkoon sähkönkäyttöpaikat ja tuotantolaitokset ja siirtää sähköä niiden välillä. Sähköverkkoyhtiö myös vastaa asiakkaalle toimitettavan sähkön laadusta. (Energiavirasto 2015a, 9, viitattu 12.1.2017.)

Sähkömarkkinalainsäädännön mukaisesti luonnolliseen monopoliin tulee sisältyä valvontaa, jota toimittaa Energiavirasto. Virasto määrittelee suuntaviivat valvontamenetelmiksi-päätöksessään päätavoitteiksi verkkopalveluiden hinnoittelun kohtuullisuuden ja jakeluverkkotoimijan toiminnan laadun tason. (Energiavirasto 2015a, 9, viitattu 12.1.2017.)

Valvonnan päätavoitteiden mukaan on Energiavirastolla lisäksi muita keskeisiä tavoitteita, joita ovat esimerkiksi tasapuolisuus ja verkon kehittäminen sekä liiketoiminnan pitkäjänteisyys, jatkuvuus, kehittäminen ja tehokkuus. (Energiavirasto 2015a, 9, viitattu 12.1.2017).

- Tasapuolisuudella tarkoitetaan yhteiskunnan sisäistä tulonjakoa valvottavien yritysten omistajien ja asiakkaiden välillä. Tuottotaso ei saa olla liian korkea esimerkiksi suhteessa sellaisiin investointeihin, joita omistajat voisivat tehdä vastaavan riskitason muihin liiketoimintoihin. (Energiavirasto 2015b, 9, viitattu 12.1.2017.)
- Pitkäjänteisyydessä, jatkuvuudessa ja kehittämisessä on kyse siitä, että valvonnan on varmistettava verkkoyhtiön tarpeelliset investoinnit ja muut verkon kehittämiset riittävän toimitusvarmuuden turvaamiseksi. (Energiavirasto 2015b, 9, viitattu 12.1.2017).
- Tehokkuus tarkoittaa asiakkaan haluaman palvelun aikaansaamista mahdollisimman alhaisin kustannuksin. Verkkotoiminnan hinnoitteluun ei toiminnan luonteen vuoksi kohdistu markkinoilta tulevaa painetta, jolloin verkonhaltijalla ei välttämättä ole kannustinta tehostaa toimintaansa. Tällöin mahdollinen kustannustehottomuus voitaisiin ilman valvontaa kompensoida korkeammilla hinnoilla. Tämän vuoksi monopolihinnoittelun kohtuullisuuden valvonnalla on varmistettava, että verkonhaltija saavuttaa kustannustason, johon sillä on tosiasiallinen mahdollisuus. (Energiavirasto 2015b, 9, viitattu 12.1.2017.)

4.2 Valvonnan sisältö

Suomessa valvontatoimenpiteisiin sisältyy taloudellista ja teknistä valvontaa. Taloudellisen valvonnan kohteena on Suomessa muun muassa verkkoliiketoiminnasta syntyvä voitto sekä yhtiöiden toimintojen tehostaminen. Jokaiselle verkkoyhtiölle määritetään sallittu maksimivoittotaso, ns. koh-

tuullinen tuotto, jonka pysyvä ylittäminen johtaa palautuksiin sähkökäyttäjälle. Tätä tosin seurataan valvontajaksoittain, joten esimerkiksi edelliseltä valvontajaksolta toteutunut ylijäämä voidaan vielä käyttää verkon investointeihin, mutta mikäli näin ei toimita, voidaan verkkoyhtiö määrätä palauttamaan asiakkaille ylijäämän osuus. Kohtuullisen tuoton laskennalliseen määrään vaikuttaa suurelta osin muun muassa sähköverkon oikaistu jälleenhankinta-arvo, johon puolestaan verkkoon tehtävillä investoinneilla on olennainen vaikutus. (Lakervi & Partanen 2008, 20.)

Taloudelliseen valvontaan sisältyy myös sähkön laadun valvonta, joka kohdistuu ennen kaikkea käyttövarmuuden valvontaan. Valvontaviranomainen asettaa verkkoyhtiöille velvoitteita tehostaa toimintoja taloudellisesti ja saman aikaisesti yhtiön omistajat haluavat hyvää tuottoa liiketoiminnasta, jolloin on vaarana, että sähkön laatuun liittyvät investoinnit ja toiminnot jäävät vähälle huomiolle. Näin ollen asiaan tulee kiinnittää valvontatoimien muodossa erityistä huomiota. Verkkotoiminnan taloudellisessa valvonnassa yhtenä parametrina on mukana myös sähkön laatu, joka vaikuttaa yhtiöiden tehokkuusmittauksien tuloksiin. (Lakervi & Partanen 2008, 20.)

Suomessa sähkön laatu oli ensimmäisen kerran mukana taloudellisessa valvonnassa valvontajaksolla 2008—2011. Tässä yhteydessä sähköntoimituksen laatua kuvataan keskeytyskustannuksella, joka otetaan huomioon verkkoyhtiöille sallittua kohtuullista tuottoa määriteltäessä. Laadun kehittämisellä tai huonontumisella on tällöin vaikutusta yhtiölle sallittuun ja myös todelliseen toteutuvaan liikeloudelliseen tulokseen. Sähköverkkojen käyttövarmuuteen kohdistuvan taloudellisen valvonnan muotona on Suomessa käytössä lakisääteisesti myös ns. vakiokorvausmenettely. Tämä tarkoittaa sitä että, kun sähkökäyttäjän kokeman käyttökeskeytyksen pituus on yli 12 h, verkkoyhtiö on velvollinen maksamaan korvauksen, jonka suuruus riippuu keskeytyksen pituudesta ja sähkökäyttäjän vuotuisesta siirtomaksusta. Suomessa vakiokorvausmäärät on jaettu 6 eri tasoon. (Lakervi & Partanen 2008, 20.)

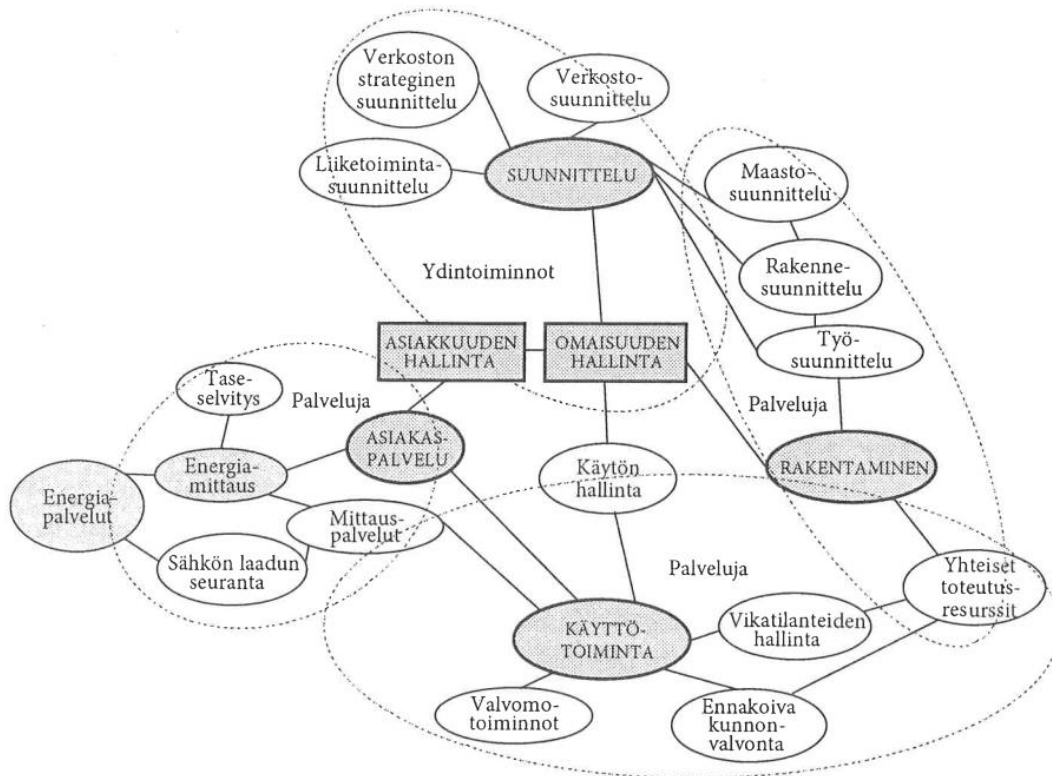
1. 12—24 h:10 % vuotuisesta siirtopalvelumaksusta
2. 24—72 h:25 % vuotuisesta siirtopalvelumaksusta
3. 72—120 h:50 % vuotuisesta siirtopalvelumaksusta
4. 120—192 h:100 % vuotuisesta siirtopalvelumaksusta
5. 192—288 h:150 % vuotuisesta siirtopalvelumaksusta
6. yli 288 h:200 % vuotuisesta siirtopalvelumaksusta

Vakiokorvaus tasojen enimmäismäärät ovat kuitenkin enintään 200 % vuotuisesta siirtopalvelumaksusta tai 2000 €. (Finlex, Sähkömarkkinalaki, viitattu 8.3.2017.)

Taloudellisen valvonnan lisäksi verkkoyhtiöiden toimintaa valvotaan muun muassa sähkömarkkinaissa todetun verkkojen kehittämisveloitteen näkökulmasta. Jos verkkoyhtiö jatkuvasti laiminlyö verkkojen kehittämisen, Energiavirasto voi velvoittaa verkkoyhtiön toimiin, joilla kehittämisveloitteen mukainen tila saavutetaan. Tämän seurantaan varten raportoidaan Energiavirastolle kahden kalenterivuoden välein Kehittämissuunnitelma, jossa on esitetty yhtiön suunnat tulevaisuuden investoinneille. (Lakervi & Partanen 2008, 20.)

Verkoston kehittämisstrategioilla ja niiden taloudellisesti kustannustehokkaalla tavalla toteutetulla investoinneilla on siis huomattava vaikutus verkkoyhtiölle sallittuun ja myös toteutettavaan liiketaloudelliseen tulokseen. Verkkoon tehtävillä erilaisilla kehitystoimenpiteillä (investoinneilla) on erilaisia vaikutuksia esimerkiksi käyttövarmuuden kehittymiseen ja sitä kautta verkkoyhtiölle sallittuun ja usein myös toteutuvaan tuottoon. Verkoston pitkän aikavälin kehittämissuunnittelun ja verkkoyhtiön liiketaloudellisen strategian toteutumisen onnistumisen edellytyksenä on siis vahva yhteys puolin ja toisin. (Lakervi & Partanen 2008, 21.)

Alla olevassa kuviossa 4 on kuvattu sähköverkkoyhtiön ydin- ja oheistoimintoja. Kuvasta nähdään kuinka kaikki toiminnot karkeasti liittyvät toisiinsa. Kuvioista 4 voidaan havaita kuinka yksinkertaiselta tuntuvalla töiden suunnittelulla ja rakentamisen ohjauksella on vaikutusta yhtiön koko omaisuuden hallintaan.



Kuvio 4. Sähköverkkoyhtiön ydin- ja oheistoiminnot. (Lakervi & Partanen 2008, 22.)

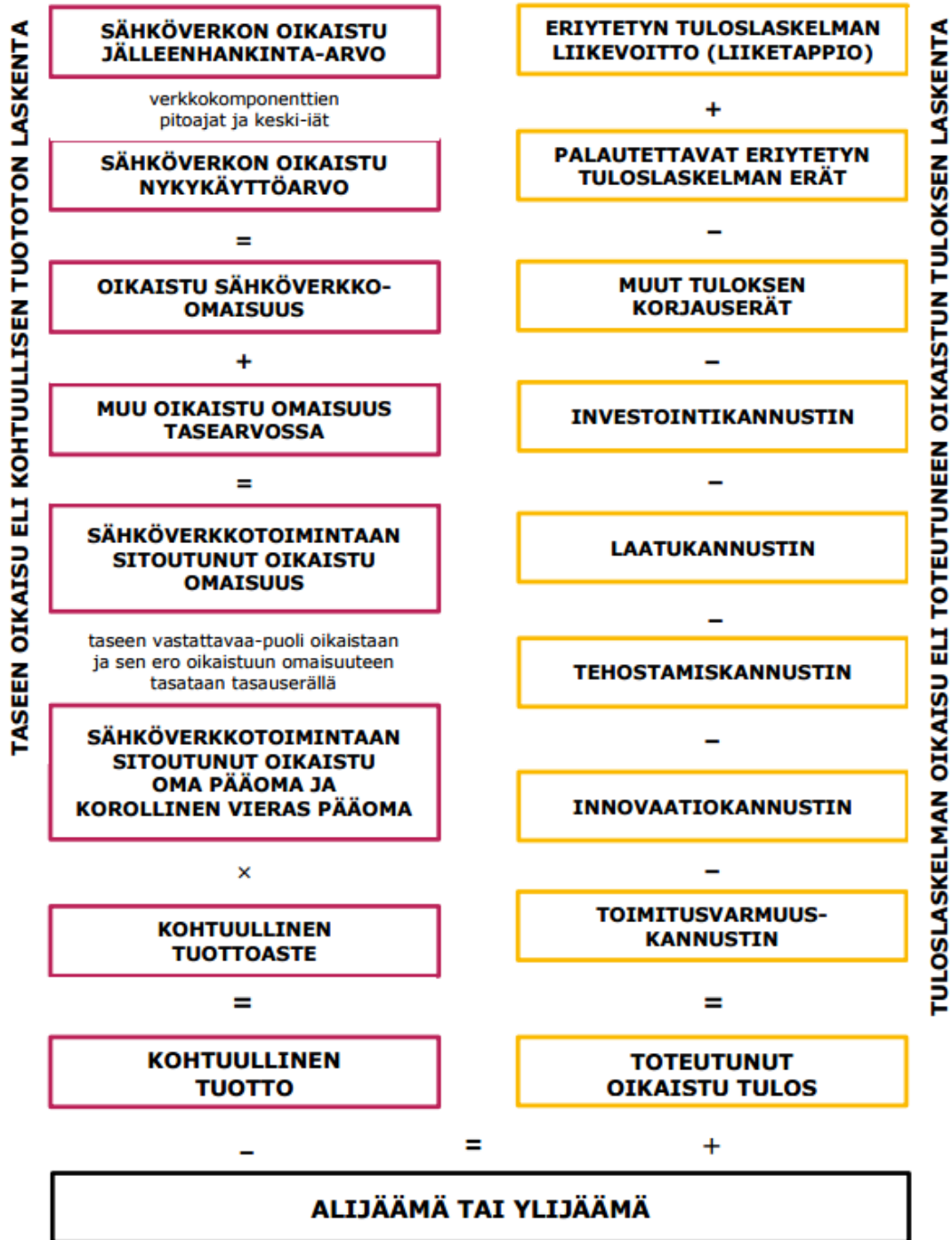
Lyhyesti yhteenvetona voidaan todeta, että energiaviraston toimivallasta valvoa sähköverkkoyhtiöiden hinnoittelua on säädetty lailla. Energiavirasto valvoo sähköverkkoyhtiöiden siirtohinnoittelua kokonaisuutena neljän vuoden jaksoissa. Virasto vahvistaa etukäteen kahdeksaksi vuodeksi sähköverkkoyhtiöille valvontamenetelmät. Sähkömarkkinalainsäädännön perusteella valvontamenetelmät perustuvat kohtuulliseen tuottoon ja toteutuneeseen oikaistuun tulokseen, joiden summaksi saatava tulo on alijäämä tai ylijäämä, toisin sanoen tuottokattoon. Tämä määrittää sallimalla sähköverkkoon sitoutuneelle pääomalle kohtuullinen tuottoaste. Sähköverkkoyhtiön toteutuneen oikaistun tuloksen on pysyttävä tuottokaton alla nelivuotiskauden. (Energiavirasto 2015a, 6, viitattu 28.12.2016.)

4.3 Yhteenveto Energiaviraston valvontamenetelmistä

Valvontamenetelmät koostuvat useista eri menetelmistä, jotka yhdessä muodostavat kokonaisuuden, jonka avulla valvotaan verkkoliiketoiminnan hinnoittelun kohtuullisuutta. Tämän kokonaisuuden ymmärtäminen vaatii syvällisen perehtymisen valvonnan suuntaviivoihin. Valvontamenetelmät

voidaan jakaa karkeasti kahteen osa-alueeseen, taseen oikaisuun eli kohtuulliseen tuottoon ja tuloslaskelman oikaisuun eli toteutuneen oikaistun tuloksen laskentaan. Alla oleva kuvio 5 auttaa hahmottamaan kokonaisuutta.

1.1 YHTEENVETO VALVONTAMENETELMISTÄ



Kuvio 5. Yhteenveto valvontamenetelmistä. (Energiavirasto 2015a, 6, viitattu 8.2.2017.)

Taseen oikaisu eli kohtuullisen tuoton laskenta muodostuu verkkotoimintaan sitoutuneesta oikaistusta eriytetyn taseen pysyvien vastaavien sähköverkko-omaisuudesta, muusta pysyviin vastaaviin

kuuluvasta omaisuudesta ja vaihtuviin vastaaviin kuuluvasta omaisuudesta. Verkkotoimintaan sitoutunut oikaistu pääoma saadaan laskemalla yhteen oikaistut oma pääoma, korollinen vieras pääoma ja koroton vieras pääoma. Tähän lisätään vielä tasauserä, jolla täsmätetään taseen eri puolet. Kohtuullinen tuottoaste lasketaan pääoman painotetun keskikustannuksen, WACC-mallin perusteella. Kohtuullinen tuotto lasketaan verkkotoimintaan sitoutuneen oikaistun pääoman ja kohtuullisen tuottoasteen tulona. (Energiavirasto 2015a, 7, viitattu 8.2.2017.)

Toteutuneen oikaistun tuloksen laskenta aloitetaan verkonhaltijan eriytetyn tuloslaskelman mukaisesta liikevoitosta (liiketappiosta). Toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa palautetaan eriytetyn taseen mukainen palautuskelpoisten liittymismaksujen vuotuinen muutos sekä eriytetyn tuloslaskelman mukaiset verkkovuokrat, liikearvosta tehdyt poistot, kuluiksi kirjattujen komponenttien kustannukset ja muihin kuluihin kirjattu verkonosuuden myynnistä aiheutuva myyntitappio. Muihin tuottoihin kirjattu verkonosuuden myyntivoitto sen sijaan vähennetään toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa. Tämän jälkeen vähennetään muut tuloksen korjauserät. Näitä ovat rahoitusomaisuuden kohtuulliset kustannukset ja nettosuojaukuskustannukset. Lisäksi vähennetään kannustimien vaikutukset. Kannustimia ovat investointikannustin, laatukannustin, tehostamiskannustin, innovaatiokannustin ja toimitusvarmuuskannustin. Laskennan lopputuloksena saadaan toteutunut oikaistu tulos. (Energiavirasto 2015a, 7–8, viitattu 8.2.2017.)

Tuoton alijäämä tai ylijäämä saadaan laskettua vähentämällä toteutuneesta oikaistusta tuloksesta kohtuullinen tuotto. Tuotto on ylijäämäinen, jos vähennyslaskun tulos on (+) merkkinen. Tuotto on alijäämäinen, jos vähennyslaskun tulos on (-) merkkinen. (Energiavirasto 2015a, 7-8, viitattu 8.2.2017.)

4.4 Toimitusvarmuuskriteerit 2030

Energia-alalla toimii myös elinkeino- ja työmarkkinajärjestö Energiateollisuus ry. Tämä edustaa yrityksiä, jotka hankkivat, tuottavat, siirtävät ja myyvät sähköä, kaukolämpöä ja kaukojäähdytystä sekä tarjoavat niihin liittyviä palveluita. Tämä järjestö on myös laatinut oman toimitusvarmuuskriteerit-suosituksen. Alla olevasta taulukosta 1 nähdään energiатеollisuuden sähköntoimitusvarmuuden suositukset, jotka ohjaavat keskeytysten enimmäiskestoksi 3 h/a ja maaseudulla 6h/a. Huomattavaa on, että nämä tavoitteet koskevat vain vikojen aiheuttamia keskeytyksiä.

Taulukko 1. Energiateollisuuden sähkötoimitusvarmuuden suositukset 2030.

	<u>TOIMITUSVARMUUDEN TAVOITETASOT 2030</u>	
	<i>Kokonaiskeskeytys aika</i>	<i>Lyhyiden keskeytysten aika</i>
<i>CITY</i>	<u>1h/a</u>	<u>0kpl/a</u>
<i>TAAJAMA</i>	<u>3h/a</u>	<u>10kpl/a</u>
<i>MAASEUTU</i>	<u>6h/a</u>	<u>60kpl/a</u>

Mutta kuten aiemmin on mainittu sähkömarkkinalaki, joka ensisijaisesti ohjaa verkkoyhtiöiden investointeja ja Energiavirasto valvovana toimielimenä velvoittaa verkkoyhtiön toimitusvarmuuden tasoksi siten, että jakeluverkon vioittumisesta myrskyn tai lumikuorman seurauksena ei aiheudu asemakaava-alueella käyttäjälle yli 6 h sekä tämän alueen ulkopuolella yli 36 h kestävää yhtäjaksoista sähkönjakelun keskeytystä.

5 SÄHKÖNJAKELUVERKON KEHITTÄMISEN SUUNTAAN VAIKUTTAVAT TEKIJÄT

Tässä luvussa käsitellään taloudellisuuteen ja verkon arvoon vaikuttavien tekijöiden vaikutuksia ja kuinka toimitusvarmuuskriteerit täyttävä verkko rakennetaan kustannustehokkain keinoin. Tässä luvussa käsitellään myös Energiaviraston asettamien kannustimien vaikutuksia verkon saneerauksiin.

5.1 Verkon arvon muodostuminen Energiaviraston arvon määrittelyllä

Aiemmin käytiin läpi verkkotoiminnan valvontaa, joten siitä voidaan todeta Energiaviraston valvojan tarkoin verkkoyhtiöiden toimintaa. Vuosittain heille toimitetaan verkon rakennetiedot, tekniset tunnusluvut sekä tilinpäätöstiedot. Seuraavaksi käsitellään raporttien sisältöä ja miten nämä vaikuttavat verkon saneerauksiin.

5.1.1 Verkon rakennetiedot

Vuosittain raportoitavassa rakennetiedot osiossa toimitetaan energiavirastolle kuluneen vuoden rakennemäärät. Samalla osiossa jaotellaan edellisvuoden komponentit investointeihin ja korvausinvestointeihin, määritellään keski-ikä tiedot ja lisäksi kirjataan puretut komponentit jälleen hankintavasta poistettavaksi. Toisessa osiossa jaetaan investoinnit maakaapeloinnin osalta kaivuolosuhteisiin, näitä ovat helppo (haja-asutusalue), tavallinen (taajama), vaikea (kaupunki) sekä erittäin vaikea (suurkaupungin ydinkeskusta). Näistä yhteenvetona saadaan verkonarvo ryhmittäin sekä verkonarvolaskelma, joka sisältää mm. verkon oikaistun jälleenhankinta- ja oikaistun nykykäyttöarvon. Tässä osiossa määritellään verkon arvoksi energiaviraston antamien reunaehtojen mukaisten poistoaikojen mukaan.

5.1.2 Verkon rakenteen arvon muodostuminen

Sähkönjakeluverkon arvo muodostuu Energiaviraston yksikköhinnan ja verkkoyhtiön vuosittain ilmoittamien komponentti määrien mukaan, eli kun raportoidaan nykyverkko ja vuosittain rakennetut/puretut komponentit, saadaan tästä jälleenhankinta-arvo JHA. Verkkokomponentti kohtainen JHA saadaan kaavasta 1. Koko sähköverkkomaisuuden oikaistu jälleenhankinta-arvo lasketaan kaavan 2 mukaisesti. Sähköverkko-omaisuuden oikaistu komponenttikohtainen nykykäyttöarvo lasketaan kaavan 3 mukaisesti ja koko sähköverkko-omaisuuden oikaistu nykykäyttöarvo lasketaan kaavan 4 mukaisesti. (Energiavirasto 2015b, 32, viitattu 7.2.2017.)

KAAVA 1. Komponenttikohtaisen jälleenhankinta-arvon muodostumisen laskentakaava.

$$JHA_i = yksikköhinta_i * määrä_i$$

KAAVA 2. Koko sähköverkko omaisuuden oikaistun jälleenhankinta-arvon laskentakaava.

$$JHA_i = \sum_{i=1}^n (JHA_i)$$

kaavoissa 2 ja 3

JHA_i = verkkokomponentin i kaikkien komponenttien yhteenlaskettu oikaistu jälleenhankinta – arvo

YKSIKKÖHINTA_i = verkkokomponentin i liitteen 1 mukainen yksikköhinta

MÄÄRÄ_i = verkkokomponentin i kaikkien komponenttien lukumäärä

JHA = koko sähköverkko – omaisuuden oikaistu jälleenhankinta – arvo

KAAVA 3. Komponenttikohtaisen oikaistun nykykäyttö-arvon muodostumisen laskentakaava.

$$NKA_i = \left(1 - \frac{\text{keski-ikä}_i}{\text{pitoaika}_i}\right) + JHA_i$$

KAAVA 4. Koko sähköverkko-omaisuuden oikaistun nykykäyttöarvon muodostumisen laskentakaava.

$$NKA = \sum_{i=1}^n (NKA_i)$$

kaavoissa 3 ja 4

$NKA_i =$

verkkokomponentin i kaikkien komponenttien oikaistu nykykäyttöarvo

pitoaika_i = verkkokomponentin i pitoaika

keski – ikä_i = verkkokomponentin i kaikkien komponenttien keski – ikä

NKA = koko sähköverkko – omaisuuden oikaistu nykykäyttöarvo

5.1.3 Tekniset tunnusluvut

Tekniset tunnusluvut osiossa raportoidaan vuosittain siirretyn sähköenergian määrät, toisille verkonhaltijoille luovutetut ja voimalaitoksilta vastaanotetut määrät. Lisäksi raportoitaviin tietoihin kuuluu verkkopituudet, verkkoon liitetyt asiakkaat, liittymien määrät, maakaapelointiasteet sekä maakaapelioja määrät. Osiossa raportoidaan myös jakelutoiminnan laatua kuvaavat tunnusluvut. Näitä ovat asiakkaan vuotuiset keskeytysmäärät ja keskeytysaika, jaoteltuina muun muassa suunniteluihin ja odottamattomiin keskeytyksiin. Eri lajin keskeytyksiä on useanlaisia, eikä niiden tarkempi käsittely ole tämän työn kannalta oleellista.

5.1.4 Tilinpäätöstiedot

Tilinpäätöstiedoissa raportoidaan Kauppa- ja Teollisuusministeriön asetuksen sähköliiketoimintojen eriyttämistä koskevien määräysten kohdan 10§ mukaisesti vahvistetut eriytetyt tilinpäätökset (tuloslaskelmat ja taseet) lisä- ja liitetietoineen. (Energiavirasto 2015b, 15, viitattu 8.2.2017.)

Tilinpäätöstiedoissa raportoitavia tietoja ovat sähköverkon tuloslaskelma, vastaavaa/vastattavaa osiot, verkkotoiminnan investoinnit, taloudelliset tunnusluvut, investointi- ja toimitusvarmuuskannustimiin haettavat laskelmat sekä edellistä tilikautta koskeviin vertailutietoihin tehdyt oikaisut.

5.2 Valvontajakson aikana saatavat laskelmat verkkoyhtiöille

Edellä käsiteltiin kolmea raportoitavaa kohtaa, joiden perusteella Energiavirasto laskee vuosittain seuraavat raportit:

- sähköverkko-omaisuuden oikaistu jälleenhankinta-arvo
- sähköverkko-omaisuuden oikaistu nykykäyttöarvo

- sähköverkko-omaisuuden oikaistut tasapoistot
- sähköverkkotoimintaan sitoutunut oikaistu oma pääoma
- sähköverkkotoimintaan sitoutunut oikaistu korollinen vieras pääoma
- sähköverkkotoimintaan sitoutunut oikaistu koroton vieras pääoma
- sähköverkkotoimintaan sitoutunut oikaistu pääoma
- kohtuullinen tuotto
- toteutunut oikaistu tulos
- alijäämä tai ylijäämä
- voitonjakoluonteiset erät. (Energiavirasto 2015b, 19, viitattu 8.2.2017.)

Edellä mainittujen laskelmien perusteella voidaan päätellä kuinka perusteellista seuranta ja ohjaamista Energiavirasto toimittaa. Tämä on osaltaan hyväkin asia, koska sähkönjakeluverkkoyhtiötoiminta on luonnollista monopolia ja tällainen toimintamalli vaatii osaltaan tiukan valvonnan.

5.3 Investointitason nostaminen

Luvussa 3 käsiteltiin jakeluverkon muodostumista lin Energian alueella. Siltä pohjalta on hyvä lähteä laatimaan suuntaa investoinneille. Luvussa 6 tarkastellaan Esa Äärysen (2012) kandidaatin työssä tehtyä vertailua kahden erilaisen johtolähdön kustannusten välillä. Näistä toisessa oli suuri-tehoinen asiakasryhmä ja toisessa tyypillinen haja-alueen johtolähtö. Koska lin Energian alueella on pääsääntöisesti tämän tyylin johtolähtöjen suunta jo päätetty ja osaltaan toteutettu, ei sen suuntaa enää tulla muuttamaan. Näin ollen tulevaisuuden kehitys tulee keskittymään teollisuuden ja asemakaava-alueiden kaapelointeihin. Kuten edellä mainittiin, maakaapeloinnin kustannuksista aiheutuu merkittävää korotuspainetta siirtohinnoille.

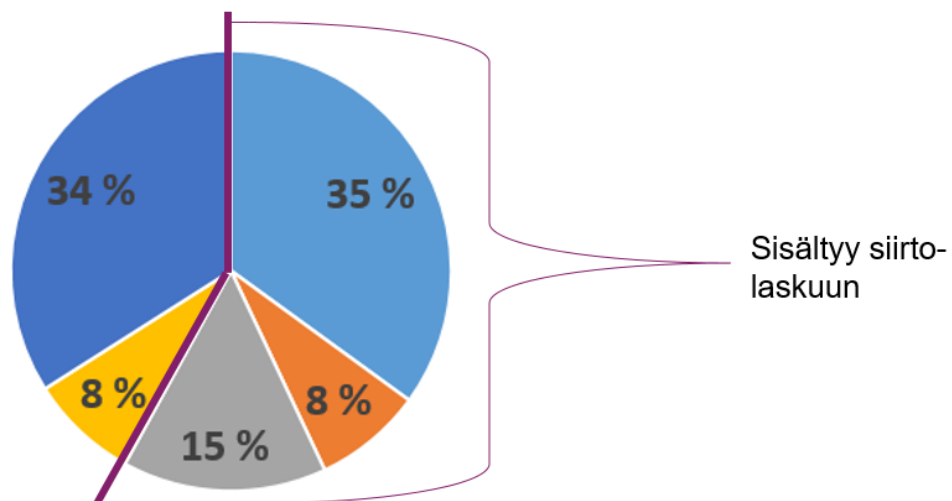
5.4 Esimerkkilaskelma investointitason nostamisesta siirtohinnan korotuksella

lin Energialla siirtotuotteet on jaettu yleissähköön, kaksi-aikasähköön sekä tehosähköön. Yleissähkösasiakkaita ovat yksiaikamittauksella varustetut käyttöpaikat, kuten kerros-, rivi- ja lämmitysmuodosta riippuen omakotitaloasiakkaat. Kaksiaikamittaukseen kuuluvat ovat päivä- ja yösähköllä va-

tettäisiin tehoerustaiseksi. Asia ei kuitenkaan ole niin yksiselitteinen, kuten laskelmassa on kuvailtu. Huomioitavia asioita on myös mm. tehosähköasiakkaiden kohdalla tapahtuva siirtohinnan korotustarkastelu, jotta hinnoittelu pysyisi tasapuolisena. Työn rajaamisen vuoksi siirtohinnan korottamisen tapauksia ei käsitellä tässä työssä enempää.

5.5 Sähkön hinnan muodostuminen

Sähkön hinta muodostuu karkeasti siirrosta 35 % (sisältää kantaverkkomaksut), ALV-osuudesta, joka on siirrosta 8 %, sähköenergiasta, joka on 34 %, josta ALV-osuus on 8 % sekä sähköverosta, joka on 15 %. Kuviosta 6 voidaan nähdä sähköhinnan kokonaisuuden muodostumisen.



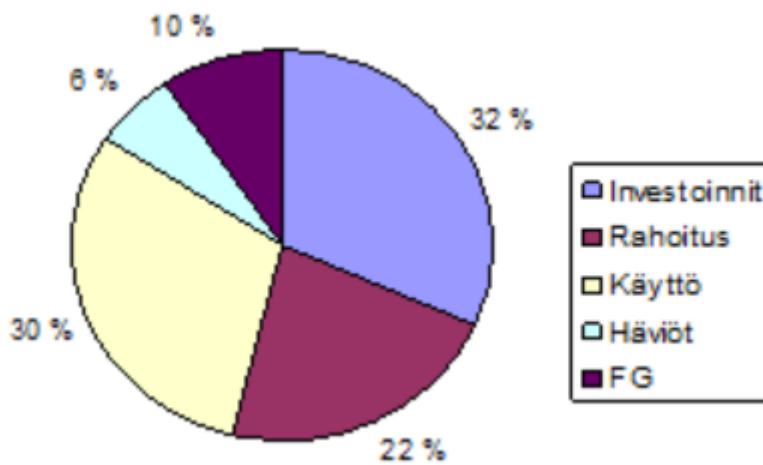
Kuvio 6. Sähkön hinnan muodostuminen esimerkki noin 2000 kWh/a kotitalousasiakas. (Energiateollisuus, tiedotus sähkönsiirtohinnoittelusta, viitattu 18.1.2017.)

Yleisesti ottaen sähkön siirtohinnoista on neljä väärinkäsitystä:

1. siirtohinnot ovat nousseet rajusti->verot ovat nousseet rajusti
 2. siirtohintaa on valmiilla verkolla rahastamista->valtaosa siirtohinnoista on investointeja ja kunnossapitoa
 3. ylijäämä tarkoittaa liian kovia tuottoja->ylijäämä on valmistautumista investointeihin
 4. verkko on lupa painaa rahaa->verkkotoiminta on luvanvaraista ja tiukasti säänneltyä.
- (Energiateollisuus, tiedotus sähkönsiirtohinnoittelusta, viitattu 18.1.2017)

5.6 Sähkön siirtohinnan muodostuminen

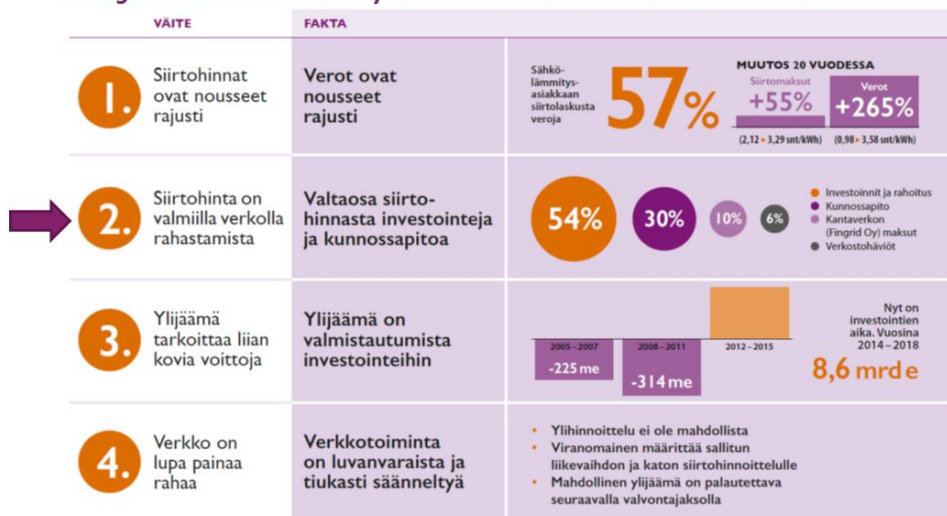
Edellisessä kappaleessa käsiteltiin sähkön hinnan muodostumista. Siitä on hyvä erotella sähkön siirron osuus. Siirron osuus on siis noin 35 %. Siirtohintaa muodostuu kuitenkin monesta eri tekijästä, joita ovat investointien osuus 32 %, rahoituksen osuus 10 %, käytön osuus 30 %, häviöiden osuus 6 % sekä kantaverkon osuus 22 %. Alla olevasta kuvioista 7 voidaan nähdä siirtohinnan muodostuminen.



Kuvio 7. Sähkön siirtohinnan muodostuminen. (Energiateollisuus, tiedotus sähkön siirtohinnoittelusta, viitattu 21.4.2017.)

Alla kuvio 8 kertoo selkeämmin edellisessä luvussa määritellyt väärinkäsitykset.

Neljä väärinkäsitystä sähkön siirtohinnoista



Kuvio 8. Energiateollisuuden laatima näkemys siirtohinnojen muodostumisesta. (Energiateollisuus, tiedotus sähkönsiirtohinnoittelusta, viitattu 18.1.2017.)

5.7 Energiaviraston kannustimet

Osana valvontamenetelmiä Energiavirasto on laatinut kannustimet sekä niiden soveltamiseen opastavat menetelmät. Nämä tähtäävät sähkönjakelun laadun kehittämiseen, verkkotoiminnan tehostamiseen, investointien toteutumiseen sekä innovatiivisuuteen verkkoyhtiöissä. Laatukannustimia ovat investointi-, laatu-, tehostamis-, innovaatio- sekä toimitusvarmuuskannustin. (Energiavirasto 2015b, 60, viitattu 13.1.2017.)

5.7.1 Investointikannustin

Investointikannustimen tavoitteena on motivoida verkkonhaltijaa tekemään investointinsa kustannustehokkaasti sekä mahdollistaa itse korvausinvestointien tekemisen. Kannustinvaikutuksia on kahdenlaisia:

Kannustin muodostuu yksikköhintojen muodostamasta kannustinvaikutuksesta sekä oikaistusta jälleenhankinta-arvosta laskettavasta tasapoistosta. Tästä johtuen verkkonhaltijaa ohjataan toimi-

5.7.3 Oikaistut tasapoisto

Sähköverkko-omaisuuden oikaistut tasapoistot lasketaan komponenteittain verkko-omaisuuden oikaistusta jälleenhankinta-arvosta. Tasapoistot lasketaan vuosittain aina jokaisen vuoden joulukuun viimeisen päivän tilanteen mukaisesti, joten verkon arvo on tiedossa tarkasti. Tasapoisto lasketaan alla olevalla kaavalla. (Energiavirasto 2015b, 61, viitattu 12.1.2017.)

KAAVA 5. Verkkokomponentin tasapoiston laskenta.

$$JHATP_i = \frac{JHA_i}{pitoaika_i}$$

KAAVA 6. Verkkokomponenttien tasapoistojen summa.

$$JHATP = \sum_i^n \left(\frac{JHA_i}{pitoaika_i} \right)$$

kaavoissa 5 ja 6

$JHATP_i$ = verkkokomponentin i oikaistu tasapoisto

$JHATP$ = koko sähköverkko – omaisuuden oikaistut tasapoistot

JHA_i = verkkokomponentin i oikaistu jälleenhankinta – arvo

$pitoaika_i$ = verkkokomponentin i teknillisstaloudellinen pitoaika

Toisin sanoen verkonhaltijaa ohjataan ylläpitämään verkkoaan valitsemiensa oikein valittujen pitoaikojen mukaisesti tosiasiallisessa käytössä osana verkko-omaisuutta. Tämä mahdollistaa riittävien korvausinvestointien tekemisen ja oikein valittujen pitoaikojen mukaan tehty tasapoisto kattaa energiaviraston mukaan kaikki tarvittavat korvausinvestoinnit. Tässä on hyvä huomioida, että laskennalliset tasapoistot sallitaan aina täysimääräisenä, niin kauan kuin komponentti on tosiasiallisessa käytössä. Laskennallinen tasapoisto siis lasketaan komponentille vielä pitoajankin ylittämisen jälkeen, jos komponentti on yhä tosiasiallisessa käytössä. Investointikannustimen tasapoistolla voidaan tarkastella verkkoyhtiön investointien keskimääräistä kustannustehokkuutta. (Energiavirasto 2015b, 62, viitattu 12.1.2017.)

Investointikannustimeen sisältyy myös mahdollisuus jatkaa tasapoistoja, vaikka verkkokomponentti olisi ylittänyt verkonhaltijan sille määrittämän pitoajan. Tällä saavutetaan Energiaviraston mukaan kompensointia ennen pitoajan täyttymistä purettavien komponenttien jäännösarvoon. Tämä mahdollistaa suurienkin ennenaikaisten korvausinvestointien tekemisen. (Energiavirasto 2015b, 62, viitattu 8.2.2017.)

5.8 Laatumustin

Laatumustin kannustaa verkonhaltijaa kehittämään sähkönsiirron ja jakelun laatua. Laatumustinta voidaan käyttää kahdella eri kannustinvaikutuksella sekä keskeytyksestä aiheutuvan haitan (KAH) laskennalla.

5.8.1 Laatumustin oikaistun tuloksen laskennassa.

Tässä vaikutus lasketaan siten, että keskeytyskustannusten vertailuarvosta vähennetään toteutuneet keskeytyskustannukset. Tämä kasvattaa oikaistua tulosta, joka vaikuttaa positiivisesti ali- tai ylijäämään. Tämän vaikutus otetaan kuitenkin huomioon vain 15% osuudella verkonhaltijan kyseessä olevan vuoden kohtuullisesta tuotosta. Tämä vaikuttaa joko laatubonusena tai laatusanktiona. (Energiavirasto 2015b, 63, viitattu 12.1.2017.)

Toisessa tapauksessa sähköverkon haltijaa kannustetaan saavuttamaan vähintään sähkömarkkinan edellyttämä toimitusvarmuustaso. Energiaviraston tavoitteena on myös motivoida verkonhaltijaa kehittämään sähkönsiirron ja jakelun laatua oma-aloitteisesti edellä mainitun lain edellyttämää vähimmäistasoa paremmaksi. (Energiavirasto 2015b, 63, viitattu 12.1.2017.)

5.8.2 Keskeytyksestä aiheutunut haitta (KAH)

Keskeytyskustannukset lasketaan keskeytysten lukumäärän, keskeytysaikojen sekä keskeytysten yksikköhintojen perusteella. Laatumustimessa keskeytyksinä käytetään verkonhaltijan valvontatiedoissa ilmoitettujen tunnuslukujen mukaisia tietoja. Energiavirasto on teettänyt Teknillisellä korkeakoululla ja Tampereen teknillisellä yliopistolla selvityksen keskeytyksen yksikköhinnosta,

joita käytetään keskeytyskustannusten laskennassa ja samaisen tuloksen vertailuarvoja käytetään vertailun pohjatietona. Tavoitteena Energiavirastolla on, että laskettu haitta kuvaisi mahdollisimman hyvin asiakkaan kokemaa haittaa keskeytyksestä. Taulukko 4 on esitetty valvontajakson 4 ja 5 KAH-yksikköhinnat. (Energiavirasto 2015b, 64, viitattu 14.1.2017.)

Taulukko 4. KAH yksikköhinnat. (Energiavirasto 2015b, 65, viitattu 14.1.2017.)

Odottamaton keskeytys		Suunniteltu keskeytys		Aikajälleen- kytkentä	Pikajälleen- kytkentä
$h_{E,odott}$	$h_{W,odott}$	$h_{E,suunn}$	$h_{W,suunn}$	h_{AJK}	h_{PK}
€ / kWh	€ / kW	€ / kWh	€ / kW	€ / kW	€ / kW
11,0	1,1	6,8	0,5	1,1	0,55

5.9 Tehostamiskannustin

Tämän kannustimen tarkoituksena on motivoida verkonhaltijaa toimimaan kustannustehokkaasti niin, että tehdyt investoinnit ovat mahdollisimman pienet suhteessa investoinneista saataviin tuottoihin.

5.9.1 Tehostamiskannustimen laskenta

Tehostamiskannustimen laskenta muodostuu kuudesta eri tekijästä:

1. Yleinen tehostamistavoite
2. Yrityskohtaisen tehokkuuden mittaamisen muuttujat
3. Yrityskohtainen tehostamistavoite
4. Yrityskohtainen tehostamiskustannusten vertailutaso
5. Yrityskohtaiset toteutuneet tehostamiskustannukset
6. Tehostamiskannustin toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa. (Energiavirasto 2015b, 72, viitattu 14.1.2017.)

5.9.2 Yleinen tehostamistavoite

Monopolitoiminnan luonteen vuoksi yleisen tehokkuuden mittaaminen on luonnollisesti tehokasta valvontaa. Virasto suosittelee yleiseksi tehostamistavoitteeksi 2 % vuotuisista tehostamistavoitteista. Muuttunut ja jatkuvasti kehittyvä lainsäädäntö asettaa verkonhaltijoille paineita tehtävien ja raportointien hoitamiseksi. Näistä aiheutuvien lisäkustannusten ja tehtävien organisoimiseksi virasto on asettanut neljännelle ja viidennelle valvontajaksolle pitkän aikavälin tehostamistavoitteeksi 2 %:n suositukseen sijaan 0 %. Tällä voidaan kompensoida lisäkustannusten nousua oikaisun tuloksen laskennassa. (Energiavirasto 2015b, 72, viitattu 14.1.2017.)

5.9.3 Yrityskohtaisen tehokkuuden mittaamisen muuttujat

Tämän tehokkuuden mittaamisen laskennassa käytetään kolmea erilaista muuttujaa:

- 1) panosmuuttuja
 - a. Tähän käytetään kontrolloitavissa olevia operatiivisia kustannuksia (KOPEX) sekä sähköverkon jälleenhankinta-arvoa (JHA). Näistä KOPEX-arvoon kohdennetaan tehostamistavoite, jota mallinnetaan muuttuvana panoksena. JHA-arvoon ei kohdenneta tehostamistavoitetta vaan sitä käytetään kiinteänä panoksena. (Energiavirasto 2015b, 74, viitattu 14.1.2017.)
- 2) tuotosmuuttuja
 - a. Tässä muuttujina käytetään siirretyn energian määrää (GWh), sähköverkon kokonaispituutta (km), käyttöpaikkojen määrää (kpl) sekä keskeytyskustannuksia (KAH), euroa.
 - i. Siirretyn energian määrässä otetaan huomioon sähköverkon keskimääräiset kustannukset sekä keskimääräinen kuormitus.
 - ii. Sähköverkon pituudella ja käyttöpaikkamäärien suhteella otetaan huomioon verkon laajuuden aiheuttamat kustannukset. Nämä muuttujat ja niiden suhdeluku (pituus/käyttöpaikkamäärä) erottelevat verkonhaltijat toisistaan sähköverkon muodostumisella joko taajama- tai haja-alueella toimiviksi.
 - iii. Keskeytyskustannuksissa otetaan huomioon keskeytyksissä aiheutuvat kustannukset ja niiden välttämistä muodostuvat kustannukset. Koska keskeytyskustannukset eivät luonnollisesti ole välttämättömiä toiminnan

kannalta, nämä mallinnetaan tuotosmuuttujana eli haitakkeena. (Energia-
virasto 2015b, 74, viitattu 14.1.2017.)

3) Toimintaympäristömuuttuja

- a. Tässä muuttujana käytetään liittymien ja käyttöpaikkojen määrien suhdelukua (liittymät/käyttöpaikat, L/K-suhdeluku). Tämä on haja-alueella toimivalle verkkoyhtiölle hyvä tekijä, koska tämä ottaa huomioon harvaan asutusta toimintaympäristöstä aiheutuvat korkeat kustannukset. Yksiselitteisesti suhdeluku kuvaa sitä, kuinka suuri osuus käyttöpaikoista on liitetty verkkoon saman liittymän kautta. Eli asutuskeskuksissa esim. kerrostalo-alueella voi käyttöpaikkoja olla samalla liittymällä esimerkiksi 40, saadaan suhdeluvuksi 0,025, kun haja-alueilla luku luonnollisesti pysyy hyvin lähellä 1:stä. Näin ollen kustannukset liittymän saamiseksi säävarmaan verkkoon luettavaksi ovat käyttöpaikkaa kohden huomattavasti edullisemmat kuin haja-alueilla. (Energia-
virasto 2015b, 75, viitattu 14.1.2017.)

5.9.4 Yrityskohtainen tehostamistavoite

Yrityskohtaisen tehostamistavoitteen idea on kannustaa tehottomaksi havaittua verkkoyhtiötä säävuttamaan tehokkaan toiminnan mukainen taso. Tätä varten Energia-
virasto on teettänyt selvityksen tehokkuusmittaukseen käytettävästä StoNED-menetelmästä. Tehokkuusluku kertoo kohtuullisen kustannustason ja toteutuneen kustannustason suhteen. Tehokkuusluku lasketaan edellisen valvontajakson kohtuullisista kontrolloitavissa olevista operatiivisista kustannuksista (SKOPEX) ja toteutuneista kontrolloitavissa olevista operatiivisista kustannuksista kaavan 7 mukaisesti. (Energia-
virasto 2015b, 74, viitattu 14.1.2017.)

KAAVA 7. Tehokkuusluvun laskentakaava.

$$TL_{2016-2019} = \frac{SKOPEX_{2011-2014}}{KOPEX_{2011-2014}}$$

Sähköverkon haltijoille on määritelty energiaviraston toimesta siirtymäaika neljännelle valvontajaksonlle vuosille 2016-2019. Koska jo aiemmin mainittu tehostamistavoite on neljännellä valvontajaksonlla 0 %, saadaan yrityskohtainen tehostamistavoite kaavan 8 mukaisesti. (Energia-
virasto 2015b, 79, viitattu 14.1.2017.)

KAAVA 8. Tehostamistavoitteen laskentakaava.

$$X_{2016-2019} = 1 - (TL_{2016-2019})^{1/4}$$

5.9.5 Yrityskohtaisten tehostamiskustannusten vertailutaso

Tehostamiskustannusten vertailutasona käytetään SKOPEX kustannuksia ja koska tämä lasketaan vuosittain, myös tulomuuttujassa tapahtuvat muutokset tulevat huomioon otetuksi. Vertailuun käytetään kontrolloitavissa olevia operatiivisia kustannuksia. (Energiavirasto 2015b, 81, viitattu 14.1.2017.) Tämä asia ei sinänsä vaikuta tämän työn sisältöön, joten asiaa ei tässä enempää käsitellä.

5.9.6 Tehostamiskannustin toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa

Tehostamiskannustimen vaikutus perustuu oikaistun tuloksen laskentaan, jolloin saman vuoden vertailutasosta voidaan vähentää toteutuneet tehostamiskustannukset. Kannustimen vaikutuksen osuus voi olla enintään 20 % verkonhaltijan käynnissä olevan vuoden kohtuullisesta tuotosta. (Energiavirasto 2015b, 87, viitattu 14.1.2017.)

5.10 Innovaatiokannustin

Innovaatiokannustimen tavoitteena on kannustaa verkonhaltijoita kehittämään ja käyttämään innovatiivisia teknisiä sekä hakemaan uusia toiminnallisia ratkaisuja verkkotoiminnassaan. Tähän luettaisiin esimerkiksi älykkäiden sähköverkojen ja muiden uusien tekniikoiden ja toimintatapojen kehittäminen ja käyttöönotto, jota myös lainsäädäntö ohjaa pysymään tietyissä luenta-ajoissa. Luonnollisesti tällaisesta kehittämisestä aiheutuu kustannuksia verkonhaltijalle ennen kuin tutkimustyön tuloksena saatava tulos saadaan tuottamaan verkko-omaisuuden lisäarvoa. Nämä aiheutuneet kohtuulliset kustannukset voidaan osaltaan vähentää laskettaessa oikaistua tulosta enintään 1 % vastaavalla osuudella verkonhaltijan valvontajakson eriytettyjen tuloslaskelmien verkkotoiminnan liikevaihtojen summasta. (Energiavirasto 2015b, 88, viitattu 14.1.2017.)

5.11 Toimitusvarmuuskannustin

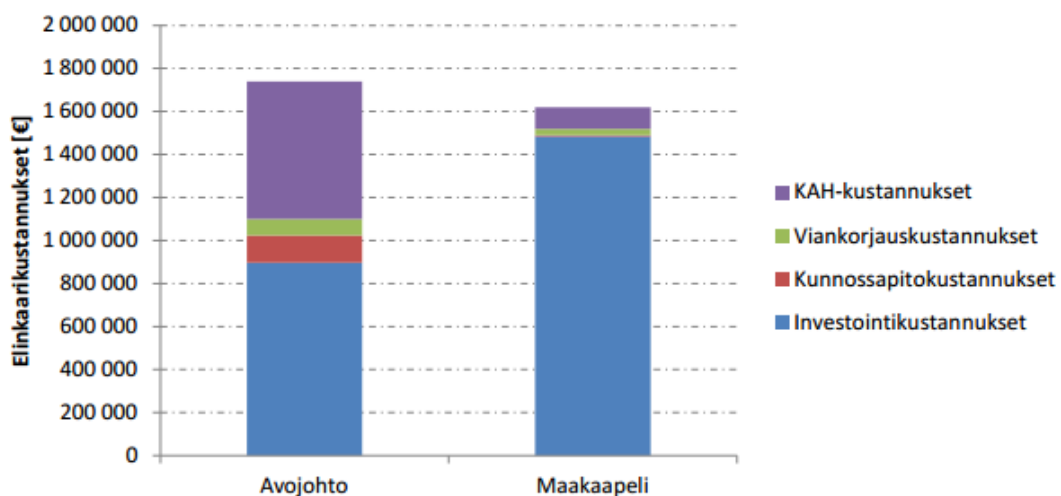
Toimitusvarmuuskannustin menetelmällä Energiavirasto kannustaa verkonhaltijaa tekemään investointeja ja kunnossapitotoimia toimitusvarmuuden parantamiseksi sekä parantamaan varautumista toimitusvarmuuden ylläpitämiseksi. Sähkömarkkina-alueilla on toimintavarmuudelle määritellyt toimitusvarmuuskriteerit. Koska osalle sähköjakeluverkkoyhtiöitä sähkömarkkinalain määräämät ehdot asettavat merkittäviäkin kustannuksia ja kunnossapitotoimia, voi varautuminen aiheuttaa tarvetta jopa ennenaikaisille investoinneille. Tästä johtuen virasto on luonut toimitusvarmuuskannustimeen mahdollisuuden alaskirjaukseen kompensoimaan niitä verkoston purkuja, jotka on jouduttu tekemään ennenaikaisesti uuden sähkömarkkinalain toimitusvarmuuskriteerien pakottamana tai ohjaamana aiemmasta verkostostrategiasta poiketen. Sähköjakelun toimitusvarmuuden parantamiseksi tehtävät kunnossapito- ja varautumistoimenpiteet otetaan myös huomioon toimitusvarmuuskannustimen laskennassa. (Energiavirasto 2015b, 90, viitattu 14.1.2017.)

6 MAAKAPELOINNIN JA ILMAJOHTOVERKON INVESTOINTITASOEROJEN VERTAILUA

Tässä luvussa käsitellään Esa Äärysen (2012) kandidaatin työssä esitettyä vertailua avojohdon ja maakaapelin saneeraamisesta. Työstä löytyvät yhteenvedot kahden eri johtolähdön vertailusta. Luvun lopussa käydään läpi alueellisesti erilaisten verkkoyhtiöiden toimintakenttiä.

6.1 Esimerkkilaskelma maakaapelin ja ilmajohtoon elinkaarikustannuksista

Äärysen työssä ratkaisevaksi tekijäksi osoittautuu keskeytyksestä aiheutuneen haitan, KAH-kustannusten määrä. Kuviossa 9 näkyvät kahden eri johtolähdön elinkaarikustannukset. Tässä tapauksessa kyseessä on asiakasryhmä, jolla on suuri energiankulutus.

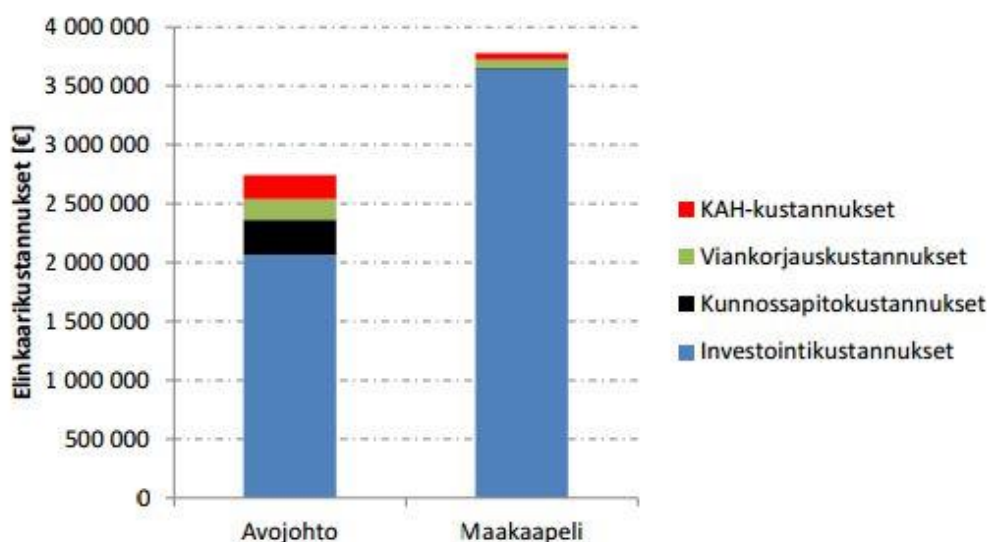


Kuvio 9. Kahden keskeytykselle herkän lähdön elinkaarikustannukset. (Äärynen, 2012, 23, viitattu 29.12.2016.)

Työssä Äärynen Esa toteaa, että avojohtolähdöllä VHTL 12 noin puolet elinkaarikustannuksesta muodostuu investointikustannuksista ja loput muista kuluista. Tästä kuvasta huomataan, että avojohtolla keskeytykset aiheuttavat 40 % elinkaarikustannuksista. Tämä vaikuttaa merkittävästi käyttövarmuusinvestointeja laskettaessa. Maakaapelilla investointikustannukset ovat jopa kym-

menkertaiset verrattuna elinkaaren muihin kustannuksiin. Äärinen toteaa myös, että tässä tapauksessa maakaapeloinnin elinkaarikustannukset ovat noin 120 000 € pienemmät kuin avojohdolla, joten säästöä elinkaarikustannuksiin syntyy siis noin 7 %, mutta hän ottaa myös hyvin kantaa mahdollisen maakaapeloinnin halpenemiseen, jolloin tulevat maakaapeloinnin säästöt tulevat kasvamaan ja mikäli KAH-arvojen arvostus nousee, on tilanne myös maakaapelin eduksi. (Äärinen 2012, 23, viitattu 29.12.2016.)

Esa Äärinen on laskenut kandidaatin työssä myös toisen johtolähdön kustannukset, jonka laskentatiedoissa KAH-arvon painotus ei ole niin merkittävässä roolissa. Kuviossa 10 on vertailtuna kahden eri johtolähdön elinkaarikustannuksia, mutta tässä tapauksessa kyseessä on asiakasryhmä, jolla on edellistä pienempi energiankulutus.



Kuvio 10. Kahden maaseutulähdön elinkaarikustannukset. (Äärinen 2012, 24, viitattu 29.12.2016.)

Tämän toisen tapauksen maakaapelointi noin 1 M€ kalliimpaa elinkaarikustannuksiltaan kuin vertailtava avojohdo. Pitkillä ja harvaan asutuilla maaseutulähdöillä investointikustannukset ovat yleisesti muutenkin hyvin hallitsevat verrattuna muihin aiheutuviin kustannuksiin. Tästä huomataan maakaapeloinnin investointikustannuksia tarkasteltaessa, että ne ovat itsessään jo suuremmat kuin avojohdon elinkaarikustannukset.

6.2 Toimintaympäristöjen vertailua

Kuten aiemmin on todettu, että Suomessa on erikoisuutena monipuolinen ympäristö, mikä myös asettaa haasteita verkostojen rakenteiden valinnassa. Toimintaympäristöön vaikuttaa myös merkittävästi jakeluverkoston nyky rakenne, kuten suurimpien kaupunkien iäkkäät maakaapelirakenteet. Taajamissa ja haja-alueilla on vasta viimeisten kymmenien vuosien ajan suosittu maakaapelirakenteita.

6.2.1 Kaupunkiverkkoyhtiöt

Kaupunkiverkkoyhtiöissä sähkönjakeluverkot ovat olleet suurelta osin kaapeloituina jo kymmenien vuosien ajan, mutta kuten tiedetään kaupunkialueet ovat myös suurelta osin tiheään rakennettuja ja näillä alueilla on yleensä myös suhteellisen pienet alueet, joille kaapeleita voidaan asentaa. Näiden yhtiöiden korvausinvestointeina tehtävät kaapelointihankkeet ovat suhteellisesti haja-alueen kaapelointiin verrattuna hitaampia, arvokkaampia sekä hyvin haasteellisia maassa olevien muiden esteiden vuoksi. Yleensä samalla saneerataan myös muuta infraa, joten kustannuksia toki saadaan jaettua muiden toimijoiden kesken, mutta tämä ei toisaalta lisää vauhtia vaan pikemminkin voi hidastaa tätä.

6.2.2 Taajama- ja haja-alueen verkkoyhtiöt

Taajama- ja haja-alueita on niiden laajuuden vuoksi hieman haasteellisempaa tarkastella eikä näille alueille ole ihan yksiselitteistä oikeaa jakeluverkkomallia. Luvussa 3 käsitelty Suomen sähkönjakeluverkkojen ympäristötekijät, maamme maantieteellinen sijainti, pituus etelä-pohjoissuunnassa ja vaihtuvat maaperät asettavat omat haasteensa sähköverkkojen rakentamiselle. Taajamien alueilla on hieman kunnista tai kaupungeista riippuen saneerausta hidastavia haittoja, joiksi luetaan tässä yhteydessä kaukolämmöt ja muut haittatekijät muun muassa puhelinkaapelit ja valokuidut. Mutta nämä eivät ole kuitenkaan ratkaisevia verrattuna kaupunkiympäristössä oleviin haittoihin. Toisaalta sitten taas haja-asutusalueilla ja asumattomilla alueilla haittoja ei kovin paljoa ole, vaan näissä pystytään suhteellisen nopeasti ja helposti rakentamaan ja saneeraamaan jakeluverkostoa. Koska työssä käsitellään kehityssuunnitelman pohjatietojen keräämistä verkon sa-

neerausstrategian laatimista varten, ei tämän työn rajoissa käsitellä kaikkiin verkkoyhtiöihin so-
vaa kehitysmallia. Näin ollen tässä työssä keskitytään taajama/haja-alueen verkkoyhtiöiden toi-
mintaympäristöön.

7 RAHOITUKSEN MAHDOLLISUUS VERKKOTOIMINNASSA

Energiavirastolla on myös verkon investointeihin suunnatun rahoituksen kustannuksiin sisältyvä kannustinvaikutus. Toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa voidaan ottaa huomioon rahoituksesta muodostuneet kohtuulliset kustannukset ja nettosuojakustannukset. Tietyissä tapauksissa sähkönjakeluverkkotoiminnan harjoittaminen edellyttää myös rahoitusomaisuutta, koska verkonhaltijan maksusuoritukset tapahtuvat, kuten normaalissa yritystoiminnassa, jossain määrin eriaikaisesti tulopuolelle saatavien maksujen kanssa. Esimerkiksi sähköveron osuus maksetaan aina edeltävän kuukauden perusteella, mutta ennen vuodenvaihdetta tulevat maksettavaksi myös joulukuun maksut ennakkoon. Sama pätee ALV:n osuutta. Lisäksi rahoitusta voidaan tarvita ennalta-arvaamattomiin menoihin. Tämän vuoksi otetaan oikaistun tuloksen laskennassa huomioon verkkotoiminnan harjoittamisen turvaamiseksi välttämättömän rahoitusomaisuuden kohtuulliset kustannukset. Rahoitusomaisuuden enimmäismäärä on 5 % verkkotoiminnan liikevaihdosta. (Energiavirasto 2015a, viitattu 8.3.2017, 56.)

8 TYÖN TULOKSET

Työn tuloksena saadaan investointien ohjaaviksi tekijöiksi energian käyttömäärät sekä taloudellisen osuuden ohjaavaksi tekijäksi elinkaarikustannukset ja kustannustehokkaimmat menetelmät. Asemakaava- ja teollisuusalueilla energian kulutus on suurempaa, joten täällä pääsääntöinen toteutustekniikka on maakaapelointi ja haja-alueiden ja vielä kauempana syrjäseuduilla asutuksen harveneminen tukee edullisempaa ilmajohtotekniikalla toteutettavaa vaihtoehtoa. Joissain tapauksissa runkojohtoja tai viereisten jakeluverkkojen syötön rajoille meneviä johtoja on muun muassa varautumismielessä järkevää maakaapeloida, vaikka ne menisivätkin syrjäseutujen läpi. Mutta varautumismielessä toteutettavien investointien hinnan maksavat asiakkaat suuremmilla siirtohinnoilla. Mihin tämän kaltaisia investointeja suunnataan, joudutaan miettimään tarkoin.

8.1 lin Energian sähkönjakeluverkoston strategiset linjaukset

lin Energian verkon strategia tulee muodostumaan niin, että asemakaava- ja teollisuusalueiden johdot tullaan maakaapeloimaan ja rajoille rakennetaan kaukokäytettävät erottimet tai katkaisijat tai vähintään käsin ohjattavat erottimet. Rajasyöttöpisteiden osalta asiaa pitää vielä laskea, kuinka nämä toteutetaan kustannustehokkaasti. Haja-alueilla tulemme pysymään edelleen ilmajohtoilla toteutettavilla tekniikoilla. Näillä seuduilla uudet johdot rakennetaan leveillä johtaukoilla teiden varsille joko päällystetyillä tai avojohtotekniikoilla ja hyödynnetään vanhoja johtaukkoja. Ne johdot, joita ei ole käytännössä taloudellisesti ja kustannustehokkaasti mahdollista rakentaa teiden varsiin, saneerataan vanhoille paikoille tiheämmillä pylväsväleillä ja vahvemmalla johdolla sekä niiden johtaukot levennetään. Näin saavutetaan taloudellisesti sähköntoimitusvarmuudet täyttävää sähkönjakeluverkostoa.

8.2 Käyttäjäkunnan määrittely

Koska siirretyllä energian määrällä tai toisin päin ajateltuna siirtämättä jääneellä energian määrällä on suuri merkitys laskettaessa verkkoyhtiön KAH-arvoja, on hyvä lähteä laatimaan kartoitusta siltä osin, että jaetaan käyttäjät ryhmiin käyttämänsä tehon mukaisesti huomioiden asuinalueet, missä

kyseinen kuluttaja sijaitsee, ja missä käytössä kulutuspaikka on. Esimerkkiyhtiössä jako suoritettiin 4 osa-alueeseen.

8.2.1 Teollisuusalueet

Tähän katsottiin sisältyvän kaikki teollisuus, suuremmat kaupungit sekä näiden välinen alue sähköasemalta saakka. Teollisuuden toiminnan kannalta on erityisen tärkeää sähkön jakelun varmuus, joten tämä luokitellaan merkittävimäksi kohteeksi. Teollisuusalueiden tarkemmassa suunnittelussa tulee ottaa huomioon seuraavia asioita:

- teollisuuden muodostuminen eli pienelle alueelle muodostuu suuri tehonkulutus
- laitokset yleensä suuritehoisia kokonaisuuksia
- tulevaisuudessa laitoksilla tulee olemaan omaa sähköntuotantoa
- suuri keskeytyksestä aiheutuva haitta (KAH)
 - sähkönjakelun keskeytyksessä voi aiheutua myös henkilö- ja laiteturvallisuuteen vaikuttavia tilanteita
- rengasverkkojen muodostuminen

Koska li on kokoonsa nähden merkittävä teollisuus kunta, on nämä otettava huomioon suunnittelussa jakeluverkkoa säävääksi.

8.2.2 Asemakaava-alue

Tähän sisällytetään asemakaava-alueet sekä näiden välinen alue sähköasemalta. Koska asemakaava-alueella on myös kokonaisia sähkölämmitysalueita, on tämä merkittävä osa KAH-arvossa. Asemakaava-alueiden suunnittelussa tulee ottaa huomioon seuraavia asioita:

- alueen sijainti → onko välimatka johtolähdön alusta saakka määriteltävä maakaapeliverkoksi
- alueen sähkönkulutuksen muodostuminen
- tulevaisuuden pientuotannon muodostuminen
- alueen laajentumisen mahdollisuus
- rengasverkkojen muodostuminen

li on kasvava kunta, joten varmuuden kehittäminen suuntautuu valvontajaksolla 2016–2023 pääasiallisesti näiden kahden alueen, teollisuuden ja asemakaava-alueen saneerauksiin, KJ-johtojen osuuksiin.

8.2.3 Haja-alueet

Noin puolet lin Energian alueesta on asemakaava-alueen kuluttajia. Näin ollen myös haja-alueet investointi ratkaisut näyttelevät merkittävää osaa saneerauksissa. Tämä alue on sinänsä jo suhteellisen hyvässä kunnossa, koska investoinnit viimeisiltä 6 vuodelta ovat suurelta osin suuntautuneet näiden alueiden KJ-verkkojen saneerauksiin. Haja-alueiden suunnittelussa tulee ottaa huomioon seuraavia asioita:

- runkojohtojen osuudet kulkevat yleensä haja-alueiden kautta
- maatalous ja osa teollisuustoiminnasta sijoittuu myös haja-alueille, joten näiden osalta verkoston investoinneissa automaattoratkaisut riittävän nopean vian rajauksessa ja sähkönpalautuksessa ovat tärkeitä huomioon otettavia asioita

Lisäksi haja-alueilla sijaitsee myös tiiviitä asuinalueita, joita on syytä harkita saneerattavaksi maakaapelointiratkaisuilla kj-johtojen osalta, myöhemmin myös pj-johtojen osalta tulevaisuuden kehittymisen mukaan.

8.2.4 Vapaa-ajan alueet

Koska li on kaunis merenranta myötäilevä pitäjä, on li siten myös suosittu kesämökkikunta. Näin ollen näistä alueista muodostuu yksi merkittävä suunta sähkönjakelun varmuutta ajatellen. Alueiden saneerauksissa on kuitenkin hyvä huomioida, että kesämökit ovat vain osan vuodesta käytössä, näin saneerauksiin tullaan panostamaan nykyisellä investointitasolla valvontajakson 6-7 jälkeen eli vuosina 2030–2037. Tätä mallia tukee myös tieto sähkönjakeluverkon suhteellisen hyvästä kunnosta ranta-alueilla. Tässä otetaan toki huomioon vuosittaisessa kunnossapito-ohjelmassa havaittuja kohtia, kuten jakeluverkkojen käyttöiän täytyminen, tällöin saneerauksia tullaan aikaistamaan näiltä osin.

Saneeraussuunnat ovat PJ-verkkojen osalta KJ-kaapeloinnin yhteisöissä maakaapelointia, siltä osin kuin yhteisöjaa syntyy, muilta osin ennen vuotta 2030 ei todennäköisesti suunnata PJ-verkon investointeja maakaapeloinneiksi, vaan saneeraukset ja uudisrakentamiset hoidetaan asemakaava- ja taajama-alueiden ulkopuolella ilmajohtotekniikoilla.

8.3 Investointien rajaus KJ- ja PJ-verkon osalta

Valvontajaksolla 4–5 investoinneissa keskitytään 20kV:n keskijänniteverkon saneerauksiin, jolloin pienjännitejohdoista samalle reitille osuvat ja vain kaikkein vanhimmat johdot saneerataan. Tämä toteutetaan sen vuoksi, että investointeihin käytettävät rahat ovat rajalliset ja PJ-verkon saneeraaminen nostaa helposti rakentamiskustannuksia suuresti. Toinen syy tähän on, että saneeraamalla ensin KJ-verkkoa saadaan suuret asiakasmäärät säävarman jakeluverkon alueisiin nopeammin, jolloin päästään energiaviraston asettaman toimitusvarmuuden tasolle. Tämä saneeraus suunnataan ensin asemakaava-alueille, josta siirrytään ajan myötä haja-alueiden jakeluverkoston saneerauksiin. Osaltaan tehdään myös yhteistyötä muiden toimijoiden kanssa esimerkiksi, jos eteen tulee mahdollisuuksia yhteiskaivuutyömaille muiden operaattoreiden tai esim. kunnan hallinnoimien teidenparannushankkeiden myötä, joissa ojakustannusta jakamalla saavutetaan hyvä taloudellinen lopputulos. Kun keskijänniteverkko on saneerattu osaltaan toimitusvarmuuskriteerit täyttäväksi, tulee vuoroon pienjänniteverkon saneeraukset. Se mikä tämän strategian aikajana on, tulee riippumaan pitkälti investointeihin käytettävästä rahamäärästä. Nykyisellä investointimäärällä tämä voi kestää kymmeniä vuosia.

8.4 Kustannusvertailu maakaapeli- ja ilmajohtoverkoston rakenteiden välillä

Karkeasti voidaan kustannukset laskea KJ-verkon osalta siten, että KJ-ilmajohdon investointikustannus eli rakentamiskustannus on noin 25000 €/km, kun maakaapeloinnilla tämä tulee olemaan lähempänä 50000 €/km.

Johtopäätöksenä voidaan karkeasti päätellä maakaapeloinnin olevan noin tuplasti arvokkaampaa. Kuten aiemmin on todettu, vaikuttaa rakentamistavan valintaan myös monta muuta muuttujaa. Rakentamistavan valinnassa tulee siis ottaa huomioon pitkän aikavälin elinkaarikustannus, jossa huomioidaan tulevaisuuden kasvu, KAH-laskenta, kunnossapito- ja viankorjauskustannukset sekä aiemmin käsitelty investointikustannus.

9 YHTEENVETO

Sähköverkkotoimintaa ohjaa Suomessa sähkömarkkinalaki, jota valvoo Energiavirasto. Vaikka sähkönjakeluverkkoyhtiöllä itsellään on luonnollisesti päätäntävalta saneerattaville johdoille sekä toimintatavoille, näyttelevät ohjaavan viranomaisen valvontamenetelmät merkittävää osaa näiden menetelmien valinnassa.

Työn tuloksena saatiin hyvät perustiedot jakeluverkkojen monipuolisuudesta ja toivon mukaan tämä pistää miettimään strategioiden laatimisessa erilaisia vaihtoehtoja. Valvontamenetelmät löytyvät myös Energiaviraston valvontamateriaaleista, mutta työssä pyrittiin saamaan näkemys verkko-yhtiöiden kannalta olennaisiin asioihin. Työstä voisi hyvin tehdä jatkotutkimuksen talousammattilaisen näkemyksellä perehtyen syvällisemmin verkkoliiketoiminnan tuloslaskelman ja taseen kirjanpidollisiin lukuihin ja miten näitä voisi tehokkaammin hyödyntää verkon kirjanpidollisen arvon määrittämisessä. Talouspuolta rajattiin tietoisesti koskemaan kehityssuunnitelman kannalta vain olennaisia asioita.

Verkostoinvestointien valinnassa haasteeksi muodostuvat nykyiset sähkömarkkinalain määräykset, jotka eivät aina mahdollista sitä, että niitä noudattava verkkoyhtiö kiinnittää investointikohteiden valinnassa asiakkaiden kannalta huomiota olennaisiin asioihin. Tämä voidaan perustella, koska muun muassa vanhimpien johtorakenteiden saneerauksia ei välttämättä pystytä toteuttamaan ensisijaisena, mikäli johtolähdön alueen käyttö ei ole energian käytön mukaan korkeaa. Toki tähän pitää jokaisen verkkoyhtiön itse linjata omat päätöksensä, hakeeko tehokkaan ja laadukkaan toimijan maineen Energiaviraston lukujen perusteella vai asiakkaiden parhaan edun mukaisesti. Lin Energialla asiassa on toimittu oikein, eli on ajateltu asiakkaan etua saneeraamalla vanhimpia joh-toja selkeästi ja määrätietoisesti teiden vierustoille ilmajohtotekniikoilla. Tähän haasteeseen on täs-säkin työssä käsitelty ratkaisumahdollisuutta korottamalla siirtohintaa niin, että toteutus on mahdol-lista saattaa valvontamenetelmien asettamiin määräaikoihin. Samalla pystytään saneeraamaan vanhimpia ilmajohtoja myös asemakaava-alueiden ulkopuolella. Työstä saatiin hyötynä hyvät poh-jatiedot pitkän aikavälin kehityssuunnitelman laatimiseen. Työn tuloksena laadittiin prosessikaavio ensinnäkin tärkeysjärjestyksessä oikean saneerauskohteen valintaan ja toiseksi saneerauskohteen oikean toteutustavan valintaan, liite 2.

Joka tapauksessa hyvän lopputuloksen saavuttamiseksi, pitkäaikaisen kehityssuunnitelmastrategian tekeminen vaatii tekijältä perusteellisen syventymisen nykyisiin valvontamenetelmiin. Ja tähän on hyvä ottaa myös talouspuolen kanta huomioon suunniteltaessa mm. kohtuullisen tuoton, yli/ali-jäämän eriä sekä poistojen osuutta. Investointien myötä mukaan tulee myös rahoituksen osuus, koska moni verkkoyhtiö joutuu todennäköisesti miettimään lainan ottamista tuleviin verkonrakennusinvestointeihin. Joka tapauksessa paineita investointeihin tulee tällä nykyisellä mallilla ja tämä tulee todennäköisesti näkymään luonnollisesti myös asiakkaiden siirtohinnoissa. Verkkoyhtiöiden omistuspohjien moninaisuus näkyy strategioissa, mikä osaltaan luonnollisesti ohjaa myös investointien suuntaa. Kun verkkoon tehdään investointeja, vaikuttavat nämä luonnollisesti käyttövarmuuden kehittämiseen sekä sitä kautta sallittuun ja toteutuvaan tuottoon. Työn tuloksena saavutettuna yhteenvetona voidaan todeta, että verkon kehittämissuunnitelman laadinnassa on tunnettava tarkasti yhtiön haluttu liiketaloudellinen suunta eli strategia.

10 POHDINTA

Kysymyksiä herää nykyisen energiamarkkinalain kohdasta jakeluverkon toiminnan laatuvaatimukset: jakeluverkon vioittuminen myrskyn ja lumikuorman seurauksena ei aiheuta sähkönjakelukeskeytystä. Miten suhtaudutaan, kun jakelukeskeytys johtuu maakaapelin hajoamisesta esimerkiksi luonnollisesti iän myötä tai huonosti asennettuna? Silloin esim. syrjäseuduilla, joissa rengasverkon rakentaminen ei ole käytännössä mahdollista pitkien välimatkojen vuoksi, keskeytysten pituus voi olla jopa useampia vuorokausia ennen kuin vikapaikka edes löydetään. Taajama-alueita voi koskea ihan sama ongelma ja siellä keskeytyksen pituus pitäisi pystyä rajaamaan 6 h. Nykyisin monet verkkoyhtiöt ovat ottaneet käytännön, että tien viereen sijoitetut ilmajohtot ovat aivan riittävän jakeluvarmaa verkkoa. Vaikka Energiavirasto valvontatiedoissaan painottaa, että valvottavien verkkojenhallijoiden kohtelu on oltava tasapuolista, niin lopussa todetaan, vaikka menetelmien osatekijät tuottavat eri verkkojenhallijoille erilaisen lopputuloksen, ei se kuitenkaan ole peruste sille, että kyseistä menetelmää ei tulisi soveltaa.

Olen kuullut ja nähnyt Suomessa purettavan muutaman vuoden ikäisiä ilmajohtoverkkoja, koska näistä saadaan ”parhaimmat” luvut mm. Energiaviraston KAH-raportteihin. Tällä mallilla joudutaan siirtohintoja nostamaan, jotta saadaan johdot maan alle, vaikka nämä voisivat osittain olla hyvinkin esim. teiden varsilla. Maakaapeloinnilla on tulevaisuudessa edessä monia haasteita, mm. maasulkusuojausten ja maasulkuvirtojen hallinta. Lisäksi maakaapeloinnin vian hakulaitteistot ja näiden laitteiden ammattimaiset käyttäjät, mahdolliset urakoitsijat, tulevat olemaan kysyttäjä yhteistyökumppaneita.

LÄHTEET

Caruna Oy 2016. Yrityksemme. Viitattu 25.12.2016. <https://www.caruna.fi/caruna/yrityksemme/jaamme-hyvaa-energiaa>.

Energiateollisuus 2017. Sähkönsiirronhinnoittelu. Viitattu 18.1.2017. Verkkoyhtiöille jaettava tiedoksi-ant.

Energiateollisuus 2016. Toimitusvarmuussuositus. Viitattu 28.12.2016. http://energia.fi/files/733/Sahkon_toimitusvarmuus_2030_Suositus_20100827.pdf.

Energiavirasto 2015a. Suuntaviivat valvontamenetelmiksi 2016-2023. Viitattu 8.3.2017. http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Sahko_jakeluverkko+-+1++suuntaviivat+valvontamenetelmiksi+2016-2023+-+17022015.pdf/8dabed43-f67a-4504-b5eb-688a6fa2c38a.

Energiavirasto 2015b. Valvontamenetelmät-sähkönjakelu. Viitattu 12.1.2017. https://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Liite_2_Valvontamenetelm%C3%A4t_S%C3%A4hk%C3%B6njakelu.pdf/c48d64d7-4364-4aa1-a91b-9e1cf1167936.

Energiavirasto 2015c. Verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016-2023. Viitattu 26.12.2016. <https://www.energiavirasto.fi/verkkokomponentit-ja-yksikkohinnat-2016-2023>.

Fingrid 2017. Pohjoismainen voimajärjestelmä ja liittynät muihin järjestelmiin. Viitattu 7.3.2017V <http://www.fingrid.fi/fi/voimajarjestelma/voimaj%C3%A4rjestelm%C3%A4/Pohjoismainen%20voimaj%C3%A4rjestelm%C3%A4%20ja%20liittyn%C3%A4t%20muihin%20j%C3%A4rjestelmiin/Sivut/default.aspx>.

Finlex 2017. Sähkömarkkinalaki 9.8.2013/588. Viitattu 8.3.2017. <http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>.

lin Sähkö Osakeyhtiö 1958. Toimintakertomus 1958. Oulu: Oulun Liikekirjapaino.

Korpinen, L. 1994. Sähkön siirto- ja jakeluverkot. Viitattu 27.12.2016, http://www.leenakorpi-nen.fi/archive/svt_opus/3sahkon_siirto_ja_jakeluverkot.pdf.

Lakervi, E. & Partanen, J. 2008. Sähkönjakelutekniikka. Helsinki: Otatieto.

Peda.net/Ikaalinen 2016. Suomen vesistöt. Viitattu 28.12.2016. <https://peda.net/ikaalinen/iy/luo-kat/maantieto/suomi2/1jjjm/vesist%C3%B6t/s>.

Saraviita, I. 2015. Tieteentermipankki. Oikeustiede: Luonnollinen monopoli. Viitattu 13.12.2016. http://tieteentermipankki.fi/wiki/Oikeustiede:luonnollinen_monopoli.

Savon Voima Oy 2016. Konserni omistus pohja. Viitattu 25.12.2016. <https://www.savon-voima.fi/konserni/>.

Äärynen, E. 2012. Keskijänniteverkon maakaapeloinnin kannattavuus, Viitattu 28.12.2016. <https://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/77358/Keskij%C3%A4nniteverkon%20maakaapeloinnin%20kannattavuus%20Esa%20%C3%84%C3%A4rynen%5B1%5D.pdf?sequence=1>.

