

Antti Tšili

TOIMITUSVARMUUSVAATIMUKSET JA ALUEELLINEN KEHITTÄMISSUUNNI- TELMA HAJA-ASUTUSALUEEN SÄH- KÖNJAKELUVERKOSSA

Diplomityö
Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta
Pertti Järventausta
Pekka Verho
Joulukuu 2020

TIIVISTELMÄ

Antti Tšili: Toimitusvarmuusvaatimukset ja alueellinen kehittämissuunnitelma haja-asutusalueen sähköjakeluverkossa
Diplomityö
Tampereen yliopisto
Sähkötekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma
Joulukuu 2020

Yhteiskunnan jatkuvasti kasvava riippuvuus laadukkaasta ja häiriöttömästä sähköjakelusta on viime vuosien poikkeustilanteiden aiheuttamien laajojen sähköjakelun häiriöiden vuoksi korostunut entisestään. Sähköjakelun toimitusvarmuuden parantamiseksi uusi sähkömarkkinalaki 588/2013 astui voimaan 9. elokuuta 2013. Uuden sähkömarkkinalain mukaan verkkoyhtiöiden on kehitettävä sähköverkkojaan siten, että pisin yhtäjaksoinen keskeytysaika myrskyn tai lumikuorman seurauksena on asemakaava-alueella 6 tuntia ja asemakaava-alueen ulkopuolella 36 tuntia.

Sähkömarkkinalain asettamat vaatimukset on täytettävä siirtymäsäännöksessä esitetyn aikataulun mukaisesti niin, että kaikki sähkökäyttöpaikat ovat vaatimusten piirissä vuoden 2028 loppuun mennessä. Vuonna 2017 sähkömarkkinalakiin kirjatun muutoksen jälkeen Energiavirasto on voinut myöntää sähköverkkoyhtiön hakemuksen perusteella jatkoaikaa toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseksi painavista syistä vuoteen 2032 ja erittäin painavista syistä vuoteen 2036 asti. Siirtymäsäännöstä koskien valmisteilla on lakimuutos, jonka mukaan edellä mainitusta poikkeuslupamenettelystä luovuttaisiin ja merkittävää ennenaikaista uusimista vaativan sähköverkon haltijalle myönnettäisiin siirtymäaikaa vuoteen 2036 asti.

Diplomityön tarkoituksena on tutkia uudistetun sähkömarkkinalain mukaisten toimitusvarmuusvaatimusten aiheuttamia haasteita tarkasteltavassa haja-asutusalueen sähköjakeluverkossa. Työn keskeisimpänä tutkimuskohteena on uuden kevytsähköaseman vaikutusten tarkastelu toimitusvarmuuteen sekä normaaleissa että poikkeuksellisissa käyttöolosuhteissa keskeytyksestä aiheutuvan haitan avulla. Vaikutusten tarkastelu normaaleissa käyttöolosuhteissa toteutetaan aikavälin 29.4.2019–20.3.2020 tilastotietoihin perustuen. Vastaavasti suurhäiriötarkastelu toteutetaan vuoden 2016 Rauli sekä 2019 Aapeli-myrskyn tilastotietoihin perustuen. Tämän lisäksi tarkastellaan verkon eri saneerausmenetelmien elinkaarikustannuksia vähäisellä kulutuksella olevalla esimerkkitapauksen johto-osuudella sekä arvioidaan eri muutostekijöiden vaikutusta tarkasteltavien verkkoratkaisuiden kannattavuuteen.

Sähköaseman tarkastelussa saatujen tulosten perusteella havaitaan, että kun pitkät ja vaikeat syöttöalueet jaetaan pienempiin ja helpommin hallittavissa oleviin osiin, keskeytyksestä aiheutuvan haitan kokonaisvaikutus tarkasteltavassa verkossa olisi noin kolmanneksen alhaisempi kuin normaaleissa kuin poikkeuksellisissakin käyttöolosuhteissa, mikäli sähköasema olisi ollut tarkastelujaksolla käytössä. Molemmista tilanteista suurimpana tekijänä ovat verkossa esiintyvät laajat vikakeskeytykset. Vaikutusten havaitaan vaihtelevan hieman lähdistä riippuen, sillä kahdella tarkasteltavalla lähdistä keskeytyksestä aiheutuva haitta alenee jopa 40 %, kun taas kolmannella lähdistä vaikutukset jäävät 20 % tuntumaan.

Saneerausmenetelmien vertailun tuloksena havaitaan, että saneerattavan kohteen ja käytetyn verkkoratkaisun yhteensovittamisella on merkittävä vaikutus investoinnin kannattavuuteen. Ylileveällä johtokadulla havaitaan olevan elinkaarikustannuksia alentava vaikutus, mikäli kohde ja ajankohta on valittu oikein. Esimerkkitapauksessa tarkastelujakson lopulla käyttöä jatkamisen seurauksena elinkaarikustannusten havaittiin valitun saneerausmenetelmän mukaan olevan 4,3–17,6 % vastaavia vertailutasoja alhaisemmat. Tulosten mukaan ilman ylileveää johtokadua toteutetuissa verkkoratkaisuisissa maakaapelointi vaikuttaa edullisimmalta ja luotettavimmalta vaihtoehdolta, mikäli olosuhteet maakaapeloinnille ovat suotuisat. Ylileveän johtokadun vaikutuksesta elinkaarikustannukset tasoittuvat ja selkeää edullisinta vaihtoehtoa ei ole havaittavissa.

Avainsanat: toimitusvarmuus, sähkömarkkinalaki, jakeluverkko

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck –ohjelmalla.

ABSTRACT

Antti Tšili: Security of supply requirements and regional development program in the electricity distribution network of an area of dispersed settlement
Master of Science thesis
Tampere University
Master's Degree Programme in Electrical Engineering
December 2020

The modern society's ever-increasing dependency on high-quality and uninterrupted electricity distribution has become even more pronounced due to pervasive outages caused by exceptional circumstances of recent years. In order to improve the security of electricity distribution, the new Electricity Market act 588/2013 came into effect on 9th August 2013. According to the Electricity Market Act, grid companies are required to develop their distribution networks so that a single interruption may not last longer than 6 hours in areas covered by local detailed plans and 36 hours in other areas.

The requirements set by the Electricity Market act must be met within the transition time, so that all customers are covered by the requirements by the end of 2028. Following the amendment to the Electricity Market Act that came into effect in 2017, the Energy Authority has been able to grant an extension for meeting the security of supply requirements until 2032 for serious reasons and until 2036 for very serious reasons. With regard to the timetable set in the Electricity Market Act, an amendment to the law is being prepared to abandon the above-mentioned exemption procedure and to grant an extension until 2036 to grid companies whose distribution network may require significant early renovation.

The purpose of this thesis is to study the challenges caused by the security of supply requirements of the revised Electricity Market Act in the electricity distribution network of an area of dispersed settlement. The main research topic of this thesis is to examine the effects of a new substation under normal and exceptional operating conditions using the outage costs in electrical distribution networks. The analysis of the effects under normal operating conditions is carried out during a timespan of almost one year between 29 April 2019 - 20 March 2020 and under exceptional circumstances during the storms Rauli and Aapeli in 2016 and 2019 using actual statistics. In addition, the life cycle costs of different network renovation methods and the effects of certain changing factors in a part of the network with low power consumption is assessed.

Based on the results of the substation review, it is found that by dividing the long and fault-prone feeders into smaller and more manageable sections, the overall impact of the outage costs in electrical distribution networks would be reduced by about one-third under both normal and exceptional operating conditions if the substations had been in use at the time. In both situations, the biggest factors are found to be the large-scale power outages. The effects are found to vary slightly depending on the feeder, with two feeders having their outage costs reduced by as much as 40 %, while the third feeder would have a 20 % reduction.

As a result of the comparison of the renovation methods, it is found that the coordination of the object to be renovated and the network solution used has a significant effect on the suitability of the investment. When this is done correctly the results show that the life cycle costs are reduced. At the end of the review period, as a result of the extension of the service life, the total costs are found to be 4,3 to 17,6 % lower than the corresponding reference levels. The results also show that underground cabling seems to be the cheapest and most reliable option for network solutions implemented without wide power line corridor if the conditions for underground cabling are favorable. As a result of the wide power line corridor, the life cycle costs are leveled out and no clear cheapest alternative can be detected.

Keywords: security of supply requirements, electricity market act, distribution network

The originality of this thesis has been checked using the Turnitin OriginalityCheck service.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty vuosina 2019–2020 Leppäkosken Sähkö Oy:n esittämästä aiheesta Tampereen yliopiston tukisäätiön järjestämällä rahoituksella. Työ tehtiin pääosin itsenäisesti, ja sen tarkoituksena oli tarkastella verkkoon suunniteltujen muutosten vaikutusta sähkönjakelun toimitusvarmuuteen ja sitä kautta verkossa esiintyvien jakelukeskeytysten aiheuttamiin kustannuksiin.

Työn tarkastajina toimivat Tampereen yliopiston Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunnan sähkötekniikan yksikön professorit Pertti Järventausta ja Pekka Verho. Leppäkosken Sähkö Oy:n puolelta diplomityön tarkastajana toimi suunnittelu- ja rakennuttamispäällikkö Mika Marttila. Kiitän lämpimästi erityisesti edellä mainittuja henkilöitä sekä kaikkia muita, joiden työpanos, tuki ja neuvot mahdollistivat diplomityön valmistumisen. Leppäkosken Sähkö Oy:tä sekä yrityksen edustajia haluan kiittää monipuolisesta ja mielenkiintoisesta diplomityön aiheesta sekä annetuista neuvoista ja antoisista keskusteluista.

Lopuksi haluan kiittää vielä kotiväkeäni sekä muita läheisiäni ja ystäviäni, jotka tukivat ja kannustivat minua sekä diplomityön että koko opiskelutaipaleeni aikana eteenpäin. Ilman heidän tukeaan monet ongelmat olisivat jääneet ratkaisematta sekä virstanpylväät saavuttamatta.

Tampereella, 16.12.2020

Antti Tšili

SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO	1
1.1 Diplomityön tavoitteet ja rakenne	2
1.2 Leppäkosken Sähkö Oy	3
2. SUOMEN SÄHKÖVERKKO	5
2.1 Sähkönsiirron perusteita	5
2.2 Fingrid Oyj	8
2.3 Kantaverkko	9
2.4 Suurjännitteiset jakeluverkot	10
2.5 Sähkön jakeluverkot	11
3. SÄHKÖNJAKELUN LIIKETOIMINTAYMPÄRISTÖ	12
3.1 Sähkömarkkinalaki	12
3.2 Sähköverkkoyhtiöiden toiminta	13
3.3 Sähköverkkoliiketoiminnan taloudellinen valvonta	14
3.4 Verkkoliiketoiminnan taloudelliset kannustimet	17
3.5 Sähköverkkojen kehittäminen	19
3.6 Sähkötoimituksen virhe ja korvaukset	21
3.6.1 Vakiokorvaus	21
3.6.2 Vahingonkorvaus ja hinnanalennus	23
4. SÄHKÖNJAKELUN TOIMITUSVARMUUS	24
4.1 Toimitusvarmuuden määrittely	24
4.2 Toimitusvarmuuden siirtymäsäännös	26
4.3 Toimitusvarmuusvaatimusten toimeenpanoajan jatkaminen	27
4.4 Toimitusvarmuuden parantaminen	30
4.5 Toimitusvarmuuden parantamisen taloudelliset seuraukset	31
4.6 Keskijänniteverkon jakelukeskeytykset	34
4.7 Suurhäiriöt	37
4.8 Keskeytyksestä aiheutuva haitta	38
4.8.1 Keskeytyksestä aiheutuvan haitan laatu	38
4.8.2 Keskeytyksestä aiheutuvan haitan arviointimenetelmät	39
4.8.3 Keskeytyksestä aiheutuvan haitan laskenta	40
5. TARKASTELTAVA SÄHKÖVERKKO	43
5.1 Tarkasteltavat johtolähdöt	44
5.2 Suunniteltu sähköasema ja muuttuneet kytkentäjärjestelyt	47
5.3 Verkon ikä	50
5.4 Sähkön kysynnän muutokset	51

5.5	Investoinnit ja toimitusvarmuusvaatimusten täyttäminen	55
6.	SÄHKÖASEMAN LIITTÄMISEN VAIKUTUKSET	59
6.1	Toimitusvarmuuden tarkastelun lähtökohdat	59
6.2	Sähköverkon nykytilan tarkastelu	60
6.3	Suurhäiriötarkastelu	64
6.4	Yhteenveto sähköaseman liittämisen vaikutuksista	66
7.	SANEERAUSMENETELMÄT PIENITEHOISELLA JOHTO-OSUUDELLA	68
7.1	Tarkasteltava kohde ja laskennan perustiedot.....	68
7.2	Johdon sijoittaminen metsään.....	71
7.3	Johdon sijoittaminen tien varteen.....	72
7.4	Maakaapelointi tien varteen	74
7.5	Ylileveä johtokatu verkon saneerauksessa.....	75
7.6	Elinkaarikustannusten vertailu.....	78
7.7	Muutostekijöiden vaikutukset elinkaarikustannuksiin	81
	7.7.1 Johto-osuuden saneerauksen lykkäyksen muutos	82
	7.7.2 Johto-osuuden tehon muutos.....	83
	7.7.3 Johto-osuuden pituuden muutos	84
8.	JOHTOPÄÄTÖKSET JA YHTEENVETO	85
	LÄHTEET	89
	LIITE A: SÄHKÖASEMAINVESTOINNIN VUODEN PITUIINEN TARKASTELU, ALKUARVOT	94
	LIITE B: SÄHKÖASEMAINVESTOINNIN VUODEN PITUIINEN TARKASTELU, MUUTTUNEET ARVOT	95
	LIITE C: SÄHKÖASEMAINVESTOINNIN SUURHÄIRIÖTARKASTELUN ALKUARVOT, RAULI-MYRSKY	96
	LIITE D: SÄHKÖASEMAINVESTOINNIN SUURHÄIRIÖTARKASTELUN MUUTTUNEET ARVOT, RAULI-MYRSKY	97
	LIITE E: SÄHKÖASEMAINVESTOINNIN SUURHÄIRIÖTARKASTELUN ALKUARVOT, AAPALI-MYRSKY	98
	LIITE F: SÄHKÖASEMAINVESTOINNIN SUURHÄIRIÖTARKASTELUN MUUTTUNEET ARVOT, AAPALI-MYRSKY	100
	LIITE G: ELINKAARIKUSTANNUKSET SANEERAUSAJANKOHDAN MUUTTUESSA.....	102
	LIITE G: ELINKAARIKUSTANNUKSET JOHTO-OSUUDEN TEHON MUUTTUESSA 103	
	LIITE G: ELINKAARIKUSTANNUSTEN ERO JOHTO-OSUUDEN PITUUDEN MUUTTUESSA.....	105

LYHENTEET JA MERKINNÄT

AJK	Aikajälleenkytkentä
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
CCA	Chromated copper arsenate
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
FLIR	Fault detection, Location, Isolation and supply Restoration
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
JHA	Jälleenhankinta-arvo
KAH	Keskeytyksestä aiheutuva haitta
kp	Käyttöpaikka
kph	Käyttöpaikkatunti
MAIFI	Momentary Average Interruption Frequency Index
NKA	Nykykäyttöarvo
PAS	Päällystetty avojohto
PJK	Pikajälleenkytkentä
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
WACC	Weighted Average Cost of Capital.

1. JOHDANTO

Modernissa yhteiskunnassa monet normaalit sekä kriittiset toiminnot ovat riippuvaisia riittävän hyvänlaatuisesta sähköstä ja keskeytyksettömästä sähkönjakelusta. Jakelukeskeytyksen tapahtuessa joko suunnitellun tai vikakeskeytyksen seurauksena lamaantuvat kyseiset toiminnot joko osittain tai kokonaan keskeytyksen ajaksi, ellei varasyöttöä ole käytettävissä. Tämän lisäksi tiettyjen toimintojen, kuten teollisuuden prosessien ylösajo keskeytyksen jälkeen voi kestää useita tunteja tai jopa päiviä. Näistä syistä sähköverkkojen toimitusvarmuutta sekä toimintaa sääntelevää lainsäädäntöä täytyy jatkuvasti kehittää vastaamaan nykypäivän haasteita. Kuluvan vuosituhannen voimakkaat myrskyt ja näiden aiheuttamat laajat sähkönjakelun keskeytykset ovat antaneet lisäpainetta lainsäädännön ja sähköverkkojen kehittämislle.

Sähkömarkkinalain uudistus (588/2013) toi mukanaan useita sähköverkkoyhtiötä koskevia säädöksiä, jotka ovat myös tärkeä osa tätä diplomityötä. Näistä oleellisimpana voidaan mainita säädös pisimmästä sallitusta yhtäjaksoisesta jakelukeskeytyksestä myrskyn tai lumikuorman seurauksena sekä toimitusvarmuusvaatimuksien täyttämiseksi määritellyt siirtymäsäännöksen aikarajat [1]. Tiukentuneet toimitusvarmuusvaatimukset ja näiden edellyttämät lisäinvestoinnit sekä muutokset sähköverkkotoiminnan valvontamalliin neljännellä ja viidennellä valvontajaksolla kuitenkin kasvattavat verkkoyhtiöille sallittua liikevaihtoa, mikä puolestaan sähkökäyttäjille näkyy siirtohintojen nousuna [2, s. 64]. Osa sähkön ja maakaasun jakeluyhtiöistä ilmoittikin jo vuonna 2016 poikkeuksellisen suurista jakeluhintojen korotuksista [3, s. 6].

Toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseksi suoritettavat toimenpiteet ovat verkonhaltijoiden itsensä päätettävissä. Taloudellisuus, lakien ja viranomaisvalvonnan ohjausvaikutukset, toiminnan tehokkuus, ympäristöystävällisyys ja hajautettu sähköntuotanto asettavat kuitenkin haasteita uudistustoiminnalle. Tehtävät toimenpiteet onkin suunniteltava tarkkaan, jotta kehitys on kestäväällä pohjalla.

Useimpien verkkoyhtiöiden kohdalla jakeluverkon maakaapelointiasteen nostaminen on osoittautunut toimivaksi menetelmäksi sähkönjakelun toimitusvarmuuden parantamiseksi. Laajamittainen maakaapelointi voi kuitenkin olla kallista. Lisäksi saneerausta vaativalla johto-osuudella kulutus saattaa olla vähäistä tai tulevaisuudessa jopa poistua

lähes kokonaan, jolloin kustannus käyttöpaikkaa kohden saattaa nousta huomattavan korkeaksi. Näissä tilanteissa vaihtoehtoisten ratkaisujen löytäminen toimitusvarmuuden parantamiseksi voi säästää aikaa ja kustannuksia.

Kiristyneet toimitusvarmuusvaatimukset voivat myös johtaa tilanteeseen, jossa verkon kuntoon ja toimitusvarmuusvaatimusten täytäntöönpanoon perustuvat saneeraustarpeet eivät kohtaa. Tällöin käyttöiältään ja kunnoltaan heikkojen verkonosien saneerausten lisäksi on ennenaikaisesti uudistettava myös hyväkuntoisia verkonosia. Verkon ennenaikaisen uusimistarpeen seurauksena aiemmin tehdyistä investoinneista ei saada täyttä hyötyä, mikä vaikuttaa suoraan liiketoiminnan kannattavuuteen. Tämä on kuitenkin sähköverkkoliiketoiminnan valvonnassa pyritty ottamaan huomioon erilaisin kannustinmenetelmin, joiden tarkoituksena on mahdollistaa lain vaatiman toimitusvarmuustason saavuttaminen mahdollisimman kustannustehokkaasti saavutettaviin hyötyihin suhteutettuna.

Sähkön siirtohintojen korotukset ja korkea investointitarve ovat usein olleet esillä niin mediassa, politiikassa kuin kuluttajienkin keskuudessa. Tämän vuoksi konkreettisia keinoja korotusten hillitsemiseksi etsitään jatkuvasti. Mahdollisia menetelmiä voisivat olla esimerkiksi sähkön siirtohintojen alituottojen tasausjakson pidentäminen, siirtohintojen vuosikorotusten maksimimäärään uudelleentarkastelu, toimitusvarmuudesta poikkeamisen paikallinen sopiminen sekä toimitusvarmuusvaatimusten määräajan jatkaminen [3]. Kaikki ehdotetut menetelmät, kuten toimitusvarmuudesta poikkeaminen eivät kuitenkaan nykyainsäädännön puitteissa ole mahdollisia toteuttaa, joten toimivimman menetelmän löytäminen vaatii vielä lainsäädännöllistä ja sopimuksellista tarkastelua sekä aikaa.

1.1 Diplomityön tavoitteet ja rakenne

Diplomityön pääasiallisena tavoitteena on tarkastella uudistetun sähkömarkkinalain mukaisten kiristyneiden toimitusvarmuusvaatimusten täytäntöönpanon vaikutuksia Leppäkosken Sähkö Oy:n hallinnoimassa Kihniön kunnan sekä Parkanon pohjoisosien sähköjakeluverkossa. Toimitusvarmuuden parantamiseksi tehtävien toimenpiteiden arvioinnissa keskeisessä roolissa on verkkoon liitettävä uusi kevytsähköasema, jonka vaikutuksia tarkastellaan keskeytyksestä aiheutuvan haitan (KAH) kautta. Tämän lisäksi pohditaan muita tarvittavia toimenpiteitä toimitusvarmuuden parantamiseksi ottaen huomioon verkon kuntoon ja sähköjakelun kriittisyyteen perustuvat verkon kehittämissuunnitelmat sekä vertaillaan sähköverkon eri saneerausmenetelmien toimivuutta ja taloudellisuutta vähäisellä kuormituksella olevalla johto-osuudella. Tarkastelun helpottamiseksi

diplomityössä tehtävä laskenta sekä analyysit on rajattu koskemaan keskijänniteverkkoa.

Diplomityö koostuu teoreettisesta osuudesta, teoriaosuuteen pohjautuvasta tarkasteltavan keskijännitteisen jakeluverkon laskennallisesta tarkastelusta sekä saatujen tulosten analysoinnista. Luvuissa 2–4 käydään läpi laskennan ja tarkemman analyttisen tarkastelun suorittamiseksi vaadittavat teoreettiset taustatiedot. Tarkasteltavia asioita ovat mm. Suomen sähkönjakelujärjestelmän ja sähkönjakelun perusteet, alaa koskeva lainsäädäntö, sähkön toimitusvarmuus ja työssä käytettävät laskennalliset sekä analyttiset menetelmät. Luvussa 5 käydään läpi tarkasteltavan verkon yleispiirteet, nykytila sekä pohditaan alueen sähkönkulutuksen kehitystä lähitulevaisuudessa. Luvuissa 6 ja 7 käydään läpi työssä tehdyt laskelmat sekä analyysit ja luvussa 8 tehdään saatujen tulosten perusteella johtopäätökset sekä yhteenveto diplomityössä käsitellyistä asioista.

1.2 Leppäkosken Sähkö Oy

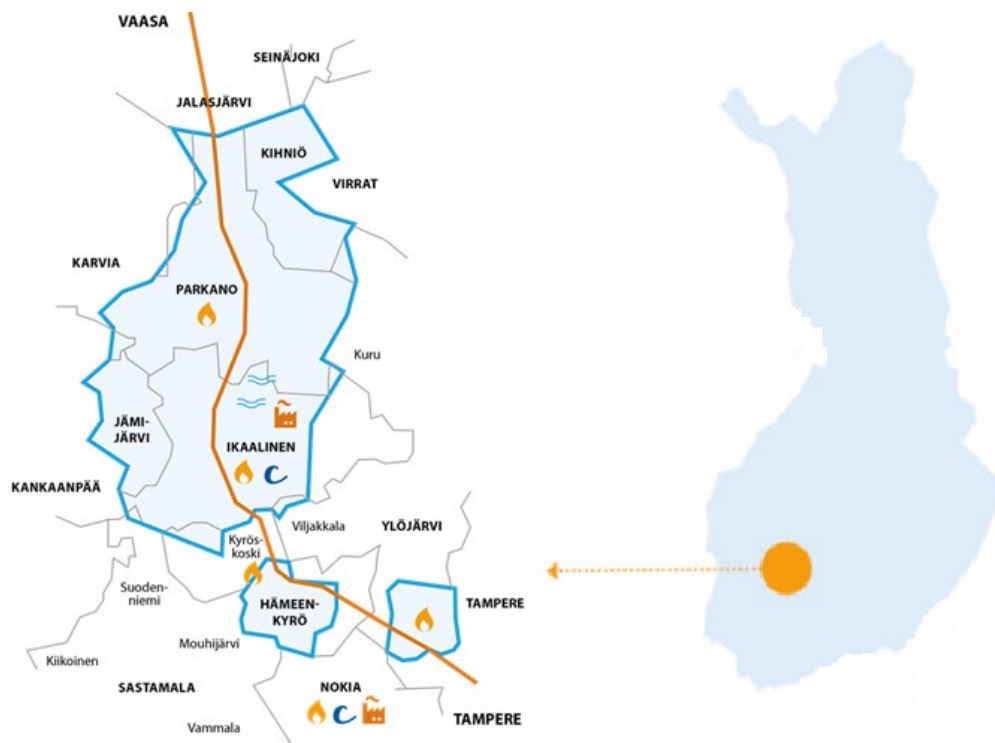
Leppäkosken Sähkö Oy on osa vuonna 1919 perustettua Leppäkoski Group konsernia. Konsernin pääkonttori sijaitsee Ikaalisissa ja sen muodostavat emoyhtiö Leppäkoski Group Oy sekä sen sataprosenttisesti omistamat tytäryhtiöt. Konserniin kuuluvia tytäryhtiöitä ovat sähkön siirrosta vastaava Leppäkosken Sähkö Oy, sähkön myynnistä ja markkinoinnista vastaava Leppäkosken Energia Oy, kaukolämpö- ja maakaasutoiminnasta vastaava Leppäkosken Lämpö Oy sekä pääomasijoitusyhtiö Grid.vc Oy [4, s. 10]. Vuonna 2019 koko konsernin liikevaihto oli 49,7 M €, liikevoitto 2,6 M € ja tilikauden tulos 2,0 M € [4, s. 6].

Leppäkosken Sähkö Oy toimii jakeluverkonhaltijana Ikaalisissa, Jämijärvellä, Kihniössä, Parkanossa, Hämeenkyrössä ja Ylöjärvellä [4, s. 21]. Yhtiön liiketoimintaan kuuluvat sähkön siirron- ja liittymäpalveluiden lisäksi sähköverkon rakentaminen ja ylläpito sekä sähköenergian mittaus. Jakelualueen sähkönsiirron asiakkaista lukumäärällisesti suurin osa (86,6 %) on kotitalouksia [4, s. 21]. Muita merkittäviä asiakasryhmiä ovat maatalous (4,7 %), palvelu (4,5 %), julkinen sektori (2,5 %) sekä jalostus (1,8 %) [4, s. 21]. Sähkön käyttö asiakasryhmittäin jakautuu näistä luvuista hieman poikkeavasti, sillä kaikesta siirretystä sähköstä kotitaloudet kuluttavat 50,9 %, palvelu 17,0 %, jalostus 14,1 %, julkinen sektori 9,4 % ja maatalous 8,5 % [4, s. 21]. Taulukkoon 1 on kerätty Leppäkosken Sähkö Oy:n jakeluverkon avainlukuja vuodelta 2019.

Taulukko 1. Leppäkosken Sähkö Oy:n verkon avainluvut 2019 [4, s. 21]

Avainluku	Arvo
Asiakkaita	29 965 kpl
Sähkön siirto	387 GWh
Sähköasemia	9 kpl
Jakelumuuntamoita	1490 kpl
20 kV siirtojohtoja	1 515 km
Maakaapeleina	334 km (22 %)
0,4 kV siirtojohtoja	2 766 km
Maakaapeleina	1272 km (46 %)
Yhdistetty kaapelointiaste	37,50 %

Taulukossa esitetyt avainluvut ovat maaseutuverkolle tyypillisiä, sillä johtopituus yksittäistä asiakasta kohden on varsin korkea. Vuoden 2019 loppuun mennessä verkon asiakkaista 50 % on saatu uudistetun sähkömarkkinalain määrittelemien sähkön toimitusvarmuusvaatimusten piiriin, mikä vastaa siirtymäsäännöksessä annettua tavoiteaikaa [5]. Lopulliseen lain määrittelemään tavoitteeseen pääsemiseksi sähköverkkoon tullaan investoimaan vuosien 2012–2028 välisenä aikana noin 100 miljoonaa euroa [5]. Kyseisellä investointiohjelmalla on tarkoitus mm. nostaa keskijänniteverkon maakaapelointiaste yli 40 prosenttiin ja pienjänniteverkon yli 60 prosenttiin vuoteen 2028 mennessä sekä tehdä jakeluverkon korvausinvestointeja vuosittain reilulla kolmella miljoonalla eurolla [6]. Leppäkosken Sähkö Oy:n sähkönjakelualue on esitetty kuvassa 1.



Kuva 1. Leppäkosken Sähkö Oy:n sähkönjakelualue [4, s. 36]

2. SUOMEN SÄHKÖVERKKO

Sähköverkon tärkeimpinä tehtävinä on liittää yhteen sähkön kuluttajat ja tuottajat teknisesti ja taloudellisesti järkevällä tavalla, mahdollistaa sähkön tuotanto taloudellisesti kannattavissa paikoissa sekä siirtää tuotettu sähköenergia kuluttajille edullisesti ja luotettavasti. Sähköverkko ei saa toimia pullonkaulana sähköjärjestelmässä. Tällöin se on periaatteessa rakennettava niin siirtokykiseksi, että tuotettu sähköenergia saadaan poikkeuksetta siirrettyä käyttökohteisiin. Suomessa tämä tavoite useimmiten toteutuu vahvan siirtoverkon ansiosta, minkä takia Suomi esiintyykin Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla yhtenäisenä hinta-alueena [7, s. 23]. Tästä poiketen esimerkiksi Ruotsissa on neljä ja Norjassa viisi eri hinta-aluetta siirtokapasiteetin rajallisuuden takia [7, s. 23]. Siirtokapasiteetin vajeesta esiintyy myös Pohjoismaiden välillä, minkä takia vuonna 2017 sähkön hinta oli sama kaikissa Pohjoismaissa vain 11 % käyttötunneista [7, s. 23].

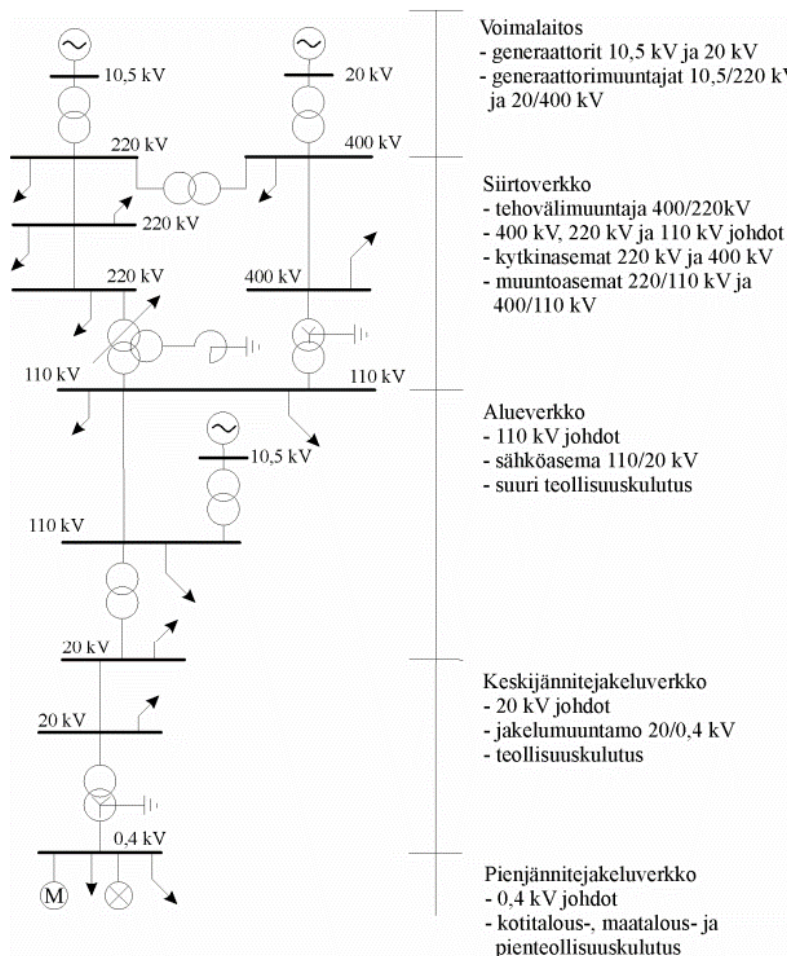
2.1 Sähkönsiirron perusteita

Suomen sähköjärjestelmä koostuu voimalaitoksista, kantaverkosta, suurjännitteisistä jakeluverkoista, jakeluverkoista sekä sähköä kuluttavista laitteista. Tavalliset kotitaloudet sekä muut pienet kuormat liittyvät jakeluverkkoon, kun taas suuremmat kuormat kuten teollisuuslaitokset voivat liittyä suurjännitteiseen jakeluverkkoon tai suoraan kantaverkkoon [8].

Kuluttajien käyttämä sähköenergia on perinteisesti tuotettu suurilla keskitetyillä tuotantolaitoksilla, mutta nouseva sähkön loppuhinta, tietoisuus ilmastonmuutoksesta ja teknologian kehittyminen lisäävät kuluttajien kiinnostusta toimia myös sähkön tuottajina, mikä puolestaan kasvattaa hajautetun tuotannon määrää. Eri puolille verkkoa sijoittuvat uusiutuvaan energiaan pohjautuvat sähköntuotantolaitokset voivat vähentää haitallisia kasvihuonepäästöjä ja pienentää kuluttajien sähkölaskun loppusummaa, mutta samalla ne muokkaavat merkittävästi sähköverkon rakennetta ja luovat haasteita perinteisen sähköverkon suojaukselle ja toiminnalle.

Suuremmilla voimalaitoksilla tuotettu sähköenergia siirretään aluksi kantaverkkoon, jonka jännite Suomessa on 110, 220 tai 400 kV. Mitä suurempaa jännitettä siirrossa käytetään, sitä pienempi on virta ja siten myös tarvittava johtimen poikkipinta-ala sekä johdolla syntyvät pätötehohäviöt. Taloudellinen sähkönsiirto vaatii siis korkeita jännitetasoja, mutta siirron taloudellisuuden optimoimiseksi käytettävät jännitteet on tarkoituksenmukaista porrastaa siirrettävän tehon mukaan. Kantaverkosta siirrytään sähköasemien

kautta keskijännitteiseen jakeluverkkoon, jossa jännite on yleisimmin 20 kV ja tästä edelleen jakelumuuntamoissa jännite muunnetaan 400 V jaettavaksi pienjänniteverkoissa koteihin. Suomen sähköverkon periaatteellinen rakennekuva on esitetty kuvassa 2.



Kuva 2. Suomen sähköverkon periaatteellinen rakennekuva [9, s. 55]

Sähköverkko voidaan rakenteen perusteella määritellä joko avoimeksi eli säteittäisverkoksi tai suljetuksi eli rengas- tai silmukkaverkoksi [10, s. 25]. Jokaisella verkkotyypillä on etunsa ja haittansa, joten verkkoa suunniteltaessa on otettava huomioon verkon käyttöön liittyvät teknistaloudelliset näkökohdat. Harkittavia asioita ovat mm. varasyöttöjen mahdollisuus, käytön taloudellisuus ja luotettavuus sekä verkon suojaukseen liittyvät näkökohdat.

Säteittäisessä verkossa tiettyyn pisteeseen on vain yksi johtoreitti. Tämän tyyppisen verkon etuna on selkeä yleisrakenne, käytön yksinkertaisuus, pienemmät investointikustannukset sekä suojauksen helppous [11, s. 1]. Yksinkertaisemman rakenteen vuoksi käytövarmuus on kuitenkin heikompi, kun verkosta puuttuvat varmistusmahdollisuudet ja

korjausta vaativat sähköjakelun keskeytykset saattavat katkaista asiakkailta sähköt pitkiksi ajoiksi [11, s. 1]. Säteiläisen verkon toimitusvarmuutta on mahdollista parantaa esimerkiksi rakentamalla varasyöttöyhteyksiä asiakkaiden sähkönsyötön turvaamiseksi.

Rengas- ja silmukoidussa verkossa siirrettävällä sähköenergialla on useampi johtoreitti haluttuun kohteeseen, ja tuotantoa on jakautunut eri puolille verkkoa. Molempien verkotyypin rakenteet muistuttavat toisiaan, mutta silmukkaverkko sisältää myös sisäisiä väliyhteyksiä [11, s. 1]. Yksittäisen johdon vikaantuminen tai tuotantoyksikön irtoaminen verkosta ei suljetussa rakenteessa automaattisesti aiheuta keskeytystä sähköjakeluun. Korkeamman käyttövarmuuden lisäksi jännitteenalenema ja tehohäviöt ovat säteiläistä verkkoa pienemmät [10, s. 26]. Haittapuolena kuitenkin ovat mm. suuremmat oikosulkuvirrat ja suojauksen monimutkaisuus. Suljettua verkkorakennetta hyödynnetään etenkin 400 kV:n ja 220 kV:n verkoissa, jolloin on mahdollista minimoida verkossa tapahtuvat siirtohäviöt ja saavuttaa riittävä jännitestabiilisuus [11, s. 1].

Sähkön siirto on perinteisesti toteutettu harvaan asutuilla alueilla ilmajohtoilla ja kaupunkialueilla maakaapeleilla. Yhteiskunnan kasvava riippuvuus keskeytyksettömästä sähköjakelusta on kuitenkin johtanut maakaapeloinnin laajempaan hyödyntämiseen, jolloin uusien vika-alttiiden ilmajohtojen rakentaminen on vähentynyt. Ilmajohtojen etuina ovat pienemmät rakentamiskustannukset, helpompi kunnontarkkailu ja nopeampi viankorjaus [10, s. 29]. Haittana ilmajohtoilla ovat ilmastolliset riskitekijät kuten myrskyt, maisemallinen haitta sekä vaara johtokadun alittaville korkeille laitteille, kuten työkoneille. Maakaapeleilla on pienempi tilantarve, parempi suoja ympäristöltä sekä laajempi hyväksyntä paikalliselta väestöltä etenkin esteettisistä syistä johtuen [10, s. 33]. Maakaapeleille on kuitenkin luonteenomaista korkeammat perustamiskustannukset ilmajohtoihin verrattuna sekä vikojen vaikeutunut paikallistaminen, ja sitä myötä myös kasvaneet korjauskustannukset ja pitkittyneet keskeytysajat [12, s. 24].

Energiatuotannon järjestelmä on maailmanlaajuisellakin tasolla suuressa murroksessa, kun vähenevistä fossiilisista polttoaineista pyritään siirtymään ympäristöystävällisempien uusiutuvan energialähteiden järjestelmällisempään hyödyntämiseen. Tästä syystä perinteisten sähköverkkojen rinnalle on noussut käsite älykkäistä sähköverkoista. Tällä tarkoitetaan sähkönsiirrossa hyödynnettävää järjestelmää, jossa olemassa olevaan perinteiseen sähkönsiirtotekniikkaan yhdistetään automaatio-, tieto- ja viestintäteknologian ratkaisuja [13, s. 8]. Verkkoon lisätyn automaation ja viestintäteknologian avulla on mahdollista saada ajantasaisempaa ja tarkempaa tietoa sähköverkon toiminnasta ja näin pyrkiä verkon toiminnan optimointiin.

Perinteisen sähköverkon ja älykkään sähköverkon suurin ero on siinä, että älykkäässä järjestelmässä sekä virta että tieto kulkevat molempiin suuntiin asiakkaan ja verkkoyhtiön välillä [13, s. 10]. Kaksisuuntaisuus tuo mukanaan uusia mahdollisuuksia, joita voidaan hyödyntää sähköenergian siirtämisessä, kulutuksessa, tuotannossa ja varastoinnissa. Tulevaisuuden älykkään sähköverkon visiossa jakeluverkoilla on nykyistä aktiivisempi rooli, kun sähkön tuotantoon osallistuvat perinteisten voimalaitosten lisäksi pienkuluttajat, liike-elämä ja teollisuus [13, s. 10]. Suurin osa vaadittavista komponenteista sekä muusta teknologiasta on jo olemassa ja valmiina hyödynnettäväksi, mutta ongelmana toteutuksessa ovat puutteet hallintajärjestelmissä sekä korkeat investointikustannukset [13, s. 10].

2.2 Fingrid Oyj

Suomen valtio, Imatran Voima Oy ja Pohjolan Voima Oy sopivat voimansiirtoverkkojen ja kantaverkkoliiketoiminnan keskittämisestä yhteen yhtiöön vuonna 1996 [14]. Yhtiön nimeksi tuli Suomen Kantaverkko Oy (Fingrid Oyj vuodesta 1999) ja yhtiö asetettiin verkkoluvassa määriteltyyn ja lain määräämään järjestelmävastuuseen Suomen koko sähköjärjestelmästä [14, 15, s. 8]. Järjestelmävastaavan tehtävänä on huolehtia Suomen sähköjärjestelmän käyttövarmuudesta ja teknisestä toimivuudesta sekä vastata valtakunnallisesta taseselvityksestä ja tasevastuuseen kuuluvista tehtävistä sähkömarkkinoiden osapuolten kannalta syrjimättömällä ja tasapuolisella tavalla [8]. Yhtiön on hoidettava sille annetut tehtävät niin, että kantaverkko on kaupalliselta siirtokyvyltään riittävä ja teknisesti käyttövarma.

Merkittävänä tekijänä kantaverkkoyhtiön syntymiselle olivat pitkään jatkuneet kiistat päävoimansiirtolinjojen rakentamisesta ja siirtokorvauksista sekä Euroopan unionin direktiivi sähkömarkkinoiden avaamisesta [14]. Osakkeenomistus ryhmittäin jakautuu siten, että kantaverkkoyhtiöstä rahoitus- ja vakuutuslaitokset omistavat 46,9 % ja Suomen valtio 53,1 % [15, s. 8]. Tällä järjestelyllä varmistetaan, että valtiolla on enemmistöomistus.

Suurimmat osakkeenomistajat ovat [16]:

- Suomen valtio (28,24 %)
- Aino Holding Ky (26,41 %)
- Huoltovarmuuskeskus (24,90 %)
- Keskinäinen Eläkevakuutus Ilmarinen (19,88 %)

Suomen sähköjärjestelmä on osa yhteispohjoismaista synkroniverkkoa, johon Suomen lisäksi kuuluvat Ruotsin, Norjan sekä Itä-Tanskan sähkönsiirtoverkot [17]. Järjestelmä on myös liitetty useiden tasasähköyhteyksien kautta muualle Eurooppaan, kuten Saksaan, Puolaan ja Liettuaan [17]. Pohjoismaista järjestelmää kutsuttiin aiemmin Nordel-verkoksi, mutta tämän lakkauttamisen jälkeen Pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt ovat liittyneet Euroopan unionin tasolla toimivaan European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) -organisaatioon [15, s. 5]. Organisaatio jakautuu viiteen alueelliseen ryhmään, joista Fingrid sijoittuu pohjoiseen ryhmään Ruotsin, Norjan, Tanskan ja Islannin kanssa [8]. Eurooppalaisten kantaverkkoyhtiöiden tehtävänä on edistää sähkömarkkinoiden toimintaa ja sähkön rajakauppaa EU:ssa, taata siirtoverkon koordinoitu käyttö ja optimaalinen hallinta sekä kehittää siirtoverkkoa [15, s.5].

2.3 Kantaverkko

Sähkömarkkinalain määritelmän mukaan kantaverkkoon kuuluu *”nimellisjännitteeltään vähintään 110 kilovoltin sähköjohdoista, sähköasemista ja muista laitteistoista koostuva valtakunnallinen yhtenäinen sähkön siirtoverkko”* sekä *”kantaverkonhaltijan hallinnassa oleva, nimellisjännitteeltään vähintään 110 kilovoltin rajayhdysjohto”* [1]. Kantaverkkoa hyödynnetään suurten tehojen siirrossa valtakunnan sisäisessä verkossa sekä ulkomaille menevän ja sieltä tuodun sähkön siirrossa. Kantaverkkoon on liitettynä kaikki Suomen merkittävimmät sähköntuotantolaitokset. Suurin osa Suomessa tuotetusta ja kulutetusta energiasta kulkeekin kantaverkon kautta [18, s. 14].

Kantaverkon luotettavuus on erittäin tärkeää, sillä häiriö- ja vikatilanteet vaikuttavat yhtäaikaaisesti laajalla alueella suureen määrään erilaisia toimijoita, kuten teollisuutta, palvelusektoria, terveydenhuoltoa ja yksittäisiä kuluttajia. Kantaverkon suurhäiriöiden yhteiskunnalliset vaikutukset voivat pahimmillaan olla taloudellisesti erittäin merkittäviä. Tämän lisäksi on otettava huomioon koko maata koskevat huoltovarmuuteen liittyvät seikat [15, s.1]. Häiriöiden vaikutusten minimoimiseksi kantaverkon suunnittelussa ja mitoituksessa noudatetaan niin kutsuttua $n - 1$ -kriteeriä [15, s.7]. Kriteerin mukaan verkko on rakennettava niin, että sähköjärjestelmä kestää kullakin ajanhetkellä yksittäisen komponentin vikaantumisen.

Fingridin hallinnoimaan kantaverkkoon kuuluu noin 4600 km 400 kV voimajohtoja, 2200 km 220 kV voimajohtoja, 7600 km 110 kV voimajohtoja sekä 116 sähköasemaa [8]. Yhteispituus on siis noin 14 400 km. Tämän lisäksi paikalliset sähköyhtiöt omistavat 110 kV johtoja noin 7900 km [15, s. 8]. Suomen kantaverkko on rakennettu pääosin ilmaeristeenä eli siirrossa käytetyt voimajohdot ovat avojohtoja ja sähköasemat ulosasetettuja

[8]. Kaapeleiden käyttö pitkillä siirtoetäisyyksillä on Suomessa harvinaista, sillä ne ovat huomattavan kalliita ja rajoittavat maankäyttöä alueella, johon kaapeli on laskettu [8].

Kantaverkkoon investoidaan vuosien 2015–2025 välisenä aikana yhteensä noin 1,2 miljardia euroa, joka vastaa noin 110 miljoonan euron vuosittaisia investointeja [8]. Investointien tavoitteena on rakentaa 30 uutta sähköasemaa ja 3000 kilometriä voimajohtoja [8]. Koko kantaverkkoa koskevan investointisuunnitelman taustalla on Suomen pitkän aikavälin energia- ja ilmastostrategia, jonka mukaan Suomi pyrkii vähentämään riippuvuutta tuontienergiasta sekä vähentämään kasvihuonepäästöjä korvaamalla fossiilisiin polttoaineisiin perustuvaa tuotantoa uusiutuvalla energialla sekä ydinvoimalla [8]. Investoinnit ovat välttämättömiä, jotta kantaverkko kestäisi uuden tuotannon liittämisen, mutta kehittämistarpeeseen vaikuttavat muutkin tekijät kuten poistuva tuotanto, vanhan verkon vaatimat peruskorjaukset ja kulutuksen muutokset [8].

2.4 Suurjännitteiset jakeluverkot

Fingridin hallinnoiman kantaverkon sekä keski- ja pienjännitteisen jakeluverkon välissä on usein suurjännitteinen jakeluverkko, joka on jakeluverkkoyhtiön tai erityisen alueverkkoyhtiön hallinnassa [15, s. 10]. Suurjännitteisillä jakeluverkoilla, joita on kutsuttu myös alueverkoiksi, tarkoitetaan *”nimellisjännitteeltään 110 kilovoltin paikallista tai alueellista sähköverkkoa tai -johtoa, joka ei ole liittymisjohto ja joka ei ylitä valtakunnan rajaa”* [1]. Suurjännitteiset jakeluverkot rakennetaan yleensä säteittäiseksi, mutta myös silmukoitu rakenne on mahdollinen. Suurin osa, eli noin 98 % on toteutettu avojohdoilla ja kaapeleita on hyödynnetty kaupunkien sisäisessä sähkönsiirrossa [15, s. 10].

Suurjännitteiset jakeluverkot useimmiten sijoittuvat maakunnallisiin keskuksiin ja teollisuuspaikkakuntiin [19, s. 5]. Toisinaan ne myös liittävät yhteen näiden välisiä alueita luomalla yhteyksiä suurempiin kuluttajiin ja voimalaitoksiin [19, s. 5]. Suurjännitteiset jakeluverkot siirtävät keski- ja pienjänniteverkkojen kulutukseen tarvittavan tehon kantaverkosta. Suurjännitteisiin jakeluverkkoihin saattaa myös olla liittyneenä erilaista tuotantokapasiteettia [19, s. 6]. Vuonna 2018 kaikesta Suomessa kulutetusta sähköstä 16,6 % (14,4 TWh) siirrettiin suoraan kulutukseen suurjännitteisten jakeluverkkojen välityksellä ja vastaavasti kaikesta samana vuonna tuotetusta sähköstä 31 % (20,8 TWh) vastaanotettiin suurjännitteisiin jakeluverkkoihin [19, s. 6]. Kun alempien jännitetasojen verkoille siirrettyä sähköä ei huomioida, lukujen perusteella voidaan alueverkkoihin liittyneiden asiakaskuntien päätellä painottuneen siirtomääriltään tuotantoasiakkaisiin.

2.5 Sähkön jakeluverkot

Jakeluverkoiksi luokitellaan voimassa olevan sähkömarkkinalain mukaan alle 110 kV sähköverkot [1]. Tästä poikkeuksena ovat yksittäisten asiakkaiden liittymisjohdot ja kiinteistöjen sisäiset sähköverkot, jotka voivat olla muun kuin jakeluverkkoyhtiön hallinnassa [1]. Jakeluverkot voidaan jakaa keski- ja pienjänniteverkkoihin, ja ne muodostavat sen osan sähköverkkoa, jonka kautta jakeluverkkoyhtiöt siirtävät omista hankintapisteistään sähköä kuluttajille [18]. Jakeluverkkojen yhteenlaskettu kokonaispituus on noin 25 kertaa suurempi kuin kantaverkon, josta keskijänniteverkon osuus on 135 000 km ja pienjänniteverkon 220 000 km [20].

Tiheään asutuilla alueilla, kuten kaupunkien ja taajamien keskustoissa, ympäristökäyttäjien sekä johtokatuongelmien vuoksi keskijänniteverkot on useimmiten toteutettu maakaapeleilla [18, s. 15]. Maakaapeleiden käyttö taajamissa kasvattaa verkon rakentamiskustannuksia, mutta kuormitustiheydet ovat kuitenkin usein niin suuria, että kokonaiskustannukset asiakasta kohden jäävät hyväksyttävälle tasolle [18, s. 15]. Harvaan asutuilla alueilla, kuten maaseudulla, keskijänniteverkot on perinteisesti rakennettu suurimaksi osaksi avojohtoina käyttäen teräsalumiinijohtimia ja puupylväitä, mutta uusien toimitusvarmuusvaatimusten myötä näiden alueiden maakaapelointi on yleistynyt huomattavasti [18, s. 15]. Maakaapeloinnin sijaan voidaan hyödyntää myös muovieristeellä päällystettyjä PAS- tai BLL-T-johtimia, joiden avulla vaihejohtimet on mahdollista sijoittaa lähemmäs toisiaan, jolloin johtokadun leveys jää pienemmäksi [18, s. 15]. Tämän lisäksi kyseisten ratkaisujen etuna esimerkiksi halvempaan avojohtoratkaisuun verrattuna on se, etteivät johtimien keskinäiset lyhytaikaiset kosketukset aiheuta johdinvaurioita ja siten keskeytyksiä.

Pienjänniteverkoissa käytetään yleisesti 400 V jännitettä, mutta tavallisille sähkökäyttäjille on tutumpaa puhua 230 V vaihejännitteestä. Suurimmalle osalle sähkökäyttäjistä pienjänniteliityntä on sähkölaitteiden käyttöjännitteen kannalta sopivin vaihtoehto. Pienjänniteverkoissa käytetään nollajohdinta vaihejohtimien lisäksi, jolloin yksivaiheiset kuormitukset, joita kodin sähkölaitteet yleensä ovat, voidaan kytkeä vaihe- ja nollajohtimen väliin. Tiheään asutuilla alueilla verkko on lähes poikkeuksetta rakennettu maakaapelina, sillä ilmajohdolle ei ole riittävästi tilaa tai niiden käyttöä on rajoitettu ulkonäöllisistä syistä [18, s. 15].

3. SÄHKÖNJAKELUN LIKETOIMINTAYMPÄRISTÖ

Suomessa toimii 77 jakeluverkkoyhtiötä, joiden kokonaisliikevaihto vuonna 2018 oli noin 2 mrd. €, sähköverkkoyhtiöiden jälleenhankinta-arvo (JHA) noin 20 mrd. € ja nykykäyttöarvo (NKA) noin 11 mrd. € [21, s. 2]. Lukuihin ei ole laskettu kuuluvaksi niitä verkkoyhtiöitä, joille kuuluu vain suurjännitteisten jakeluverkkoyhtiöiden hallintaa. 15 suurimmalle verkkoyhtiölle kuuluu yli 70 prosenttia jakeluverkoista sekä sähkön käyttäjistä ja yhtiöiden liikevaihdosta, kun taas pienimmät verkkoyhtiöt palvelevat joitakin tuhansia asiakkaita yhden kunnan alueella [22]. Jakeluverkkoyhtiöistä lukumäärällisesti suurin osa on jonkin kunnan tai kuntaenemmistöisen osakeyhtiön omistuksessa [22].

Rinnakkaisten sähköjakeluverkkoyhtiöiden rakentaminen ei ole kansantaloudellisesti kannattavaa, minkä seurauksena tietyllä maantieteellisellä alueella toimivalla verkkoyhtiöllä on luonnollinen monopoliasema. Luonteensa vuoksi sähköverkkotoiminnan harjoittamiseen vaaditaan Energiaviraston myöntämä sähköverkkolupa [23, s. 4]. Luvan myöntämisen lisäksi Energiaviraston vastuulla on sähköverkkoliiketoiminnan valvonta, jonka perusteet on kirjattu sähkömarkkinalakiin. Tehokkaan viranomaisvalvonnan avulla on mahdollista säädellä monopolitoimintaa siten, että investointi- ja kehittämistarpeet täyttyvät ja hinnoittelu pysyy maltillisena.

3.1 Sähkömarkkinalaki

Sähkömarkkinalaki (386/1995) astui voimaan vuonna 1995 [24]. Lain tarkoituksena on ”*varmistaa edellytykset tehokkaasti toimiville sähkömarkkinoille siten, että kohtuuhintaisen ja riittävän hyvänlaatuisten sähkön saanti voidaan turvata*” [24]. Lain voimaantulon jälkeen sitä on päivitetty useaan kertaan ajantasaisemmaksi esimerkiksi lisäämällä määritelmä sähköntoimituksen virheestä (466/1999) sekä vakiokorvausmenettely (444/2003).

Sähkömarkkinalain mukaan sähkön tuotanto ja sähkökauppa on eriytettävä sähköverkkoliiketoiminnasta, jolla tarkoitetaan erillisen tuloslaskelman ja taseen laatimista [23, s. 2]. Eriyttämisen lisäksi verkkoliiketoiminnan tulee olla päätöksenteoltaan, organisaatioltaan ja muodoltaan riippumaton sähkökaupasta, jotta verkkoliiketoiminnan tuotoilla ei ole mahdollista tukea kilpailun piiriin kuuluvan sähkökaupan toimintaa [23, s. 2].

Vuonna 2013 astui voimaan uusi sähkömarkkinalaki (588/2013), joka velvoittaa jakeluverkkoyhtiöt parantamaan sähkönjakelun toimitusvarmuutta siten, että pisin sallittu yhtäjaksoinen keskeytysaika myrskyn tai lumikuorman seurauksena on asemakaava-alueella 6 tuntia ja asemakaava-alueen ulkopuolella 36 tuntia [1]. Yhtenä merkittävänä muutoksen ajajana olivat vuosituhaten alun laajat myrskyvauriot, jotka katkoivat sähköt sadoilta tuhansilta suomalaisilta sähkönkäyttäjiltä pisimmillään jopa viikoiksi [2, s. 19]. Sähkömarkkinalain uudistamisen avulla pyritäänkin parantamaan Suomen jakeluverkkojen toimitusvarmuutta ja vähentämään asiakkaille sähkönjakelun keskeytyksistä aiheutuvaa haittaa sekä kuluja.

Siirtymäaikaa toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseksi on annettu vuoden 2028 loppuun asti, mutta vuonna 2017 lakiin tehdyn lisäyksen johdosta määräaikaan on ollut mahdollista hakea pidennystä enintään vuoteen 2036 asti [1]. Lisäaikaa vuoteen 2032 asti on myönnetty kahdelle ja vuoteen 2036 asti kahdeksalle jakeluverkonhaltijalle [25]. Siirtymäsäännökseen on myös valmisteilla lakimuutos, jonka mukaan pääasiassa haja-asutusalueella toimivien verkkoyhtiöiden, joiden on tehtävä mittavia verkostorakenteen muutoksia toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseksi, siirtymäsäännöksen aikaraja nousisi vuoteen 2036 [3, s. 1].

3.2 Sähköverkkoyhtiöiden toiminta

Sähköverkkoliiketoiminnasta jakeluverkoissa vastaavat sähköverkkoyhtiöt, joilla kullakin on Energiaviraston vahvistama jakelualue, sekä verkkoliiketoimintaan oikeuttava verkkolupa [23, s. 4]. Jakelualueellaan verkkoyhtiöllä on yksinoikeus sähköverkkojen rakentamiselle yksittäisten asiakkaiden liittymisjohtoja lukuun ottamatta, joiden rakentamisen on asiakas oikeutettu kilpailuttamaan [26, s. 35]. Tämän lisäksi yksittäisen sähköntuottajan liittymisjohdon saa rakentaa verkkoyhtiön toimirajan yli ja liittää toisen verkkoyhtiön verkkoon [26, s. 35]. Verkkoyhtiöt eroavat toisistaan ympäristöolosuhteiden, liiketoimintamallien, omistajuuden ja koon suhteen, mutta samat sähkömarkkinalaissa määritellyt velvollisuudet koskevat kaikkia.

Verkkoyhtiöiden perustehtävänä on sähkön toimitus asiakkaille, sekä markkinapaikan muodostaminen sähkömarkkinoille [23, s. 50]. Verkkoyhtiöiden on ylläpidettävä ja kehitettävä vastuualueellaan hallitsemaansa sähköverkkoa niin, että sähkön toimitukselle sähkömarkkinalaissa määritellyt ehdot täyttyvät. Verkkoyhtiöille annetuilla velvoitteilla pyritään varmistamaan riittävän luotettava ja hyvänlaatuisen sähkön toimitus sekä häiriötilanteiden ennakointi ja hallinta [1].

Jakeluverkonhaltijalla on sähkömarkkinalain mukaan liittämisen- ja siirtovelvollisuus [1]. Liittämisenvelvollisuus velvoittaa verkonhaltijan liittämään sähköverkkoonsa tekniset vaatimukset täyttävät sähkönkäyttöpaikat ja voimalaitokset toiminta-alueellaan kohtuullista korvausta vastaan [1]. Ehdot jakeluverkkoon liittymiselle tulee olla tasapuolisia ja syrjimättömiä, ja niissä on huomioitava sähköjärjestelmän tehokkuus ja toimintavarmuus [1]. Siirtovelvollisuus velvoittaa jakeluverkonhaltijan myymään sähkönsiirtopalveluja kohtuullista korvausta vastaan niin, että maantieteellinen sijainti ei saa vaikuttaa sähkönsiirron hintaan yhtenäisen jakeluverkon alueella [1]. Maantieteellisesti erillään toimivissa jakeluverkoissa sovelletaan kuitenkin omia jakeluhintoja.

Verkkoyhtiöiden toiminnot voidaan näkökulman mukaan ryhmitellä usealla eri tavalla. Yksi näistä on jako ydin- ja oheistoimintoihin [26, s. 37]. Ydintoiminnot ovat sähköverkkoyhtiöiden liiketoiminnassa olennaisinta aluetta, jotka pyritään toteuttamaan itse. Oheistoiminnot sen sijaan ovat se osa liiketoimintaa, jota lisääntyvissä määrin pyritään ulkoistamaan kilpailluilla markkinoilla toimiville yrityksille. Näiden yritysten palveluja, erikoisosaamista sekä kalustoa hyödyntämällä pyritään säästöihin ja toiminnan tehostamiseen [26, s. 37]. Palvelujen ulkoistaminen voi myös helpottaa liiketoiminnan valvontaa, kun osia monopolitoiminnan piirissä olevasta toiminnasta voidaan toteuttaa kilpailluilla markkinoilla [26, s. 37].

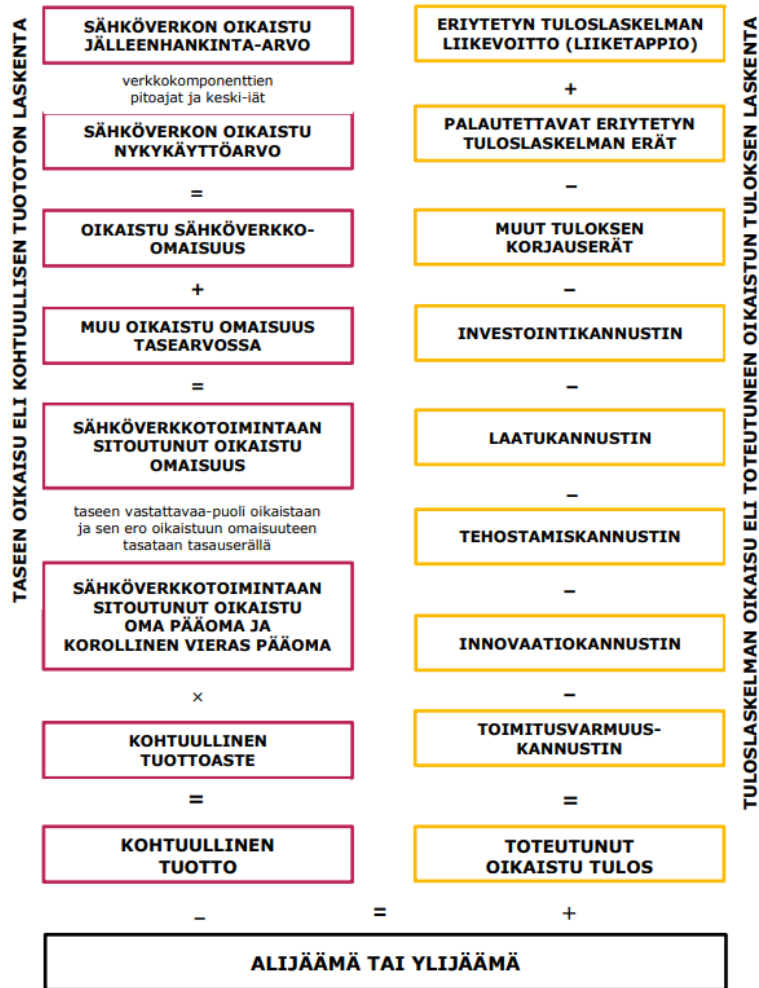
Verkkoliiketoiminnassa on verkkoyhtiöiden lisäksi mukana suuri joukko muita yrityksiä ja sidosryhmiä, joiden kautta toimintaan kohdistuu monenlaisia odotuksia. Asiakkaat odottavat korkeaa toimitusvarmuutta ja kohtuullisia hintoja, omistajat haluavat sijoituksilleen tuottoa ja yhteiskunta odottaa kestäviä ja ympäristöystävällisiä ratkaisuja [23, s. 50]. Lisäksi verkkoyhtiöllä itsellään on tavoitteena vakaa ja ennustettavissa oleva toimintaympäristö [23, s. 50]. Lyhyellä aikavälillä eri sidosryhmien keskeiset odotukset verkkoliiketoiminnalle saattavat kuulostaa ristiriitaisilta, mutta pitkällä aikavälillä on kaikkien edun mukaista kehittää ja ylläpitää toimivaa jakeluverkkoinfrastruktuuria [23, s. 50].

3.3 Sähköverkkoliiketoiminnan taloudellinen valvonta

Sähkömarkkinalaki sekä laki sähkö- ja kaasumarkkinoiden valvonnasta määrittävät periaatteet Energiaviraston toteuttamalle sähköverkkoliiketoiminnan taloudelliselle valvonnalle, jonka päätavoitteita ovat verkkopalvelun korkea laatu ja hinnoittelun kohtuullisuus [27, s. 9]. Vuoden 2004 loppuun asti valvonta oli luonteeltaan jälkikäteistä tapauskohtaista valvontaa. Tutkinta käynnistyi useimmiten vasta tutkintapyynnöstä, joten moneen verkkoyhtiöön kohdistui ainoastaan valvonnan uhka [23, s. 53]. Sääntelyä uudistettiin

vuoden 2005 alussa, jotta se täyttäisi Euroopan parlamentin vaatimukset. Tässä yhteydessä valvonta muutettiin osittain etukäteen tapahtuvaksi ja valvontajakson pituutta pidennettiin aiemmasta yhdestä vuodesta neljään vuoteen [23, s. 53–54]. Varsinaiset valvontapäätökset tapahtuvat kuitenkin jälkikäteen, jolloin Energiavirastolla on käytettävissä verkkoyhtiöiden tilinpäätökset, erilaiset verkkoyhtiöiltä kerättävät yhtiökohtaiset tunnusluvut sekä muut dokumentit tarkasteltavan valvontajakson ajalta [23, s. 3]. Tällä hetkellä on menossa viides valvontajakso (2020–2023).

Kuvassa 3 on havainnollistettu neljännen ja viidennen valvontajakson verkkoliiketoiminnasta saatavan ali- tai ylijäämän laskentaa, jolla valvotaan verkkoyhtiöiden tulosta ja sähkön hinnoittelun kohtuullisuutta. Jäämän laskenta koostuu kuvan oikeassa reunassa esitetyn tuloslaskelman oikaistun tuloksen eli toteutuneen oikaistun tuloksen sekä kuvan vasemmassa reunassa esitetyn taseen oikaistun tuloksen erotuksesta. Kun oikaistu tulos on kohtuullista tuottoa pienempi, syntyy alijäämää. Kun oikaistu tulos taas on kohtuullista tuottoa suurempi, syntyy ylijäämää. Vuoden aikana tapahtuva kohtuullisen tuoton yli-/alijäämä voidaan tasata meneillään olevan valvontajakson aikana ja valvontajakson kohtuullisen tuoton yli-/alijäämä seuraavan valvontajakson aikana [23, s. 55]. Mikäli ylijäämää valvontajaksolla on yli 5 %, on tästä maksettava korkoa [27, s. 20]. Ylijäämää ei saa myöskään muodostua kahtena peräkkäisenä valvontajaksena [28, s. 32].



Kuva 3. Neljännen ja viidennen valvontajakson valvontamenetelmät [27, s. 6]

Energiavirasto määrittää jokaiselle valvontajaksolle valvontamenetelmät etukäteen. Valvontalaissa on myös määritelty, että kahden peräkkäisen valvontajakson metodiikan tulee olla sisällöltään samanlaisia [2, s. 37–38]. Tämä tarkoittaa esimerkiksi sitä, että neljännen ja viidennen valvontajakson metodiikat ovat sisällöltään samanlaisia, tiettyjä tarkennettuja laskentaparametrejä lukuun ottamatta [2, s. 37–38]. Yhteiskunnan ja kansantalouden näkökulmasta on tärkeää, että sääntelystä itsestään aiheutuvat kustannukset eivät muodostu kohtuuttomiksi ja asiakkaiden verkkopalvelun hinta pysy kohtuullisena. Tästä syystä hinnoittelun sääntelyn vakiintunut lähtökohta on, että asiakkailta kerätyt maksut riittävät kattamaan verkon käytön, kunnossapidon ja kehittämisen kustannukset sekä antamaan sijoitetulle pääomalle kohtuullisen tuoton [29].

Jokaiselle verkkoyhtiölle määritetään vuosittain suurin sallittu kohtuullinen tuotto, jota valvontajakson mallin mukainen oikaistu verkkoliiketoiminnan tulos ei saa ylittää [23, s. 52]. Kohtuullisen tuoton valvonnan johdosta verkkoliiketoiminnan tuottomahdoli-

suudet ovat rajoitetut, mutta samalla varmistetaan asiakkaiden siirtohinnoittelun kohtuullisuus. Kohtuullinen tuotto määritellään verkkoyhtiön toimintaan sidotun pääoman ja yleisen korkotason perusteella [23, s. 4]. Tuoton kohtuullisuuden valvontaa suoritetaan koko valvontajakson ajan erilaisten välitulosten avulla, mutta vasta jakson lopulla Energiavirasto antaa verkkoyhtiöille valvontapäätöksen tuoton kohtuullisuudesta, eli toisin sanoen siirtohinnoittelun kohtuullisuudesta.

Vaikka verkkoliiketoiminnan valvonnan periaatteet ja menetelmät ovat keskeisiltä osilta vakiintuneet valvontaviranomaisen ohjeistusten sekä markkinaoikeuden ja korkeimman hallinto-oikeuden antamien päätösten perusteella, on Energiaviraston tehtävänä valvontalain mukaisesti kehittää valvontametodiikkaa edellisistä valvontajaksoista saatujen kokemusten kautta [27, s. 10]. Valvontaa kehittäessään Energiaviraston on otettava huomioon sähköverkkoliiketoiminnan luonnollisesta monopoliasemasta johtuvat oikeuskäytännöistä ilmenevät erityistarpeet, joita myös valvonnan menetelmien sovelluksissa huomioidaan [27, s. 10]. Energiaviraston on myös saatettava muutosta koskeva vahvistuspäätös sen luonnosvaiheessa riittävän laajan julkisen keskustelun kohteeksi.

3.4 Verkkoliiketoiminnan taloudelliset kannustimet

Sähköverkkoliiketoiminnan kehittämisen taloudellisten kannustimien tarkoituksena on ohjata verkonhaltijoiden toimintaa yhteiskunnan sähkönjakelulle asettamien tavoitteiden mukaisesti ja samalla luoda painetta toiminnan laadun kehittämiselle. Kannustimien avulla pyritään vaikuttamaan mm. verkkoyhtiön operatiiviseen toimintaan, investointeihin ja kehitystoimintaan mahdollistamalla suuremman tuoton tavoittelu hyvin hoidetuille verkoille [23, s. 52]. Viidennen valvontajakson kannustimia ovat investointikannustin, laatu-kannustin, tehostamiskannustin, innovaatiokannustin ja toimitusvarmuuskannustin [27, s. 8].

Investointikannustimen tarkoituksena on kannustaa verkonhaltijoita sijoittamaan pääomaa verkon kehittämiseen ja ylläpitoon sekä tekemään investointinsa keskimäärin kustannustehokkaasti [27, s. 64]. Investointikannustin on kaksiosainen ja koostuu yksikköhintojen muodostamasta kannustinvaikutuksesta sekä oikaistusta jälleenhankinta-arvosta laskettavasta tasapoistosta [27, s. 64]. Kun pitoajat on valittu oikein, investointikannustimen tasapoistot kattavat keskimäärin kaikki tarvittavat korvausinvestoinnit, jotka koskevat myös ennenaikaisesti korvattavia komponentteja.

Yksikköhinnoista muodostuvan kannustinvaikutuksen tarkoituksena on ohjata verkonhaltijaa investoimaan keskimääräistä tasoa tehokkaammin ja löytämään kustannustehokkaampia menetelmiä investointien suorittamiseksi [27, s. 64]. Kannustinvaikutus muodostuu toteutuneiden ja yksikköhinnoilla laskettujen investointien kustannusten erotuksesta. Kustannustehokkaiden investointimenetelmien hyödyntäminen antaa verkonhaltijalle investointikustannuksia suuremman arvon toteutetuille investoinneille.

Oikaistusta jälleenhankinta-arvosta laskettava tasapoisto yhdessä verkon nykykäyttöarvon kanssa ohjaavat verkonhaltijaa ylläpitämään verkkoaan valitsemiensa pitoaikojen mukaisesti ja mahdollistavat riittävien korvausinvestointien toteuttamisen [27, s. 64]. Kannustinvaikutus syntyy verkon valittujen pitoaikojen mukaisesta vuosittaisesta poistotasosta, jossa laskennalliset tasapoistot sallitaan täysimääräisinä niin kauan, kuin komponentti on tosiasiallisessa käytössä, vaikka komponentin pitoaika olisikin ylittynyt [27, s. 64].

Laatukannustimen tarkoituksena on sähkön siirron ja -jakelun laadun kehittämisen kannustaminen. Kannustinvaikutus syntyy sallimalla verkkoyhtiölle suuremman kohtuullisen tuoton, kun verkkotoiminnan laatu ylittää vertailutason [27, s. 66]. Vastaavasti vertailutason ylittävät keskeytyskustannukset pienentävät verkkoyhtiölle sallittavaa kohtuullista tuottoa. Vertailutasona käytetään verkkoyhtiön aikaisempien vuosien keskeytyskustannusten keskiarvoa, jonka laskennassa käytetään yhtiökohtaisia jakelukeskeytysaikoja, vuosienenergiailla painotettuja keskeytysmääriä sekä valtakunnallisia keskeytysten yksikkökustannuksia [23, s. 69]. Laatukannustimen positiiviselle ja negatiiviselle vaikutukselle on asetettu 15 % maksimiarvo verkkotoimintaan sitoutuneelle oikaistulle pääomalle lasketusta kohtuullisesta tuotosta [27, s. 75].

Tehostamiskannustin lasketaan vuosittain jokaiselle verkkoyhtiölle. Se ohjaa verkonhaltijaa toimimaan kustannustehokkaasti. Toiminnan kustannustehokkuutta arvioidaan vertaamalla toiminnasta saatua tuottoa tai tuotoksia tämän saavuttamiseen käytettyihin kustannuksiin [27, s. 76]. Tehostamiskustannusten ollessa sallittua kohtuullista tasoa suuremmat, on verkkoyhtiön liiketoiminnalle sallittu kohtuullinen tuotto pienempi. Vastaavasti tilanteessa, jossa tehostamiskustannusten taso jää raja-arvoa pienemmäksi, syntävä alijäämä kasvattaa sallittua kohtuullista tuottoa. Tehostamiskannustimen positiivinen ja negatiivinen vaikutus laskettavaan kohtuulliseen tuottoon on rajoitettu 20 %:iin [27, s. 93].

Innovaatiokannustimen periaatteena on innovatiivisten ja teknillisesti toiminnallisten ratkaisujen hyödyntämisen kannustaminen verkkotoiminnassa sekä omien ratkaisujen kehittämisen [27, s. 93]. Kannustimen suuruus on enintään yksi prosentti vuotuisesta liikevaihdosta, ja siinä kohtuullisiksi katsotut tutkimus- ja kehityskustannukset voidaan vähentää toteutuneesta oikaistusta tuloksesta [27, s. 94]. Innovaatiokannustimeen hyväksytyjen hankkeiden tulosten on oltava julkisia ja muiden verkkoyhtiöiden hyödynnettävissä [27, s. 93]. Luottamuksellisia asiakastietoja tai teollisoikeudellisin keinoin suojattavia tuloksia ei tarvitse julkistaa [27, s. 93–94].

Toimitusvarmuuskannustimen avulla pyritään mahdollistamaan sähkömarkkina-alueen määritelyjen toimitusvarmuuskriteerien saavuttaminen siirtymäajan puitteissa mahdollisimman kustannustehokkaasti saavutettaviin hyötyihin nähden [27, s. 94]. Kannustimeen voidaan hyväksyä vierimetsään tehtävät toimitusvarmuutta parantavat toimenpiteet sekä toimitusvarmuuden parantamiseksi ennen aikaisesti uusittavat verkkokomponentit, joiden pitoajan vaihteluvälin alarajan mukainen jäljellä oleva arvo kompensoidaan verkonhaltijalle. [27, s. 95]. Toimitusvarmuuskannustinta voidaan soveltaa ainoastaan sähkön jakeluverkonhaltijaan, jolloin suurjännitteisen jakeluverkon haltija ei siihen ole oikeutettu [27, s. 95]. Toimitusvarmuuskannustimen hyödyntäminen verkonhaltijan toimesta ei ole oikeutettua tilanteessa, jossa lain asettamat vaatimukset ovat saavutettavissa normaalien kunnossapito- ja investointitoimenpiteiden kautta.

3.5 Sähköverkkojen kehittäminen

Sähköverkkojen jatkuva kehittäminen ja sähkökäyttäjien tarpeiden täyttäminen ovat osa toimitusvarmuuden parantamista. Toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseksi verkonhaltijan tehtävänä on ylläpitää, käyttää ja kehittää omaa verkkoaan sekä yhteyksiä muihin sähköverkkoihin [1]. Kehittämisen lähtökohtana ovat sähkökäyttäjien tarpeet sekä verkon toiminnalle säädetyt vaatimukset, joilla tarkoitetaan sähkönjakelun laatuun liittyviä vähimmäisvaatimuksia ja käyttövarmuutta. Verkon kehittämisen suunnittelussa on kuitenkin otettava huomioon se, että täysin virheetöntä sähkönjakelua ei ole taloudellista vaatia.

Energiavirasto valvoo sähköverkkoyhtiöiden toimenpiteitä toimitusvarmuuden parantamiseksi erilaisten teknisten ja taloudellisten tunnuslukujen kautta. Tunnusluvut antavat valvovalle viranomaiselle riittävän hyvän tilannekuvan verkon toimitusvarmuuden tilasta. Näitä tunnuslukuja käytetään verkkotoiminnan valvonnan pohjana erilaisia analyysejä varten, joita ovat esimerkiksi maakaapeloinnin ja investointimäärien kehittyminen. Valvonnan suorittamiseen tarvittavat tiedot mm. energia- ja asiakasmääristä, keskeytysten

vaikutuksista sekä investoinneista on toimitettava Energiavirastolle vuosittain viimeistään toukokuun loppuun mennessä [27, s. 14].

Sähkömarkkinalain 19 §:ssä on määritelty verkon kehittämisvelvollisuus, jonka mukaan verkonhaltijan tulee kehittää, ylläpitää ja käyttää verkkoaan niin, että verkon käyttäjille on turvattu riittävän hyvänlaatuinen sähkönjakelu [1]. 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*
- *sähköverkko ja sähköverkkopalvelut toimivat luotettavasti ja varmasti silloin, kun niihin kohdistuu normaaleja odotettavissa olevia ilmastollisia, mekaanisia ja muita ulkoisia häiriöitä*
- *sähköverkko ja sähköverkkopalvelut toimivat mahdollisimman luotettavasti normaaliolojen häiriötilanteissa ja valmiuslaissa (1552/2011) tarkoitetuissa poikkeusoloissa*
- *sähköverkko toimii yhteensopivasti sähköjärjestelmän kanssa ja se voidaan tarvittaessa liittää yhteen toisen sähköverkon kanssa*
- *sähköverkkoon voidaan liittää vaatimukset täyttäviä käyttöpaikkoja ja voimalaitoksia*
- *verkonhaltija kykenee muutoinkin täyttämään sille kuuluvat tai tämän lain nojalla asetetut velvollisuudet.”*

Verkon kehittämissuunnitelmassa tulee käydä ilmi verkonhaltijan suunnittelemat toimenpiteet sähkönjakeluverkon luotettavuuden ja toimitusvarmuuden parantamiseksi, joiden avulla verkonhaltija katsoo täyttävänsä sähkömarkkinalain määrittelemät vaatimukset sähkönjakeluverkon toiminnalle sekä asemakaava-alueella että sen ulkopuolisilla sähkönkäyttöpaikoilla [30, s. 1]. Suunnitelmassa on kiinnitettävä erityistä huomiota sellaisiin sähkönkäyttöpaikkoihin, joihin kohdistuu yhteiskunnan johtamisen, turvallisuuden, väestön toimeentulon tai elinkeinoelämän toimivuuden kannalta välttämättömiä palveluita ja toimintoja [30, s. 1]. Tällaisiksi voidaan katsoa esimerkiksi terveydenhuollon ja viestintäverkkojen toiminta.

Verkonhaltijan on toimitettava päivitetty verkon kehittämissuunnitelma Energiavirastolle kahden vuoden välein [30, s. 2]. Energiavirastolla on oikeus vaatia verkonhaltijaa tekemään muutoksia kehittämissuunnitelmaan, jos se katsoo, että suunnitellut toimenpiteet eivät täytä sähkömarkkinalain vaatimuksia [30, s. 1]. Kehittämissuunnitelmasta poikkeaminen tai suunnitelman muuttaminen ennen uuden kehittämissuunnitelman jättämistä vaatii ilmoituksen tekemistä Energiavirastolle [30, s. 1].

3.6 Sähkötoimituksen virhe ja korvaukset

Verkkopalveluehtojen mukaan sähkötoimituksessa on virhe, jos ”*sähkön laatu tai toimintatapa ei vastaa sitä, mitä on sovittu tai mitä voidaan katsoa sovittun*” [31, s. 14]. Sähkötoimituksen laatuvaatimukset perustuvat Suomessa yleisesti noudatettuun SFS–EN 50160 -standardiin [31, s. 15]. Tässä on kuitenkin huomioitava, ettei sähkön toimitukselta ole perusteltua olettaa täyttä keskeytyksettömyyttä, sillä sähköverkko on aina alttiina erilaisille keskityksiä aiheuttaville tekijöille, kuten luonnonilmiöille. Sähkön toimitustavasta ja laatuvaatimuksista voidaan poiketa, jos tälle on erityistä tarvetta ja menettelystä on sovittu liittymis-, sähköverkko- tai sähkötoimitussopimuksessa [32, s. 8].

Sähkötoimituksen virhe aiheuttaa sähkön loppukäyttäjälle sekä taloudellista vahinkoa että käyttömukavuuden menetystä. Tästä syystä sähkömarkkinalaissa on määriteltä, että sähkön loppukäyttäjällä on sähkötoimituksen virheestä ja sen kestosta riippuen oikeus joko vakiokorvaukseen, hinnanalennukseen tai vahingonkorvaukseen taikka johonkin näiden yhdistelmistä [1]. Sähkötoimituksen virheestä voidaan esimerkiksi maksaa sekä vahingonkorvausta että vakiokorvausta, mutta hinnanalennusta ja vakiokorvausta ei saman keskeytyksen perusteella myönnetä [33, s. 6]. Lisäksi jos sähkön loppukäyttäjälle aiheutuu sähkötoimituksen virheestä sähkömarkkinalain mukainen oikeus 98 §:n mukaiseen hinnanalennukseen ja 100 §:n mukaiseen vakiokorvaukseen, maksetaan korvaus loppukäyttäjälle edullisemman perusteen mukaisesti [33, s. 6].

Sähkön loppukäyttäjällä on verkkopalvelun ehtojen mukaisesti velvollisuus ilmoittaa viipymättä verkonhaltijalle sähkötoimituksen virheestä, virheen uhasta tai siitä, että hänen käsityksensä mukaan verkkopalvelussa on virhe [31, s. 16]. Ilmoitusvastuu koskee sähkön toimitustavasta ja laadusta koskevia virheitä. Virheilmoitusta ei tarvitse tehdä, jos on ilmeistä, että verkonhaltija on tilanteesta tietoinen [31, s. 16]. Verkonhaltijalla on velvollisuus ilmoituksen tai muutoin virheestä tiedon saatuaan selvittää virheen syy ja korjata tilanne [31, s. 16].

3.6.1 Vakiokorvaus

Sähkön loppukäyttäjällä on sähkötoimituksen yhtäjaksoisen yli 12 tuntia kestäneen jakelukeskeytyksen perusteella oikeus vakiokorvaukseen, mikäli verkonhaltija tai sähkön myyjä ei ole kykenevä osoittamaan, että sähkönjakelun virhe on johtunut heidän vaikutusmahdollisuuksiensa ulkopuolella olevasta esteestä, jota heidän ei kohtuullisuuden rajoissa voida edellyttää huomiomaan liiketoiminnassaan ja jonka seurauksia ei kaikista huolellisuudesta huolimatta olisi voitu välttää [31, s. 16]. Vakiokorvausta ei makseta, jos

keskeytyks on johtunut suurjännitteisen jakeluverkon tai kantaverkon häiriöstä taikka ulkopuolisen tahon toiminnasta, kuten ilkeistä [31, s. 18]. Myöskään sähkön loppukäyttäjän omista sähkölaitteista aiheutunut jakelukeskeytyks ei ole peruste vakikorvaukselle kyseiselle asiakkaalle tai keskeytyksen vaikutusalueella oleville muille sähkönkäyttäjille [31, s. 18].

Vakikorvaukseen oikeuttavan sähkönjakelun keskeytyksen voidaan lain mukaan todeta alkaneen siitä hetkestä, kun verkonhaltija on saanut tiedon tai sen voidaan katsoa olleen tietoinen kyseistä jakelukeskeytyksestä [31, s. 15]. Jos luotettavaa tietoa ei ole saatavilla, lähtökohtaisesti aloitus lasketaan asiakkaan ilmoituksen mukaan [33, s. 11]. Keskeytyksen päättymisajankohdan määrittäminen voi olla haastavampaa, sillä esimerkiksi keskijänniteverkon vian korjaaminen ei automaattisesti tarkoita sähkönjakeluverkon tilan normaalia toimintaa pienjänniteverkossa, vaikka verkkotietojärjestelmä tulkitsee vian korjatuksi [33, s. 11]. Myöskään asiakkaan ilmoittamaan jakelukeskeytyksen päättymiseen ei voida luottaa, sillä ilmoitus ei välttämättä tule heti keskeytyksen päättyttyä [33, s. 11]. Tässä voidaan hyödyntää esimerkiksi etäluettavia sähkölaitteita, jotka rekisteröivät yli 3 minuuttia kestäneen jakelukeskeytyksen alkamis- ja päättymisajankohdat [33, s. 12].

Vakikorvaus maksetaan loppukäyttäjälle vian keston mukaan vuotuisen siirtopalvelumaksuun sidottuna seuraavasti [31, s. 18]:

- *10 %, kun keskeytysaika on ollut vähintään 12h mutta vähemmän kuin 24 h*
- *25 %, kun keskeytysaika on ollut vähintään 24h mutta vähemmän kuin 72 h*
- *50 %, kun keskeytysaika on ollut vähintään 72h mutta vähemmän kuin 120 h*
- *100 %, kun keskeytysaika on ollut vähintään 120h mutta vähemmän kuin 192 h*
- *150 %, kun keskeytysaika on ollut vähintään 192h mutta vähemmän kuin 288 h*
- *200 %, kun keskeytysaika on ollut vähintään 288 h*

On kuitenkin huomioitava, että sähkön loppukäyttäjälle kalenterivuoden kuluessa maksettavien korvausten määrä ei voi ylittää 200 prosenttia vuotuisesta siirtopalvelumaksusta tai 2000 euroa [31, s. 19]. Myös yksittäisen keskeytyksen osalta maksettava enimmäisvakikorvaus on suuruudeltaan 2000 euroa [31, s. 19].

Vuonna 2017 sähkönjakelun keskeytyksistä maksettiin vakikorvauksia 36 801 käyttöpäikalle 4,9 M € edestä [34, s. 39]. Suurin osa korvauksista sijoittuu alemmille korvaustasoille, joissa keskeytyksen kesto on alle kolme vuorokautta [34, s. 41]. Pidemmistä yli

kolmen vuorokauden keskeytyksistä, jotka suurella todennäköisyydellä aiheuttavat huomattavaa haittaa asumiseen ja liiketoimintaan, maksettiin korvauksia 1072 käyttöpaikalle [34, s. 41].

3.6.2 Vahingonkorvaus ja hinnanalennus

Sähkön loppukäyttäjällä on Sähkömarkkinalaissa määritellyllä tavalla oikeus vahingonkorvaukseen, jonka tämä kärsii virheen vuoksi [1]. Loppukäyttäjän kärsimät vahingot jaetaan välittömiin kustannuksiin, kuten rikkoutuneet laitteet, sekä välillisiin kustannuksiin, kuten asumismukavuuden menetys tai yritystoiminnassa tulon menetys [35]. Välillisten kustannusten osalta vahingonkorvausta on rajattu siten, että virheestä vastuussa oleva taho on korvausvelvollinen vain, jos virhe on johtunut tämän huolimattomuudesta [1]. Tällöin esimerkiksi onnettomuudesta tai luonnonilmiöstä johtuva virhe ei oikeuta sähkön loppukäyttäjää saamaan korvausta välillisistä kustannuksista. Välittömät kustannukset sen sijaan tulee pääsääntöisesti korvata [35]. Virheen ilmeneminen ja sähköverkkoyhtiön vastuu arvioidaan tapauskohtaisesti. Loppukäyttäjän on halutessaan myös mahdollista hakea korvauspäätökseen muutosta kuluttajariitalautakunnalta [35].

Jakeluverkonhaltija on korvausvelvollinen kuluttaja-asiakkaiden omista sekä myös kuluttajan perheelle tai perheenjäsenille aiheutuneesta vahingosta [32, s. 10]. Sähkön loppukäyttäjän on kuitenkin toimillaan pyrittävä kaikkiin sellaisiin vahinkoa rajoittaviin toimiin, joita häneltä voidaan kohtuullisuuden rajoissa edellyttää [32, s. 37]. Jos loppukäyttäjää aiheuttaa itse vahingon tai laiminlyö velvollisuutensa ryhtyä häneltä vaadittuihin toimiin vahingon rajaamiseksi, vastaa hän itse aiheutuneista vahingoista näiltä osin [32, s. 43].

Sähkömarkkinalain 98 §:n mukaan sähkönjakelun keskeytykseen johtavan virheen seurauksena loppukäyttäjää on oikeutettu virhettä vastaavaan hinnanalennukseen [1]. Jos sähkönjakelun keskeytys on niin pitkä, että sitä ei voida olosuhteet huomioiden pitää vähäisenä, on korvaus suuruudeltaan vähintään kahta viikkoa vastaava osuus vuotuisesta siirtopalvelumaksusta [1]. Hinnanalennus ei ole riippuvainen siitä, onko sähkön loppukäyttäjää kärsinyt virheen takia vahinkoa [32, s. 9–10]. Hinnanalennus on aina suuruudeltaan vähintään virhettä vastaava [32, s. 9–10]. Muille kuin kuluttaja-asiakkaille hinnanalennus on enintään 350 euroa käyttäjää kohden vuodessa [32, s. 9–10].

4. SÄHKÖNJAKELUN TOIMITUSVARMUUS

Suomalaiset sähköverkkoyhtiöt rakentavat uusia ja huoltavat vanhoja johtolinjoja, jotka etenkin haja-asutusalueilla on perinteisesti toteutettu pääosin ilmajohtoina. Merkittävä osa ilmajohdoista kulkee metsäisillä alueilla, jolloin ne ovat alttiita etenkin myrskyjen kaatamille ja lumikuormien taivuttamille puille. Tilanteen korjaamiseksi verkkoa uudistetaan vuositasolla noin miljardilla eurolla [36]. Konkreettisia toimista sähkönjakelun toimitusvarmuuden parantamiseksi maakaapelointi, automaatioasteen nostaminen, riittävät huoltotoimenpiteet sekä vierimetsän tehokas hoito ovat osoittautuneet toimiviksi menetelmiksi [36]. Toimenpiteet toimitusvarmuuden parantamiseksi on toteutettava ottamalla huomioon niin sähkötoimituksen luotettavuus, toiminnan kustannustehokkuus kuin maiseman esteettisyyskin.

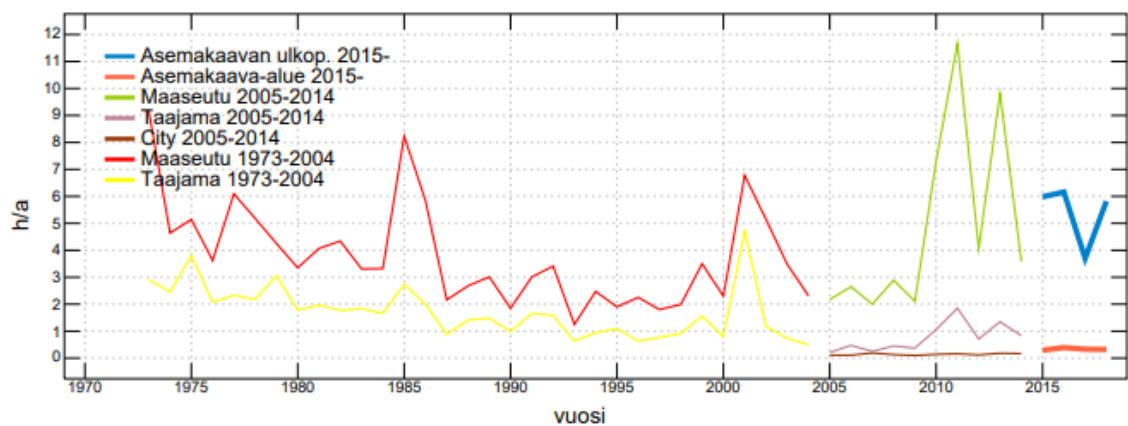
4.1 Toimitusvarmuuden määrittely

Sähkön toimitusvarmuus on olennainen osa sähkönjakelun luotettavuutta. Tällä tarkoitetaan verkon kykyä siirtää sähköä häiriöttömästi loppukäyttäjille [37, s. 10]. Sähkön toimitusvarmuus Suomessa on korkealla tasolla etenkin taajamissa, missä laajat sähkönjakelun häiriöt ovat harvinaisia ja sähköverkko on suurelta osin kaapeloitu maan alle. Haja-asutusalueella tilanne ei ole aivan samalla tasolla, kun etenkin tykkylumen, kovan tuulen ja ukkosen vaikutuksesta voi aiheutua sähkökatkoja. Tosin näissäkin tilanteissa sähkönjakelu usein palaa pysyvän vian jälkeen normaaliin tilaan muutaman tunnin kuluessa [12, s. 11].

Keskimääräistä toimitusvarmuuden laatua voidaan kuvata asiakaslähtöisillä tunnusluvuilla. Näitä ovat mm. SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), SAIDI (System Average Interruption Duration Index), CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) ja MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index). Tunnusluvut ovat IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) standardin mukaisia ja kansainvälisesti käytössä [37, s. 10]. Tunnusluvut kuvaavat jakelualueella asiakkaan kokemien jakelukeskeytysten kestoa ja lukumäärää vuodessa. Luotettavuutta kuvaavien tunnuslukujen hyödyntäminen verkkoa suunniteltaessa helpottaa sähkönjakelun toimitusvarmuuden kehittämistä [37, s. 6].

Energiateollisuus ry:n keskeytystilastojen mukaan keskimääräinen sähkönjakelun keskeytysaika vuonna 2018 oli noin 90 minuuttia asiakasta kohden [36]. Keskeytysaika on

samalla tasolla vuoden 2017 tilastoissa, mutta alhaisempi kuin tätä aikaisempina vuosina [36]. Tähän syynä ovat meneillään olevat mittavat sähköverkkojen uudistamistoimenpiteet, joiden tarkoituksena on saada kaikki sähkökäyttäjät säävarman sähköjakelun piiriin [36]. Myrskyjen sekä lumikuormien aiheuttamat verkon korjaustoimenpiteitä vaativat pitkät jakelukeskeytykset kuitenkin aiheuttavat huomattavia piikkejä keskeytys-tilastoihin, kun tuhannet asiakkaat voivat olla ilman sähköä useita tunteja tai jopa päiviä. Tästä esimerkkinä mainittakoon 2016 elokuun Rauli-myrsky ja 2019 tammikuun Aapeli-myrsky. Myrskyjen aiheuttamien suurhäiriöiden vaikutuksia keskeytysaikojen tilastoihin on havainnollistettu kuvassa 4.



Kuva 4. Asiakkaan kokema keskimääräinen vikakeskeytysaika h/a 1973–2018, jälleenytkennät eivät mukana [38, s. 14]

Kuvasta on selvästi havaittavissa normaalista poikkeavien olosuhteiden vaikutukset sähköjakeluun, joiden johdosta on Suomessa kehitetty toimitusvarmuuteen liittyvää sääntelyä. Toimitusvarmuutta koskevien lakimuutosten perustana on antaa sähköverkkoyhtiöille lain määräämä tavoite toimitusvarmuusvaatimusten täyttämistä. Sääntelyn kehityksen voi lyhyesti kiteyttää seuraaviin toimenpiteisiin [2, s. 20]:

- vakiokorvausmenettelyn käyttöönotto pitkissä sähkökatkoissa vuonna 2003
- verkkoliiketoiminnan taloudellisen valvonnan muuttaminen jälkikäteen tapahtuvasta tapauskohtaisesta valvonnasta osittain etukäteen tapahtuvaan valvontaan vuonna 2005 sekä valvontajakson pidentäminen yhdestä vuodesta neljään
- sähkömarkkinalain uudistus 2013. Lakiin tehdyt muutokset edellyttivät sähköverkkoyhtiöitä parantamaan verkkojensa toimitusvarmuutta niin, että kaikki sähköverkon asiakkaat siirtyvät portaittain uudistettujen toimitusvarmuusvaatimusten piiriin viimeistään siirtymäsäännöksessä määriteltujen aikarajojen puitteissa
- siirtymäajan jatkon anomisen mahdollistava täydennys kirjattiin sähkömarkkinalakiin 2017.

Suomessa jakeluverkkoyhtiöiden toimintaympäristöt eroavat huomattavasti toisistaan, kun etenkin taajamissa kuormituksen kasvu on usein voimakasta ja haja-asutusalueella kuormituksen kehitys voi olla jopa negatiivista väestön muuttoliikkeen vuoksi [39, s.17]. Sähkökäyttäjien väheneminen kasvattaa riskiä siihen, että uudistustoimenpiteitä suoritetaan alueilla, joissa ei jonkin ajan kuluttua ole välttämättä juuri lainkaan sähkön kuluusta. Tällaisten verkonosien saneerausten hallittu lykkääminen esimerkiksi vierimetsän hoidolla ja johtokatuja leventämällä, jos verkon kunto ja ikä sen mahdollistavat, on tällöin taloudellisesti perusteltua [39, s. 5]. Näissä tilanteissa saneerausresurssit voidaan kohdistaa alueille, joissa sähkön kysynnän arviointi on varmempaa. On kuitenkin muistettava, että ikääntyvän sähköverkon saneeraustarpeet asemakaava-alueen ulkopuolella vuoteen 2028 mennessä ovat huomattavat. Lisäksi tarvittavien toimenpiteiden jatkuva lykkääminen vaikuttaa merkittävästi alueen asiakkaiden kokemaan verkkopalvelun laatuun.

4.2 Toimitusvarmuuden siirtymäsäännös

Sähkömarkkinalain (588/2013) 51 §:n mukaan, pisin sallittu yhtäjaksoinen keskeytysaika myrskyn tai lumikuorman seurauksena on asemakaava-alueella 6 tuntia ja asemakaava-alueen ulkopuolella 36 tuntia [1]. Kyseisessä pykälässä ei kuitenkaan oteta kantaa siihen, missä ajassa näihin tavoitteisiin on päästävää. Sähkömarkkinalain 119 §:n onkin kirjattu jakeluverkon toimitusvarmuutta koskeva siirtymäsäännös, jonka mukaan [1]:

- 50 % verkon asiakkaista oltava vaatimusten piirissä 31.12.2019
- 75 % verkon asiakkaista oltava vaatimusten piirissä 31.12.2023
- 100 % verkon asiakkaista oltava vaatimusten piirissä 31.12.2028

Vuoden 2019 toimitusvarmuusvaatimusten raja on useimmissa tapauksissa ollut saavutettavissa suhteellisen alhaisilla toimitusvarman jakeluverkon määrillä [21, s. 6]. Professori Jarmo Partanen on selvityksessään työ- ja elinkeinoministeriölle ”Toimitusvarmuusvaatimusten täytäntöönpanoajan pidennyksen vaikutusanalyysi 2019” arvioinut toimitusvarman verkon määrän olevan noin 20–30 %, kun investoinnit kohdistetaan taajamiin [21, s. 6]. Vuoden 2023 rajaa vastaava toimitusvarman verkon määrä on 50 % [21, s. 6]. Lopullista tavoitetta varten verkon toimintavarmuuden parantamisen lisäksi on panostettava myös toimivaan vikojen korjausorganisaation, sillä pelkästään verkostoinvestoinneilla tehtynä toteutus on taloudellisesti raskas suhteessa saavutettuihin hyötyihin [21, s. 6].

Edellä esitetyistä määräajoista on ollut mahdollista poiketa hakemalla jatkoa täytäntöönpanoajalle. Hakemuksen perusteella jatkoaikaa on voitu myöntää painavista tai erittäin painavista syistä johtuen niin, että [1]:

- 50 % asiakkaista oltava vaatimuksen piirissä 31.12.2019
- 75 % asiakkaista oltava vaatimuksen piirissä 31.12.2025/31.12.2028
- 100 % asiakkaista oltava vaatimuksen piirissä 31.12.2032/31.12.2036

Jatkoajan myöntämisen edellytyksenä on, että jakeluverkonhaltija joutuu lain vaatimusten täyttämiseksi alkuperäisiin määräaikoihin mennessä muuttamaan merkittävästi keskimääräistä suuremman osan keski- ja pienjänniteverkkoaan ilmajohdoista maakaapeliksi sekä uusimaan ennenaikaisesti merkittävän määrän jakeluverkkoa [1].

Energiavirastolle toimitettiin 16 lisäaika hakemusta, joista erittäin painavista syistä jatkoaikaa myönnettiin kahdeksalle verkkoyhtiölle ja painavista syistä kahdelle verkkoyhtiölle [25]. Lisäaikaa ei myönnetty kuudelle hakemuksen tehneelle verkkoyhtiölle [25].

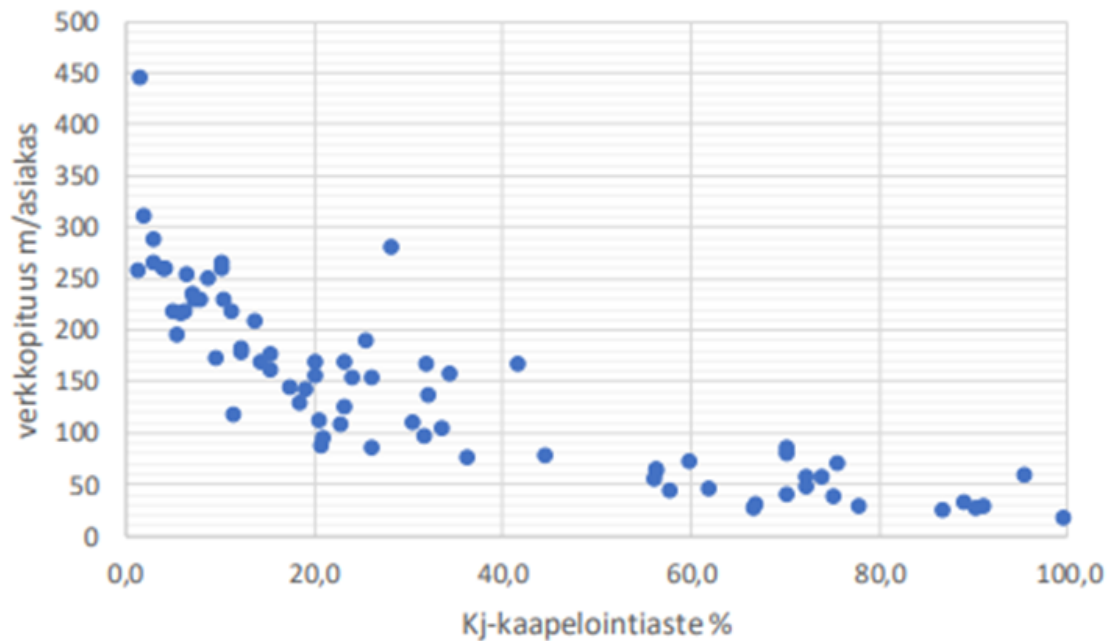
4.3 Toimitusvarmuusvaatimusten toimeenpanoajan jatkaminen

Työ- ja elinkeinoministeriössä valmistellun luonnoksen perusteella tehdyssä esityksessä suositellaan muutoksia sähkömarkkinalain, sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta annetun lain sekä Energiavirastosta annetun lain 1 §:ään [3, s. 1]. Muutosten taustalla ovat pyrkimykset sähkönjakelun siirtohintojen korotuksien sekä maaseudun ja kaupunkien välisen siirtohintojen eriytymisen hillitsemiseksi [3, s. 1].

Esityksen keskeisenä muutoskohteena sähköverkkoliiketoiminnan osalta on sähkömarkkinalaissa (588/2013) annetun toimitusvarmuusvaatimusten toimeenpanoajan jatkaminen. Nykyisen tavoiteaikataulun sijaan toimitusvarmuusvaatimukset täytyisivät vuoden 2028 loppuun mennessä 75 % asiakkaista ja vuoden 2036 loppuun mennessä 100 % asiakkaista [3, s. 1]. Välitavoitteessa vaatimusten ulkopuolelle rajataan ranta-alueet ja niillä oleva vapaa-ajanasutus. Samalla toimitusvarmuusvaatimusten toimeenpanoajan poikkeuslupamenettelystä luovuttaisiin.

Muutos koskisi sähkömarkkinalain 119 §:n momentin 2 mukaisesti niitä jakeluverkkoyhtiöitä, joiden keskijänniteverkon maakaapelointiaste on vuoden 2018 loppuun mennessä ollut enintään 60 % [3, s. 28]. Keskijänniteverkolla tässä tilanteessa tarkoitetaan jakeluverkkoa, jonka nimellisjännite on välillä 1–70 kV. Nykyisen lainsäädännön mukainen toimitusvarmuusvaatimusten siirtymäaika koskisi niitä verkkoyhtiöitä, joiden keskijänniteverkon maakaapelointiaste on vuoden 2018 loppuun mennessä ollut vähintään 60 %

[3, s. 28]. Näihin lukeutuvat pääasiassa kaupunki- ja taajamaympäristössä toimivat verkkoyhtiöt, joiden osalta kiristyneet toimitusvarmuusvaatimukset eivät ole nostaneet merkittävässä määrin verkon saneeraustarvetta jo ennestään korkean toimitusvarmuusasteen vuoksi, jolloin vastaavanlaista perusteltua syytä kustannustason nousun hillitsemiseen ei ole [21, s. 7]. Kuvassa 5 on esitetty jakeluverkkoyhtiöiden keskijänniteverkon kaapelointiaste ja verkkopituus asiakasta kohden vuonna 2017.



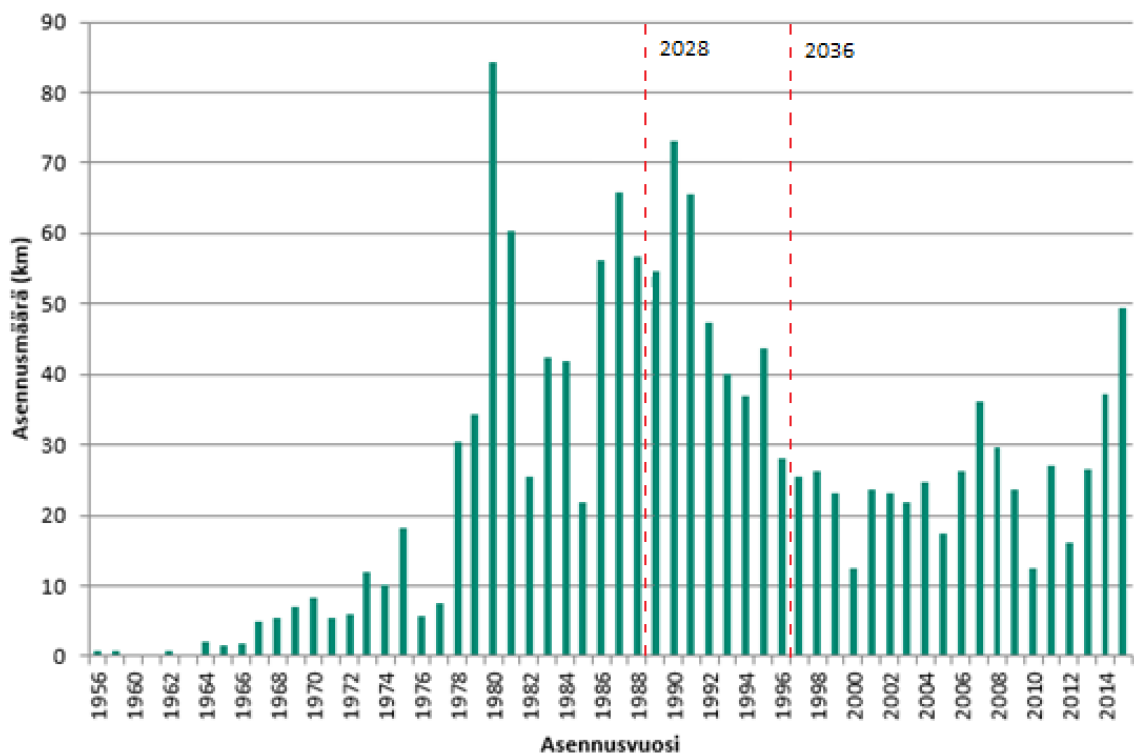
Kuva 5. Verkkoyhtiöiden keskijänniteverkon kaapelointiaste ja verkkopituus asiakasta kohden vuonna 2017 [21, s. 8]

Kuvan 5 perusteella keskijänniteverkon kaapelointiaste vuoden 2018 loppuun mennessä alittaa esityksessä määritellyn 60 prosentin rajan pääasiassa sellaisissa verkkoyhtiöissä, joissa keskimääräinen verkkopituus asiakasta kohti on yli 100 metriä. Asiakasmäärissä mitattuna, näiden osuus vastaa noin 62 % sähkökäyttöpaikoista [21, s. 7]. Toimeenpanoajan pidentämisen seurauksena kyseisten verkkoyhtiöiden osalta toimitusvarmuuskannustimen nykykäyttöarvon alaskirjausten määrä (vuosina 2016–2018 ollut 18–30 M €/a) vähenisi merkittävästi, kun ennenaikaisia sähköverkon investointeja kyettäisiin välttämään paremmin [21, s. 15]. Pidennetty ajanjakso toimitusvarmuusvaatimusten toteuttamiselle mahdollistaa myös tarvittavien investointien jaksottamisen pidemmälle aikavälille.

Vuosittaisten investointien ja toimitusvarmuuskannustimen nykykäyttöarvon alaskirjausten määrän aleneminen vaikuttavat alentavasti myös siirtohintojen korotustarpeeseen. Tämän seurauksena harvaan asutuilla alueilla siirtohinnat olisivat vuonna 2028 mahdollisesti 10–15 % ja vuonna 2036 noin 5 % alemmat kuin nykyisellä aikataululla [21, s. 27].

Toisaalta pidennetty toteutusaikataulu lisää operatiivisia kustannuksia suuremmista vikamääristä, ilmajohtojen ylläpitokustannuksista sekä vikojen korjauskustannuksista johtuen.

Luvussa 1 esitetyn taulukon 1 arvojen mukaan Leppäkosken Sähkö Oy:n keskijänniteverkon kaapelointiaste vuoden 2019 tilastojen mukaan on 22 %. Tämän perusteella verkko-yhtiö kuuluisi esitetyn toimitusvarmuusvaatimusten pidennetyn toimeenpano-ajataulun piiriin. Kuvassa 6 on esitetty Leppäkosken Sähkö Oy:n rakentamien keskijännitejohtojen ja -kaapelien ikätiedot sekä asennusmäärät. Energiaviraston valvontamenetelmissä neljännelle ja viidennelle valvontajaksolle keskijänniteverkon komponenttien keskimääräiseksi pitoajaksi on määritelty noin 40–50 vuotta [27, s. 106]. Punaisella katkoviivalla on erotettu nykyisen lainsäädännön sekä pidennetyn toimeenpanoajan mukaan käyttöikänsä päähän tulleiden keskijännitejohtojen ja -kaapelien osuus 40 vuoden pitoajalla.



Kuva 6. Leppäkosken Sähkö Oy:n keskijännitejohtojen ja -kaapeleiden ikätiedot [6]

Kuvasta 6 voidaan havaita, että keskijänniteverkon suurimmat asennusmäärät sijoittuvat 80- ja 90-luvuille. Tällöin verkko on etenkin haja-asutusalueilla rakennettu pääosin ilmajohtoina. 2000-luvulla asennusmäärät ovat jonkin verran vähentyneet ja rakentamisen huippuvuosista poiketen uusien keskijännitekaapelien osuus on kasvanut. Viime vuosina

uusien ilmajohtojen rakentaminen on jo harvinaista. Kuvan merkinnöillä pyritään havainnollistamaan sitä osuutta keskijännitejohdoista ja -kaapeleista, jotka vuosien 2028 ja 2036 toimitusvarmuusvaatimusten tavoiteaikataulujen mukaan ovat saavuttaneet 40 vuoden pitoajan mukaisen käyttöiän. Tämän perusteella voidaan havaita, että vuoden 2028 toimeenpanoajan lopulla valitun pitoajan on saavuttanut noin 42 % keskijännitejohdoista ja -kaapeleista, kun taas vuoden 2036 mukaista toimeenpanoaikaa vastaava osuus on jo noin 68 %. Nämä tiedot viittaisivat siihen, että lakiuudistus todennäköisesti vaikuttaisi merkittävästi verkon ennenaikaiseen uusimistarpeeseen. Tätä väittämää ei voi kuitenkaan todeta riittävän varmaksi ilman tarkempaa analyysia mm. johtojen ja kaapeleiden määrien jakautumisesta sekä sijainnista sähkönjakelun kriittisyyteen nähden.

4.4 Toimitusvarmuuden parantaminen

Verkonhaltijan vastuulla on toimitusvarmuustason nostaminen sähkömarkkinalain vaatimusten mukaiseksi siirtymäsäännöksen määrittelemässä ajassa. Verkon toimitusvarmuuden parantamiseen on saatavilla useita eri menetelmiä, jotka kuitenkin vaativat joko verkostoinvestointeja tai kunnossapidon lisäämistä [40, s. 55]. Verkkoyhtiöiden verkko-tekniisiä ratkaisuja jakelukeskeytysten vähentämiseksi ja sähköverkon toimitusvarmuuden parantamiseksi on esitetty taulukossa 2, jossa menetelmien vaikutusta on arvioitu sekä normaalien että pitkien jakelukeskeytysten (suurhäiriöiden) näkökulmasta.

Taulukko 2. Verkkotekniset menetelmät toimitusvarmuuden parantamiseksi: ++ merkittävä vaikutus/nopea (1–5 a), + kohtalainen vaikutus/keskimääräinen nopeus (5–15 a), - ei vaikutusta/hidas (15–40 a). [40, s. 19]

Tekniikka	Vaikutus normaaliin käyttövarmuuteen	Vaikutus pitkien katkojen keston ja laajuuteen	Toteutusnopeus
Verkstoautomaatio	++	–	++
Sähköasemat	++	+	++
Avojohdot nykypaikoille	–	–	+
Avojohdot tien varteen	++	+	+
PAS-johdot nykypaikoille	++	–	+
Ilmakaapelit	++	+	+
1000 V pj-johdot, kaapeli	++	++	–
20 kV:n kaapelointi	++	++	–
0,4kV:n kaapelointi	+	++	–

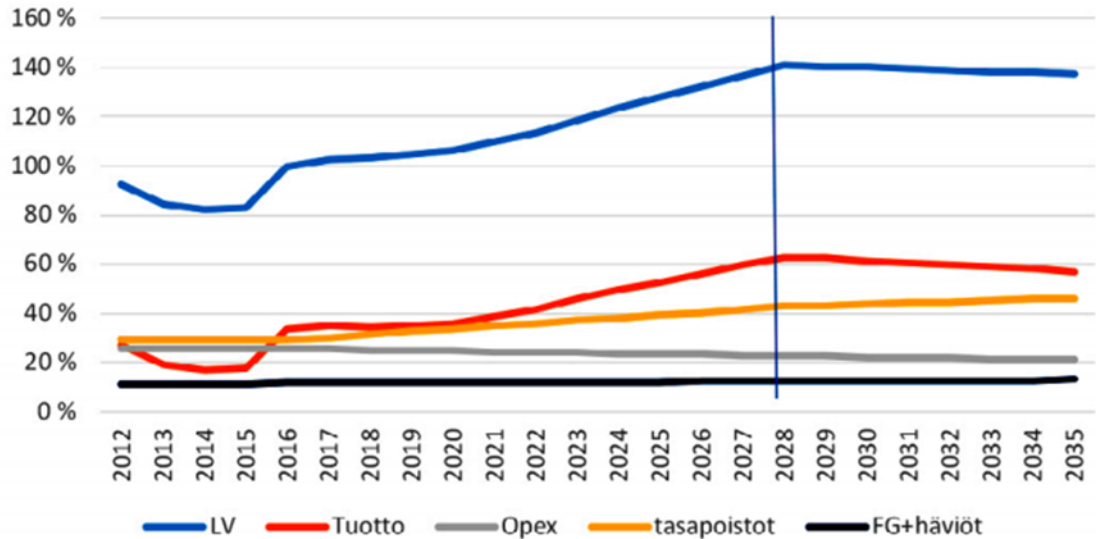
Taulukosta nähdään, että esimerkiksi keskijänniteverkon ja 1000 V pj-johtojen kaapeloinnilla saavutetaan normaaleissa jakelukeskeytyksissä sekä suurhäiriötilanteissa toimitusvarmuudessa merkittävä positiivinen vaikutus. Laajamittaiset keskijänniteverkon kaapeloinnit ovat kuitenkin kalliita, ja niiden toteutusaikataulu on pitkä. Tämä siksi, että nopeampi aikataulu nostaisi kustannuksia huomattavasti, kun verkossa joudutaan uusiin pitoajaltaan käyttökelpoisia johto-osuuksia ennenaikaisesti. Maahan kaivettu kaapeli on kuitenkin säävarma ja toiminnaltaan erittäin luotettava.

Laajojen maakaapelointien sijaan verkostoautomaation lisääminen on kustannustehokas ja nopea tapa parantaa toimitusvarmuutta normaaleissa olosuhteissa. Verkostoautomaation lisääminen ei kuitenkaan juurikaan vaikuta suurhäiriötilanteen syntymiseen, jolloin pelkästään tällä ei saavuteta riittävää toimitusvarmuuden tasoa [40, s. 20]. Sähköverkon saneerausta suunniteltaessa on siis järkevää pyrkiä yhdistämään useita taulukossa esitettyjä menetelmiä parhaan ratkaisun löytämiseksi.

4.5 Toimitusvarmuuden parantamisen taloudelliset seuraukset

Toimitusvarmuuden parantaminen vaatimusten mukaiselle tasolle vaatii n. 2,9 mrd. € lisäinvestointeja vuosina 2014–2028 [2, s. 34]. Tämän lisäksi ikääntyvää verkkoa uusitaan samalla aikavälillä n. 6,6 mrd.:lla eurolla [2, s. 34]. Huomattavan suuret kustannukset tarkoittavat valvontamallin mukaisten tasapoistojen määrän ylittäviä investointeja, jotka vaikuttavat merkittävästi verkkoyhtiölle sallitun kohtuullisen tuoton ja liikevaihdon määrään.

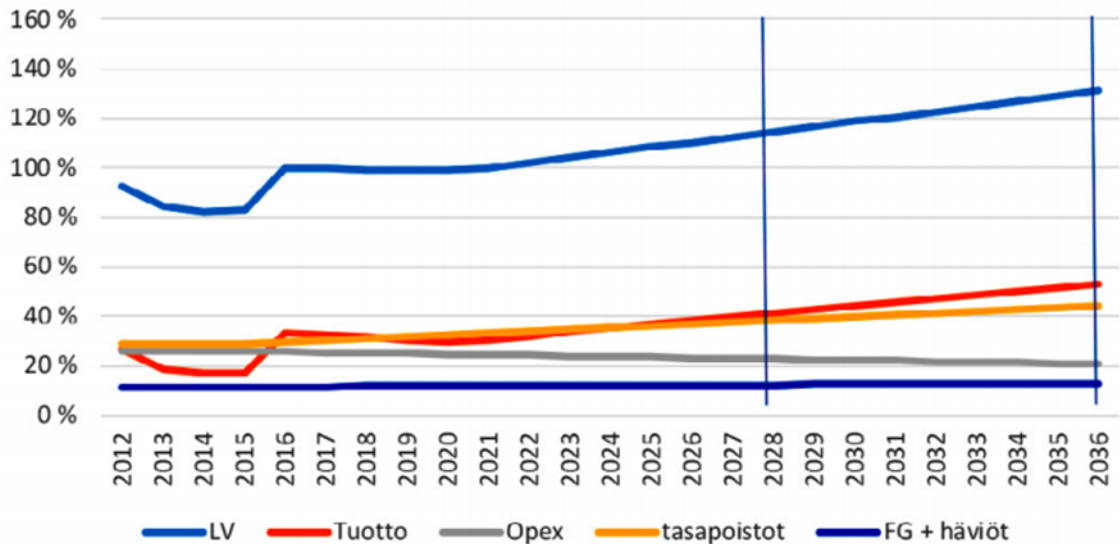
Työ- ja elinkeinoministeriölle 29.11.2018 luovutetussa selvityksessä ”Sähkönsiirtohinnot ja toimitusvarmuus” on arvioitu toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseksi vaadittavien kustannusten vaikutuksia sähköverkkoliiketoiminnan liikevaihdon ja sen osakomponenttien muutokseen, kun vaatimukset saavutetaan vuoden 2028 tai 2036 loppuun mennessä [2, s. 49–53]. Selvityksessä tarkastellaan pääosin haja-asutusalueella toimivaa verkkoyhtiötä (verkkopituus > 200 m/asiakas ja verkkopituus > 15 m/kWh), jonka vuoden 2016 liikevaihtoa on kuvattu 100 % vertailutasona. Liikevaihdon ja sen osakomponenttien muutosta, kun vaadittu toimitusvarmuustaso saavutetaan vuoteen 2028 mennessä, on havainnollistettu kuvassa 7.



Kuva 7. Verkkoyhtiön liikevaihdon ja sen eri osakomponenttien muutos, kun toimitusvarmuustaso saavutetaan 2028 [2, s. 51]

Kuvasta voidaan havaita, että verkkoyhtiön liikevaihto on kasvanut noin 40 % vuosina 2016–2028. Voimakas liikevaihdon nousu voidaan selittää osittain verkon nykykäyttöarvon kasvamisella, jota hyödynnetään kohtuullisen tuoton laskennassa pääomana. NKA lasketaan vähentämällä jälleenhankinta-arvosta keski-ikä ja pitoajan osamäärää vastaava arvo. Verkon komponenttien keski-ikä alenee investointien vaikutuksesta, jolloin myös laskennassa käytettävä osamäärä pienenee. Tämän lisäksi kalliimpien komponenttien hyödyntäminen johtaa jälleenhankinta-arvon kasvamiseen, joka vaikuttaa kuluttajaindeksin kanssa tasapoistojen määrään.

Kuvassa 8 on esitetty saman verkkoyhtiön liikevaihdon muutos, kun vaadittu toimitusvarmuustaso saavutetaan poikkeuksellisesti vuoteen 2036 mennessä. Kuvassa esitetty tilanne voi olla mahdollinen niillä verkkoyhtiöillä, joille on myönnetty lisäaikaa toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseen tai jos hallituksen lakiesityksen (HE-SML ym 2020 V2 09012020) mukainen muutos pääosin haja-asutusalueilla toimivien verkkoyhtiöiden siirtymäajan pidentämisestä hyväksytään kirjattavaksi lakiin.



Kuva 8. Verkkoyhtiön liikevaihdon ja sen eri osakomponenttien muutos, kun toimitusvarmuustaso saavutetaan 2036 [2, s. 52]

Kuvasta voidaan havaita, että tarkasteltavan sähköverkkoyhtiön liikevaihdon kasvu on huomattavasti maltillisempaa edelliseen skenaarioon verrattuna. Liikevaihto vuonna 2028 on kasvanut vertailutasosta 15 %, kun se edellisessä tilanteessa oli kasvanut jopa 40 %. Myös lopullinen liikevaihdon n. 30 % kasvu on edellistä alhaisempi. Pidennetyllä aikataululla verkon komponenttien ennenaikaista uusimista saadaan vähennettyä ja verkon NKA jää tällöin hieman pienemmäksi, mikä selittää liikevaihdon maltillisemmän kasvun sekä alhaisemman lopullisen tason.

Verkkoyhtiöiltä vaaditut investoinnit sekä valvontamallin mahdollistama liikevaihdon kasvu näkyvät sähkökäyttäjien verkkopalvelun hinnan nousuna, ja tämä todennäköisesti jatkuu myös tulevaisuudessa [2, s. 64]. Kolmannen valvontajakson aikana (2012–2015) tapahtui voimakas alentuminen WACC-luvussa (Weighted Average Cost of Capital) nimellisen riskittömänä korkokantana käytetyn Suomen valtion 10 vuoden obligation koron laskun sekä WACC-luvun laskennassa käytettävien parametrien muutosten takia [34, s. 22]. Tämä sai aikaan tilanteen, jossa osa jakeluverkkoyhtiöistä jäi ylijäämäiseksi, joka oli kompensoitava 4. valvontajaksolla (2016 – 2019) [2, s. 53]. Kun samaan aikaan kompensoidaan edellisen valvontajakson ylijäämää ja 4. valvontajakson valvontamalli salli merkittävän liikevaihdon kasvattamisen sekä monet verkkoyhtiöt pyrkivät välttämään suuren mediahuomion saanutta siirtohintojen rajua kasvattamista, on todennäköistä, että monet verkkoyhtiöt ovat alijäämisiä 4. valvontajakson lopulla. Investointitarpeen kuitenkin ollessa huomattava seuraavan kymmenen vuoden aikana sekä mahdollisuus tasata alijäämä ainoastaan seuraavalla valvontajaksolla, ovat siirtohintojen korotuspaineet huomattavat. [2, s. 53].

4.6 Keskijänniteverkon jakelukeskeytykset

Jakelukeskeytyksiä aiheuttavat etenkin metsäisillä alueilla sijaitsevien ilmajohtojen päälle kaatuneet puut ja pudonneet oksat, mutta myös tekniset viat, salammat, lumi- ja jääkuormat sekä kova pakkanen. Teknisistä vioista aiheutuneet jakelukeskeytykset rajoittuvat useimmiten tiettyyn vikakohteeseen, jolloin niiden eristäminen on yleensä helppoa, ja jakelu saadaan palautettua kytkentäjärjestelyiden avulla lähialueilla normaalisti. Poikkeuksellisten luonnonolojen aikaan vikoja saattaa esiintyä samanaikaisesti useissa paikoissa eri puolilla verkkoa, jolloin korjaustyöt vaativat aikaa, ja jakelun palauttaminen nopealla aikataululla on useimmiten mahdotonta. Voimistuneiden ja yleistyneiden poikkeuksellisten luonnonolojen takia on myös todennäköistä, että tämän tyyppiset jakelukeskeytykset yleistyvät.

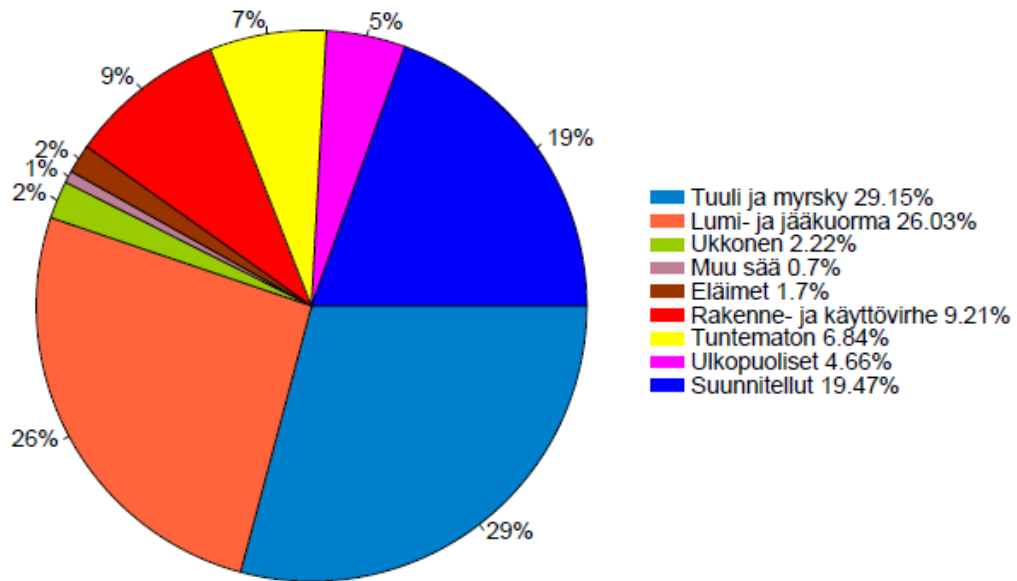
Standardin SFS-EN 50160 mukaan keskeytykseksi määritellään tilanne, jossa jännite liittämiskohdassa on alle 5 % vertailujännitteestä [41, s. 14]. Jakelukeskeytykset voidaan jakaa aiheuttajan mukaan [41, s. 14]:

- suunniteltuihin keskeytyksiin, jotka johtuvat verkossa tehtävistä töistä ja joista on ilmoitettu asiakkaille etukäteen
- vika- tai häiriökeskeytyksiin, jotka johtuvat verkossa ilmenevistä tilapäisistä tai pysyvistä vioista.

Häiriökeskeytykset voidaan edelleen luokitella niiden keston mukaan [41, s. 14]:

- lyhyisiin keskeytyksiin, joilla tarkoitetaan ohimenevän vian aiheuttamaa enintään kolmen minuutin pituista jakelukeskeytystä. Tähän lasketaan kuuluvaksi myös pikajälleenkytkennät (PJK) sekä aikajälleenkytkennät (AJK).
- Pitkiin keskeytyksiin, joilla tarkoitetaan pysyvän vian aiheuttamaa yli kolmen minuutin pituista jakelukeskeytystä.

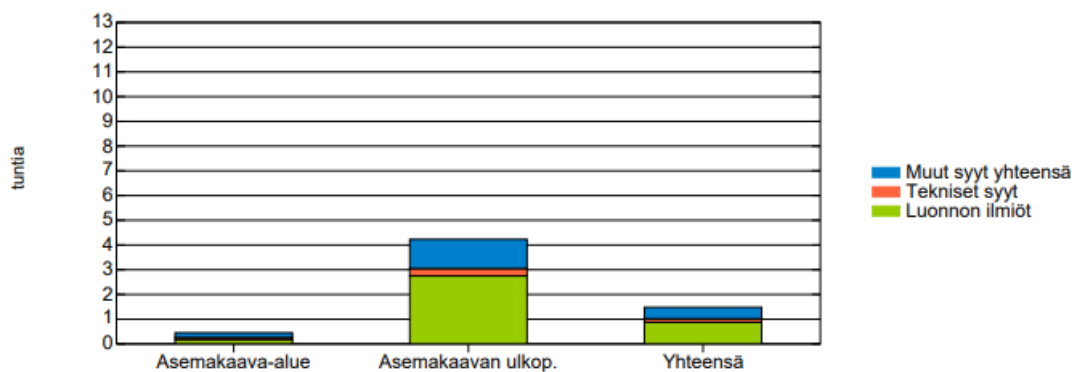
Kuvassa 9 on esitetty keskijänniteverkon keskeytysajan aiheuttajat vuodelta 2017. Tuoksissa ei ole huomioutu jälleenkytkentöjä.



Kuva 9. Keskijänniteverkon keskeytysajan aiheuttajat 2017 [42, s. 3]

Kuvasta voidaan havaita, että yli puolet jakelukeskeytyksistä keskijänniteverkossa aiheutuu tuulen ja myrskyn sekä lumi- ja jääkuorman vaikutuksesta. Käytännössä tällä tarkoitetaan tuulen johdoille kaatamia puita sekä tykkylumen ja jään taivuttamia oksia. Vaikka keskeytysten määrään ja keston voidaan vaikuttaa monin eri keinoin, täysin keskeytystöntä sähkönjakelua ei ole taloudellisista syistä järkevää tavoitella. Tämä vaatisi verkostoinvestointeja sellaisten vikojen varalle, joiden toteutuminen on erittäin epätodennäköistä.

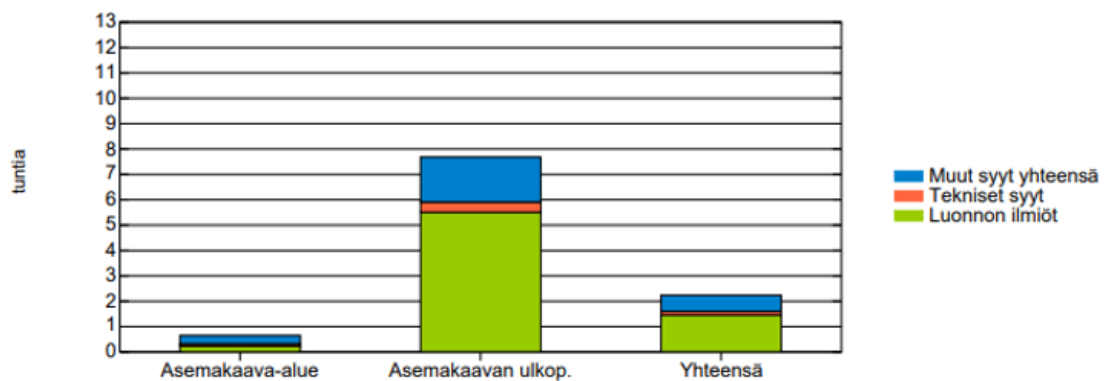
Kuvan 9 tilastot on esitetty koko tarkasteltavalle verkolle, eikä niissä oteta huomioon esimerkiksi verkon sijaintia. Kuvassa 10 on esitetty Energiategollisuuden keräämiä tilastoja vuoden 2017 keskimääräisistä keskeytysajoista, ja niiden aiheuttajista asemakaava-alueella ja sen ulkopuolella.



Kuva 10. Keskimääräinen keskeytysaika asiakkaalla vuodessa 2017, h/a, jälleenytkennät eivät ole mukana, keskeytysten käyttöpaikkatunnit jaettuna ko. verkon kaikilla käyttöpaikkamäärillä, (kph/kp) [42, s. 3]

Kuvasta 10 sekä Energiateollisuuden vuoden 2017 keskeytystilastoista voidaan havaita, että jakelukeskeytysten kesto asemakaava-alueen ulkopuolella on merkittävästi asemakaava-aluetta suurempi, ja keskeytysten aiheuttajista luonnonilmiöiden osuus on yli 50 %. Luonnonilmiöiden suuri osuus jakelukeskeytysten aiheuttajana on huomionarvoista myös siksi, että kyseisenä vuonna ei ollut merkittäviä laajoja jakelukeskeytyksiä aiheuttaneita myrskyjä. Luonnonilmiöiden vaikutukset asemakaava-alueella voidaan havaita olevan vähäiset.

Kuvassa 11 on esitetty Energiateollisuuden keräämiä tilastoja vuoden 2016 keskimääräisistä keskeytysajoista ja niiden aiheuttajista sekä asemakaava-alueella että sen ulkopuolella. Tilastoihin vaikuttavat merkittävästi kyseisenä vuotena riehunut Rauli-myrsky, jonka vaikutuksesta jopa 200 000 kotitaloutta oli ilman sähköä ympäri Suomen [43].



Kuva 11. Keskimääräinen keskeytysaika asiakkaalla vuodessa 2016, jälleenykkennät eivät ole mukana, h/a, (kph/kp), [44, s. 3]

Kuvasta 11 sekä Energiateollisuuden vuoden 2016 keskeytystilastoista voidaan havaita, että asemakaava-alueen ulkopuolella jopa 70 % jakelukeskeytyksistä oli erilaisten luonnonilmiöiden aiheuttamia [44, s. 3]. Tässä oleellisena osana ovat tuuli ja myrskyt. Keskeytysaika asemakaava-alueella ei juurikaan poikkea vuoden 2017 tilastoista. Kuvien 10 ja 11 perusteella voidaan siis päätellä, että luonnonilmiöt osana sähkönjakelun toimitusvarmuutta ovat merkittävä epävarmuutta aiheuttava tekijä, mutta vaikutukset rajoittuvat pääosin haja-asutusalueille, joissa säävarman verkon osuus on vielä toistaiseksi vähäinen. Tilanne tulee kuitenkin todennäköisesti parantumaan merkittävästi 2020-luvun aikana, kun taajamien kaapelointiprojektit saadaan päätökseen ja toimitusvarman verkon kehittämisen painotus siirtyy kauemmas väestökeskuksista.

4.7 Suurhäiriöt

Suurhäiriöllä viitataan yleensä laajoihin sähköverkon häiriötilanteisiin, jotka aiheutuvat joko poikkeuksellisista sääoloista, teknisestä viasta tai inhimillisestä virheestä [12, s. 6]. Normaaleissa olosuhteissa tapahtuva jakeluverkon häiriö tarkoittaa useimmiten yksittäistä verkossa esiintyvää vikaa, joka sijainnista riippuen johtaa joidenkin satojen tai tuhansien sähkönkäyttäjien sähkönjakelun keskeytymiseen muutamiksi tunneiksi. Suurhäiriöstä voidaan puhua silloin, kun lyhyellä aikavälillä useita sähköasemia irtoaa verkosta ja viat ovat pitkäkestoisia tai häiriö heikentää merkittävästi yhteiskunnan toimintaa [12, s. 11].

Suurhäiriölle on esitetty useita erilaisia määritelmiä, jotka useimmiten käsittelevät asiaa verkonhaltijan näkökulmasta. Eräs suurhäiriölle esitetty määritelmä on annettu IEEE standardissa 1366-2003 ja käännetty Energiaviraston Tampereen sekä Lappeenrannan teknillisiltä yliopistoilta tilaamassa tutkimusraportissa seuraavalla tavalla: *”Suurhäiriö tarkoittaa tapahtumaa, joka ylittää kohtuulliset sähköjärjestelmän mitoitus- ja toimintarajat. Suurhäiriö sisältää ainakin yhden suurhäiriöpäivän. Suurhäiriöpäivä on päivä, jolloin päivittäinen SAIDI ylittää viiden vuoden tilastojen avulla määritetyn raja-arvon.”* [12, s. 11].

Suurhäiriöstä aiheutuneiden välittömien kustannusten, kuten vian korjauksen lisäksi häiriön vaikutuksia arvioidessa on tarkasteltava myös välillisiä vaikutuksia. Tätä varten suurhäiriöt voidaan jaotella eri luokkiin, joissa otetaan huomioon häiriön kesto, laajuus (asiakasmäärillä mitattuna) ja sijainti (haja-asutusalue, kaupunkialue vai taajama) [12, s. 12–13]. Esimerkiksi pitkään jakelukeskeytys haja-asutusalueella tuskin aiheuttaa mittavaa vahinkoa, sillä maataloudet, kuten eläintilat, ovat nykyisin hyvin varautuneita poikkeuksellisiin olosuhteisiin varavoimakonein ja akustoin [12, s. 13]. Tavallisille sähkönkäyttäjille aiheutuu enimmäkseen haittaa asumismukavuuteen sekä mahdollisesti rahallista menetystä pilaantuneista elintarvikkeista. Kaupunkialueella sen sijaan lyhyetkin keskeytykset lamaannuttavat osittain tai jopa kokonaan liike-elämän, julkisten palveluiden sekä teollisuuden toiminnan häiriön ajaksi [12, s. 14]. Kriittiset osa-alueet kuten terveydenhuollon toiminnot kyetään kuitenkin ylläpitämään varavoiman turvin [12, s. 14]. Häiriön pitkittyessä seurauksena on yhteiskunnan toiminnan alueellinen lamaantuminen, mistä seuraa merkittävää haittaa alueen asukkaille ja mahdollisesti myös lähialueille.

Suurhäiriöt aiheuttavat sähköverkkoyhtiöille taloudellisia tappioita ja selvää haittaa yhtiön imagolle, mutta myös kasvanut turvallisuusriski on selvä. Turvallisuusriskillä tarkoi-

tetaan tässä yhteydessä etenkin vaikeissa oloissa työskentelevien henkilöiden työturvallisuutta [12, s. 16]. Suoria taloudellisia kustannuksia aiheuttavat ilmenneiden vikojen korjaukset sekä asiakkaille maksettavat vakiokorvaukset. Välillisesti liiketoiminnan taloudellisuuteen vaikuttavat esimerkiksi kasvavat keskeytyskustannukset.

4.8 Keskeytyksestä aiheutuva haitta

Keskeytyksestä aiheutuvaa haittaa kuvataan KAH-arvolla, joka on asiakkaalle jakelukeskeytyksen seurauksena aiheutuva rahamääräinen kustannus. KAH:lla kuvataan sähkönjakelun luotettavuutta. Keskeytyskustannukset erityyppisille jakelukeskeytyksille lasketaan keskeytysten lukumäärien ja keskeytysaikojen sekä keskeytysten yksikköhintojen perusteella keskeytyneen tehon (€/kW) sekä jakamatta jääneen energian (€/kWh) mukaan [27, s. 69]. KAH-arvoa voidaan käyttää toimitusvarmuuden parantamiseksi tehtävien verkkoinvestointien suunnittelussa. Se on myös merkittävässä osassa verkkoliiketoiminnan valvonnassa neljännellä ja viidennellä valvontajaksolla käytettävän laatukanustimen laskentaa.

Keskeytyksestä aiheutuvan haitan ja sähkönjakelun luotettavuuden arvon määrittämiseen liittyy useita näkökohtia. Jos asiakkailta kysyttäisiin asiasta suoraan, vastaajia saat-taisi ohjata tietoisuus tulosten käyttötarkoituksesta enemmän kuin halu kertoa todellisista aiheutuneista kustannuksista [45, s. 6]. Tästä syystä erilaisia epäsuoria kyselymenetelmiä sovelletaan asiakkaan näkemyksen tulkitsemiseen. Tämän lisäksi on erotettava sähkönjakelun ja sähkönjakelun luotettavuuden arvo toisistaan [45, s. 6]. Tällä tarkoitetaan sitä, että vaikka sähkönkäyttö eri alueilla, kuten kaupungissa ja maaseudulla, voi olla samantyyppistä, ei voida kuitenkaan olettaa, että keskeytyksestä aiheutuva haitta on sama [45, s. 7]. Lopuksi on vielä määriteltävä, mitkä tekijät muodostavat luotettavan sähkönjakelun.

4.8.1 Keskeytyksestä aiheutuvan haitan laatu

Sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuvan haitan arvioinnissa on otettava huomioon keskeytyksen luonne, ajankohta sekä sähkön loppukäyttäjän kulutuksen luonne [45, s. 7]. Keskeytyksen luonteeseen vaikuttaa etenkin keskeytyksen tyyppi eli onko kyseessä suunniteltu jakelukeskeytys vai vikakeskeytys, ja onko tästä ilmoitettu etukäteen sekä onko keskeytykseen ollut mahdollista varautua [45, s. 7]. Lyhyetkin odottamattomat keskeytykset etenkin teollisuusasiakkailta voivat johtaa merkittävään rahalliseen menetykseen, kun prosessissa käytetty materiaali pilaantuu jos tuotannon ylösajo keskeytyk-

sen jälkeen kestää huomattavan kauan. Ilmoitus suunnitellusta keskeytyksestä voi pienentää asiakkaan keskeytyskustannuksia enimmillään jopa 34 % [45, s. 7]. Keskeytyksen tyyppin lisäksi sen luonteeseen vaikuttavat sekä keskeytyksen kesto että se, kuinka nopeasti tästä on tietoa saatavilla. Vikakeskeytystilanteessa keston arviointi voi olla vaikeaa, mutta jos asiakkaiden tietoon saadaan tästä arvio, voivat keskeytyskustannukset pienentyä 6–16 % [45, s. 7].

Toisena tarkastelun kohteena olevaan keskeytysajankohtaan vaikuttavat asiakkaan tarpeet. Tarpeet vaihtelevat sen mukaan, tapahtuuko keskeytys suuren vai pienen sähkönkulutuksen aikana, kuten esimerkiksi juhlapyyhinä tai kovalla pakkasella [45, s. 7]. Kolmantena tekijänä on liittyjän, eli asiakkaan, sähkön käytön luonne. Sähkön käytön osalta tarkka määrittely on hankalaa, joten asiakkaat on jaettu erilaisiin ryhmiin, jotka parhaiten kuvaavat sähkön käyttöä [45, s. 7]. Näitä ovat mm. kotitalous, maatalous, julkinen, palvelu ja teollisuus. Jako on erittäin karkea, ja myös ryhmien sisällä on vaihtelua. Esimerkiksi sähkölämmitteinen omakotitalo on riippuvaisempi sähkönjakelusta kuin öljylämmitteinen. Maataloudessa kotieläin- ja kasvihuonetilat muistuttavat taas sähkökäytöltään enemmän teollisuutta kuin viljatilat [45, s. 7].

4.8.2 Keskeytyksestä aiheutuvan haitan arviointimenetelmät

Sähkönjakelun keskeytyksestä asiakkaalle aiheutuvan haitan arviointimenetelmiä on käytettävissä useita. Arviointimenetelmät jaetaan pääasiassa kolmeen yleisempään luokkaan: epäsuorat analyyttiset menetelmät, tapaustutkimukset ja asiakaskyselyt [45, s. 7–8]. Epäsuorien analyyttisten menetelmien avulla arvioidaan keskeytyskustannuksia hyödyntämällä erilaisia tunnuslukuja, kuten siirtohintoja ja menetetyn tuotannon arvoa [45, s. 7]. Vahvuutena tässä menetelmässä on se, että uusia tunnuslukuja ei tarvitse kehittää ja tarvittava tieto on jo saatavilla [45, s. 8]. Menetelmän haittana on se, että tarkkoihin tuloksiin on vaikea päästä, sillä käytettyjen tunnuslukujen tulokset ovat melko yleisiä ja tulkinnanvaraa on paljon [45, s. 8].

Tapaustutkimukset perustuvat tietystä keskeytyksestä kerättyyn todelliseen aineistoon, joten ne ovat siksi huomattavasti tarkempia kuin epäsuoran menetelmän tutkimukset [45, s. 8]. Tämän kaltaisia tutkimuksia tosin on mahdollista tehdä vain laaja-alaisille suurhäiriöille, sillä aineiston kerääminen on kallista [45, s. 8].

Asiakaskyselyissä sähköverkon käyttäjiä pyydetään itse arvioimaan keskeytyksestä aiheutuneita kustannuksia [45, s. 8]. Tämän menetelmän hyvänä puolena on se, että asi-

akkaat tietävät itse parhaiten keskeytyksestä heille aiheutuneen haitan. Kyselyllä saatuihin tietoihin on kuitenkin suhtauduttava tietynasteisen kriittisesti, sillä vastaukset kustannuksista voivat olla käyttötarkoituksesta riippuen tarkoitushakuisia [45, s. 8]. Jokaisella asiakasryhmällä myös on omat erityispiirteensä, jotka vaikuttavat saatuihin tuloksiin.

4.8.3 Keskeytyksestä aiheutuvan haitan laskenta

Verkkoyhtiölle määritettävän KAH-arvon laskennassa käytetään hyödyksi Energiaviraston keräämiä tilastoja ja antamia suosituksia. Laskennassa otetaan huomioon odottamattomat vikakeskeytykset, suunnitellut keskeytykset sekä pika- ja aikajälleenkytkennät. Keskijännitteisen 1–70 kV:n jakeluverkon keskeytyksestä aiheutuvan haitan laskennassa erityyppisten keskeytysten yksikköhinnat kerrotaan näitä vastaavilla energiapainotetuilla keskeytyslukemilla. Tämä tulos kerrotaan asiakkaille siirrettyllä keskimääräisellä vuosienenergialla. Yksikköhinnat on esitetty vuoden 2005 rahanarvossa, joten niille on tehtävä kuluttajahintaindeksin mukainen korjaus vertailukelpoisuuden säilyttämiseksi. Keskeytyksestä aiheutuvan haitan laskukaava on esitetty kaavassa 1 [27, s. 70].

$$KAH_{t,k}^{KJ} = \left(\begin{array}{c} KA_{odott,t}^{KJ} \cdot h_{E,odott} + KM_{odott,t}^{KJ} \cdot h_{W,odott} \\ KA_{suun,t}^{KJ} \cdot h_{E,suun} + KM_{suun,t}^{KJ} \cdot h_{W,suun} \\ AJK_t^{KJ} \cdot h_{AJK} + PJK_t^{KJ} \cdot h_{PJK} \end{array} \right) \cdot \left(\frac{W_t}{T_t} \right) \cdot \left(\frac{KHI_k}{KHI_{2005}} \right) \quad (1)$$

missä:

$KAH_{t,k}^{KJ}$	= keskijänniteverkon toteutuneet keskeytyskustannukset vuonna t vuoden k rahanarvossa (€)
$KA_{odott,t}^{KJ}$	= keskijännitejakeluverkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysaika, (h)
$h_{E,odott}$	= odottamattomista keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysajalle, (€/kWh)
$KM_{odott,t}^{KJ}$	= keskijännitejakeluverkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysmäärä, (kpl)
$h_{W,odott}$	= odottamattomista keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysmäärälle, (€/kW)
$KA_{suun,t}^{KJ}$	= keskijännitejakeluverkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysaika, (h)
$h_{E,suun}$	= suunnitelluista keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysajalle, (€/kWh)

$KM_{suun,t}^{KJ}$	= keskijännitejaketuverkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysmäärä, (kpl)
$h_{W,suun}$	= suunnitelluista keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysmäärälle, (€/kW)
AJK_t^{KJ}	= keskijännitejaketuverkon aikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysmäärä, (kpl)
h_{AJK}	= aikajälleenkytkennöistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysmäärälle, (€/kW)
PJK_t^{KJ}	= keskijännitejaketuverkon pikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysmäärä, (kpl)
h_{PJK}	= pikajälleenkytkennöistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysmäärälle, (€/kW)
W_t	= siirretyn energian määrä vuonna t , (kWh)
T_t	= tuntien lukumäärä vuonna t
KHI_k	= kuluttajahintaindeksi vuonna k
KHI_{2005}	= kuluttajahintaindeksi vuonna 2005

Keskeytyksestä aiheutuvan haitan laskemiseksi on ensin määritettävä vuosienenergioilla painotetut keskeytysajat ja -määrät. Asiakkaan keskimääräisen vuotuisen n. 1–70 kV verkon keskeytyksestä aiheutuvan vuosienenergioilla painotetun keskeytysajan laskennassa muuntopiirien keskeytysajat kerrotaan niitä vastaavien muuntopiirien vuosienenergioilla. Tämän jälkeen vuosienenergioilla painotetut keskeytysajat summataan yhteen ja jaetaan tarkasteltavan keskijänniteverkon vuosienenergialla. Keskeytyksestä aiheutuneen vuosienenergioilla painotetun keskeytysajan laskenta on esitetty kaavassa 2 [46, s. 18].

$$KA^{KJ} = \frac{1}{W_{tot}} \cdot \sum_{l=1}^m \left(W_{mp}(l) \cdot \left(\sum_{i=1}^n ka_{mp}(i, l) \right) \right) \quad (2)$$

missä:

$ka_{mp}(i, l)$	= keskeytyksen i muuntopiiriin l aiheuttama keskeytysaika (h)
n	= keskeytysten lukumäärä (kpl)
m	= muuntopiirien lukumäärä (kpl)
$W_{mp}(l)$	= muuntopiirin l vuosienenergia (MWh)
W_{tot}	= jakelualueen vuosienenergia (MWh)

Asiakkaan keskimääräisen vuotuisen n. 1–70 kV verkon keskeytyksistä aiheutuvan vuosienenergiolla painotetun keskeytysmäärän laskennassa muuntopiirien vuosienenergia kerrotaan vastaavilla keskeytysten lukumäärillä. Tämän jälkeen vuosienenergiolla painotetut keskeytysmäärät summataan yhteen ja jaetaan tarkasteltavan keskijänniteverkon vuosienenergialla. Keskeytyksestä aiheutuvan vuosienenergiolla painotetun keskeytysmäärän laskenta on esitetty kaavassa 3 [46, s. 19].

$$KM^{KJ} = \frac{1}{W_{tot}} \cdot \sum_{l=1}^m (W_{mp}(l) \cdot k(l)) \quad (3)$$

missä:

$k(l)$ = muuntopiirin / vuotuinen keskeytysten lukumäärä (kpl)

Taulukossa 3 on esitetty tässä diplomityössä keskeytyksestä aiheutuvan haitan laskennassa käytetyt keskeytysten yksikköhinnat, jotka perustuvat vuonna 2005 Lappeenrantaan teknillisen yliopiston sekä Tampereen teknillisen yliopiston tekemään tutkimukseen. Laskennassa on myös mahdollista käyttää tarkempia käyttäjäryhmäkohtaisia yksikköhintoja, mutta vertailukelpoisuuden säilyttämiseksi aikaisempien tilastoitujen tulosten kanssa, ei näiden käyttö ole perusteltua. Käyttäjäryhmäkohtaisia yksikköhintoja ei myöskään ole mainittu verkkoliiketoiminnan valvontamenetelmissä. Taulukon 3 yksikköhinnat on esitetty vuoden 2020 rahanarvossa.

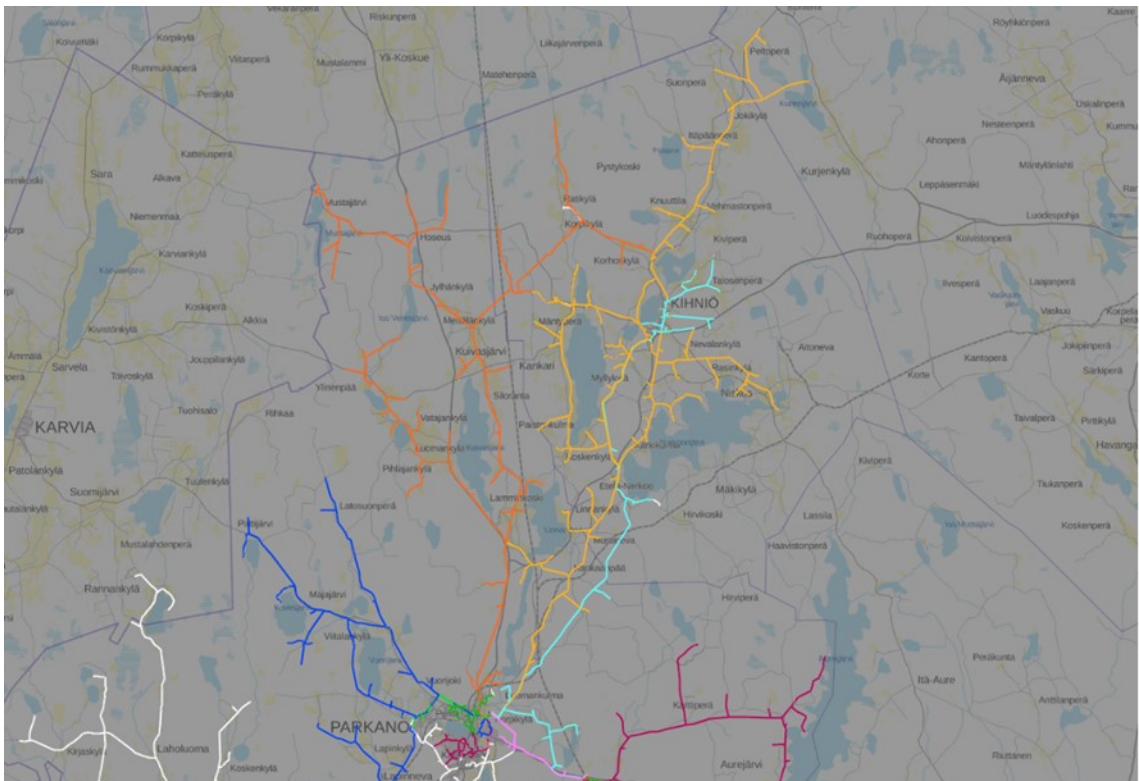
Taulukko 3. Keskeytyksestä aiheutuneen haitan yksikköhinnat vuoden 2020 rahanarvossa [27, s. 69]

Odottamaton keskeytys		Suunniteltu keskeytys		Aikajälleenytkentä	Pikajälleenytkentä
$h_{e,odott}$	$h_{w,odott}$	$h_{e,suun}$	$h_{w,suun}$	h_{AJK}	h_{PJK}
€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW	€/kW
13,56	1,36	8,4	0,62	1,36	0,68

5. TARKASTELTAVA SÄHKÖVERKKO

Tarkasteltava sähköverkko sijaitsee Parkanon pohjoisosan ja Kihniön kunnan alueella. Kihniö sijaitsee Pirkanmaan maakunnan luoteisrajalla, ja sen väkiluku vuoden 2019 tilastojen mukaan on 1865 [47]. Kihniön naapurikuntia ovat Kurikka, Ylöjärvi, Parkano, Seinäjoki ja Virrat. Kihniön kunnan asukastiheys on 4,9 asukasta neliökilometriä kohden, Suomen keskiarvoollisen asukastiheyden ollessa 16,3 asukasta neliökilometriä kohden [47, 48, s. 14]. Voidaan siis todeta, että tarkasteltava sähköverkko sijoittuu Suomen asukastiheyden suhteutettuna selvästi harvaanasutulle alueelle.

Alueen keskijänniteverkon lähtöjen yhteenlaskettu johtopituus on noin 300 km. Tästä suurin osa on ilmajohtoja. Sähkökäyttöpaikkoja on hieman yli 2400 kappaletta, jotka ovat lukumäärällisesti painottuneet kotitalouksiin, ja vapaa-ajan kiinteistöihin. Näiden lisäksi sähkökulutuksen osalta yksittäinen merkittävin tekijä alueen vuotuisen energiankulutukseen suhteutettuna on teollisuus. Tarkasteltava keskijänniteverkko on esitetty kuvassa 12, jossa verkon värityksellä on havainnollistettu eri keskijännitelähdöt.



Kuva 12. Tarkasteltava keskijännitteinen sähkönjakeluverkko, väritys lähdöittäin

Tarkasteltavaa sähköverkkoa syötetään kolmen lähdön kautta Parkanon ja Jaakkolan 110/20 kV sähköasemilta. Parkanon sähköaseman lähdöt ovat J11 Kuivasjärvi ja J10 Kihniö. Jaakkolan sähköaseman lähtö on J07 Pitkäjärvi. Näiden lisäksi Parkanon sähköasemalta voidaan tarvittaessa korvata Jaakkolan sähköaseman syöttökapasiteettia lähdön J13 Kihniö 2 kautta, mutta verkon normaalitilanteessa kyseinen kytkentäjärjestely ei ole käytössä. Alueella on kolme varayhteyttä Koillis-Satakunnan Sähkö Oy:n 20 kV:n jakeluverkkoon, mutta varayhteyksien kautta tarkasteltavan alueen verkkoon syötetty sähköenergia on vähäistä. Varayhteyksien käyttömahdollisuudet ovat myös vikatapauksen sattuessa vähäiset. Taulukossa 4 on esitetty jakeluverkon perustietoja lähdoittain. Taulukossa esitetyt kuormitusvirta sekä jännitteenalenema ovat maksimiarvoja ja oikosulkuvirta minimiarvo.

Taulukko 4. Tarkasteltavan verkon perustiedot lähdoittain

Sähköasema	Lähtö	Vuosiener- gia (MWh)	Kuormitus- virta (A)	Jännitteen- alenema (%)	Oikosulku- virta (A)
Parkano	J11 Kuivasjärvi	7 445	52	5,3	210
Parkano	J10 Kihniö	11 500	74	5,3	470
Jaakkola	J07 Pitkäjärvi	9 243	55	2,3	500

5.1 Tarkasteltavat johtolähdöt

Tässä luvussa käydään läpi tarkasteltavan verkon lähtöjen perustiedot siltä osin, kuin niiden esittäminen on diplomityössä tehtävien analyysien ja laskennan kannalta merkityksellistä. Lähdöille esitetyt tiedot perustuvat Trimble-NIS verkkotietojärjestelmän sekä jakeluverkkoyhtiöltä saatujen raporttien tietoihin. Kuvassa 12 esitetystä jakeluverkossa lähtö J11 Kuivasjärvi on merkittynä oranssilla, lähtö J10 Kihniö keltaisella sekä lähtö J07 Pitkäjärvi vaalean sinisellä värillä. Taulukossa 5 on esitetty perustiedot tarkasteltavien lähtöjen rakenteesta.

Taulukko 5. Perustiedot tarkasteltavan sähköverkon lähtöjen rakenteesta

Lähtö	Johtopituus (km)	Ilmajohto (km)	Maakaapeli (km)	Kaapelointiaste (%)
J11 Kuivasjärvi	113,4	105,0	8,4	7,4
J10 Kihniö	143,9	119,0	24,8	17,2
J07 Pitkäjärvi	54,0	48,6	5,3	9,9
Yhteensä	311,2	272,7	38,6	12,4

Taulukon 5 arvojen perusteella voidaan havaita, että merkittävä osa olemassa olevasta keskijänniteverkosta on ilmajohtoina. Ilmajohdoista suurin osa on toteutettu avojohtona, mutta verkosta löytyy myös PAS-johtoa. Yksittäisten lähtöjen sekä näiden yhteenlaskettu kaapelointiaste nykytilanteessa on Leppäkosken vuoden 2028 tavoite huomioiden vielä varsin alhainen. Ilmajohdojen merkittävä osuus kokonaisverkkopituudesta sekä metsäisillä alueilla kulkevien johto-osuuksien määrä ja sijainti aiheuttavat huomattavan riskin jakelukeskeytyksen, keskeytyksestä aiheutuvan haitan, sekä vakiokorvausten aiheuttamien kustannusten kasvamiselle.

Taulukoissa 6–8 on esitetty tarkasteltavan verkon lähtöjen käyttäjäryhmäkohtaiset sähkökäyttöpaikkojen lukumäärät, vuosittaiset sähkönkulutukset sekä keskitehot. Saadut kulutustiedot perustuvat todellisiin tuntimittaustietoihin. Verkkotietojärjestelmään ei ole merkitty käyttäjäryhmien keskitehoa, joten se on arvioitava vuosittaisen energiankulutuksen perusteella.

Taulukko 6. Lähtö J11 Kuivasjärvi, käyttäjäryhmäkohtaiset perustiedot

Käyttäjärühmä	Käyttöpaikkojen lukumäärä	Sähkönkulutus (MWh/a)	Keskiteho (kW)
Kotitalous	240	1996,5	227,9
Maatalous	89	1152,8	131,6
Yksityinen palvelu	15	412,1	47,0
Julkinen palvelu	27	483,1	55,1
Teollisuus	4	2530,2	288,8
Loma-asunnot	306	906,4	103,5
Yhteensä	681	7481,1	853,9

Taulukko 7. Lähtö J10 Kihniö, käyttäjäryhmäkohtaiset perustiedot

Käyttäjärühmä	Käyttöpaikkojen lukumäärä	Sähkönkulutus (MWh/a)	Keskiteho (kW)
Kotitalous	460	3797,8	433,5
Maatalous	116	1522,8	173,8
Yksityinen palvelu	19	1673,8	191,1
Julkinen palvelu	22	904,2	103,2
Teollisuus	29	1575	179,8
Loma-asunnot	516	2017	230,3
Yhteensä	1162	11490,6	1311,7

Taulukko 8. J07 Pitkäjärvi, käyttäjäryhmäkohtaiset perustiedot

Käyttäjärühmä	Käyttöpaikkojen lukumäärä	Sähkönkulutus (MWh/a)	Keskiteho (kW)
Kotitalous	451	3539,6	404,1
Maatalous	19	207,7	23,7
Yksityinen palvelu	26	908,5	103,7
Julkinen palvelu	30	1080,5	123,3
Teollisuus	21	3210,4	366,5
Loma-asunnot	53	296,1	33,8
Yhteensä	600	9242,8	1055,1

Taulukoiden 6–8 arvoista voidaan havaita, että alueen sähkökäyttöpaikoista lukumäärällisesti suurin osa on joko kotitalouksia tai loma-asuntoja. Näiden yhteenlaskettu osuus kaikista sähkökäyttöpaikoista on noin 83 %. Tarkasteltavassa verkossa sähkökäyttöpaikat ovat siis merkittävästi keskittyneet erilaisiin asumisen muotoihin. Näistä noin 57 % on kotitalouksia ja 43 % loma-asuntoja. Jakeluverkon vuosittaisesta kokonaissähkönkulutuksesta nämä käyttäjäryhmät vastaavat hieman alle puolesta. Alueella oleva teollisuus kattaa noin 2 % sähkökäyttöpaikoista, mutta on sähkökulutukseltaan samalla tasolla kotitalouksien kanssa. Maatalous, julkinen sekä yksityinen palvelu vastaavat kukin noin kymmentä prosenttia vuotuisesta sähkökulutuksesta.

Taulukossa 9 on esitetty tarkasteltavan sähköverkon lähdoilla tapahtuneiden jakelukeytysten tilastoidut lukumäärät suunniteltujen keskeytysten, vikakeskeytysten sekä AJK:n ja PJK:n osalta aikavälillä 29.4.2019–20.3.2020. Taulukossa 10 puolestaan on esitetty tapahtuneiden jakelukeytysten tilastoidut KAH-kustannukset keskeytystyyppien mukaisesti eroteltuna. Kyseinen ajanjakso on valittu siksi, että sen aikana ei tapahtunut merkittäviä ilmasto-olosuhteista aiheutuvia suurhäiriöitä, jotka voisivat vääristää verkon normaalin tilan toiminnan tilastointia.

Taulukko 9. Tarkasteltavan verkon tilastoidut keskeytyslukumäärät normaaleissa olosuhteissa aikavälillä 29.4.2019–20.3.2020

Lähtö	Suunniteltu keskeytys (kpl/a)	Vikakeskeytys (kpl/a)	AJK (kpl/a)	PJK (kpl/a)
J11 Kuivasjärvi	6	3	1	8
J10 Kihniö	6	5	0	10
J07 Pitkäjärvi	0	6	0	9
Yhteensä	12	14	1	27

Taulukko 10. Tarkasteltavan verkon tilastoidut KAH-kustannukset normaaleissa olosuhteissa aikavälillä 29.4.2019–20.3.2020

Lähtö	Suunniteltu keskeytys KAH (€)	Vikakeskeytys KAH (€)	AJK KAH (€)	PJK KAH (€)	Yhteensä KAH (€)
J11 Kuivasjärvi	3 602	7 516	829	4 711	16 658
J10 Kihniö	5 566	25 420	0	9 329	40 315
J07 Pitkäjärvi	0	47 926	0	5 210	53 137
Yhteensä	9 169	80 862	829	19 250	110 110

Taulukoiden arvoista voidaan havaita, että merkittävimmät keskeytyskustannusten aiheuttajat tarkasteltavan verkon alueella ovat vikakeskeytykset. Näiden osuus tilastoiduista kokonaiskustannuksista on jopa 73 %. Tämä johtuu pääasiassa siitä, että vian seurauksena tapahtuva jakelukeskeytys vaikuttaa suurella määrällä lähdön sähkökäyttäjää laajojen syöttöalueiden takia. Vikatilanteiden korjaus on kuitenkin nopeaa, ja useimmissa tapauksissa asiakkaiden sähkönjakelu saadaan palautettua muutaman tunnin kuluessa tai nopeamminkin. Suunniteltujen keskeytysten osuus kokonaiskustannuksista on noin 8 % ja pikajälleenkytkentöjen noin 17 %. Aikajälleenkytkennät ovat tilastojen mukaan harvinaisia ja näistä saatu tilastotieto on siten vähäistä.

5.2 Suunniteltu sähköasema ja muuttuneet kytkentäjärjestelyt

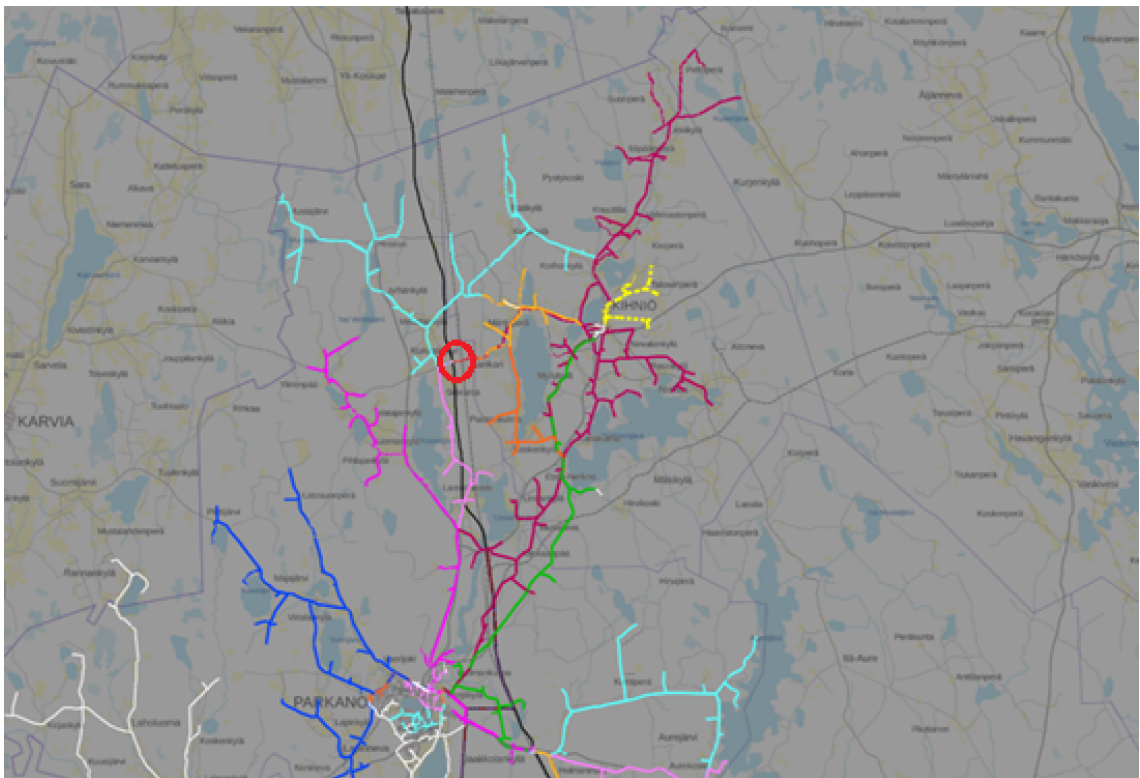
Kihniön taajama kuuluu sähkönjakelun toimitusvarmuusvaatimusten näkökulmasta enintään 6 tunnin keskeytysalueeseen. Taajaman ja sen lähialueiden sähkönsyöttö on tähän asti toteutettu lähtöjen J10 Kihniön sekä J07 Pitkäjärven 20 km pitkien ilmajohto-osuuk-sien kautta Parkanon ja Jaakkolan sähköasemilta, jotka molemmat kulkevat pääosin metsäisellä alueella. Tästä syystä kyseisellä alueella on olemassa merkittävä etenkin poikkeuksellisista ilmasto-olosuhteista aiheutuva jakelukeskeytysten riski.

Kihniön taajaman sähkönjakelun toimitusvarmuuden parantamiseksi sähkömarkkina-laissa määritellylle tasolle on tutkittu pääasiassa kahta eri vaihtoehtoa. Nämä ovat sää-varman maakaapeliyhteyden rakentaminen Kihniön ja Parkanon välille sekä Kankariin rakennettava uusi kevytsähköasema. Jälkimmäiseen ratkaisuehdotukseen liittyy myös uudelta sähköasemalta rakennettava maakaapeliyhteys Kihniön taajamaan sekä sähkö-aseman muiden lähtöjen alkuosien maakaapelointi [50, s. 9]. Verkkoyhtiön oman poh-dinnan ja tarkastelun sekä ratkaisuehdotuksia vertailevan selvitystyön ”Sähköaseman kannattavuustarkastelu” perusteella on päädytty rakentamaan uusi kevytsähköasema Kankariin [50].

Kevytsähköasemia kutsutaan myös tehdasvalmisteisiksi sähköasemiksi, joiden tarkoituksena on olla helppo ja kestävä ratkaisu sähkönjakelun perustaksi [51, s. 10]. Kevytsähköasemat on suunniteltu mahdollisimman tilatehokkaiksi, vaikka toiminnaltaan ne ovat samanlaisia kuin muutkin sähköasemat. Kevytsähköasemat valmistetaan, kalustetaan ja koestetaan tehtaalla nopeaa käyttöönottoa varten, minkä jälkeen ne kuljetetaan yhtenä kokonaisuutena asiakkaalle, jolloin ne voidaan suoraan nostaa paikalleen [51, s. 11]. Myös asemien investointikustannukset ovat useimmiten pienemmät kevyemmän rakenteen ja pienemmän tilavaatimuksen vuoksi.

Tarkasteltavan verkonosan kaapeliyhteyden kustannuksiksi 40 vuoden pitoajalla on enimmillään arvioitu 1,8 M € ja kevytsähköaseman 2,5 M € [50, s. 8]. Kustannuksissa on myös otettava huomioon, että kaapeloinnin seurauksena kasvanutta maasulkuvirran kompensointitarvetta ei nykyisillä kompensointilaitteistoilla kyetä kokonaan kattamaan [50, s. 8]. Ratkaisuehdotuksia vertailevassa raportissa on arvioutu, että maasulun kompensointiin tarvittavan laitteiston kustannus olisi noin 57 000 € [50, s. 8].

Kuvassa 13 on esitetty tarkasteltavan alueen 20 kV jakeluverkko lähdöittäin kuvattuna, kun suunniteltu 110/20 kV kevytsähköasema on otettu käyttöön. Kevytsähköaseman sijainti on merkitty kuvassa punaisella ympyrällä.



Kuva 13. Tarkasteltava keskijännitteinen sähköverkko, kun uusi kevytsähköasema on otettu käyttöön

Investoinnin tarkoituksena on parantaa etenkin Kihniön taajaman mutta myös koko tarkasteltavan alueen sähkönjakelun toimitusvarmuutta. Sähköasemainvestoinnin ja siihen kuuluvien kaapelointiprojektien myötä voidaan varmistaa laadukas ja luotettava sähkönjakelu Kihniön taajaman alueelle sekä näiltä osin täyttää sähkömarkkinalain vaatimukset enintään 6 tunnin jakelukeskeytykselle poikkeuksellisissa ilmasto-olosuhteissa.

Kun pitkät ja vika-alttiit syöttöalueet jaetaan pienempiin ja helpommin hallittavissa oleviin osiin, voidaan keskeytyksestä aiheutuvaa haittaa pienentää merkittävästi. Ratkaisu voi myös vaikuttaa tarkasteltavan verkon alueella maksettavien vakiokorvausten määrään alentavasti. Keskeytysraporttien perusteella normaaleissa olosuhteissa tapahtuvat jakelukeskeytykset ylittävät tosin erittäin harvoin vakikorvaukselle asetetun 12 tunnin alarajan ja suurhäiriötilanteessakin pidemmän keskeytyksen alueet on rajattu mahdollisimman pieniksi. Näiden lisäksi uuden sähköaseman vaikutuksesta tarkasteltavan verkon sähkönlaatu paranee, kun jännitteenalenema verkon kaukaisimmassa pisteessä pienee sekä oikosulkuvirran arvot kasvavat [50, s. 9].

Taulukossa 11 on esitetty tarkasteltavan verkon perustiedot sähköaseman käyttöönoton jälkeen. Taulukossa esitetyt kuormitusvirta sekä jännitteenalenema ovat maksimiarvoja ja oikosulkuvirta minimiarvo.

Taulukko 11. Tarkasteltavan verkon perustiedot lähdöittäin

Sähköasema	Lähtö	Vuosienergia (MWh)	Kuormitusvirta (A)	Jännitteenalenema (%)	Oikosulkuvirta (A)
Parkano	J11 Kuivasjärvi	4 336	22	1,05	579
Parkano	J10 Kihniö	8 020	54	4,06	766
Jaakkola	J07 Pitkäjärvi	3 298	34	2,08	693
Kankarintie	J02 Kihniö	5 462	32	0,58	1293
Kankarintie	J03 Jokikylä	3 267	26	0,23	525
Kankarintie	J05 Nerkoo	696	5	0,13	1219
Kankarintie	J07 Kuivasjärvi	858	6	0,27	881
Kankarintie	J08 Mettälänkylä	2 168	16	0,64	451

Taulukon 11 tietojen perusteella voidaan havaita, että aiemman kolmen lähdön sijaan sähköaseman käyttöönoton jälkeen lähtöjä on kahdeksan. Aiemmin mainitun mukaisesti tämän tarkoituksena on mm. pienentää verkossa tapahtuvien jakelukeskeytysten vaikutusalueita. Taulukon arvoista voidaan havaita, että sähköasemainvestoinnin taustalla ei ole kapasiteetin lisäyksen tarve, sillä alkuperäisilläkään syöttöjärjestelyillä kuormitus ei ole ongelma. Investointi tehdään siis suurilta osin pelkästään alueen sähköjakelun toimitusvarmuuden parantamiseksi. Vertaamalla taulukoiden 4 ja 11 arvoja toisiinsa voidaan

havaita, että jännitteenalenema sekä kuormitusvirta ovat alkuperäisiä kytkentäjärjestelyjä pienemmät ja pienimmän oikosulkuvirran arvot suuremmat.

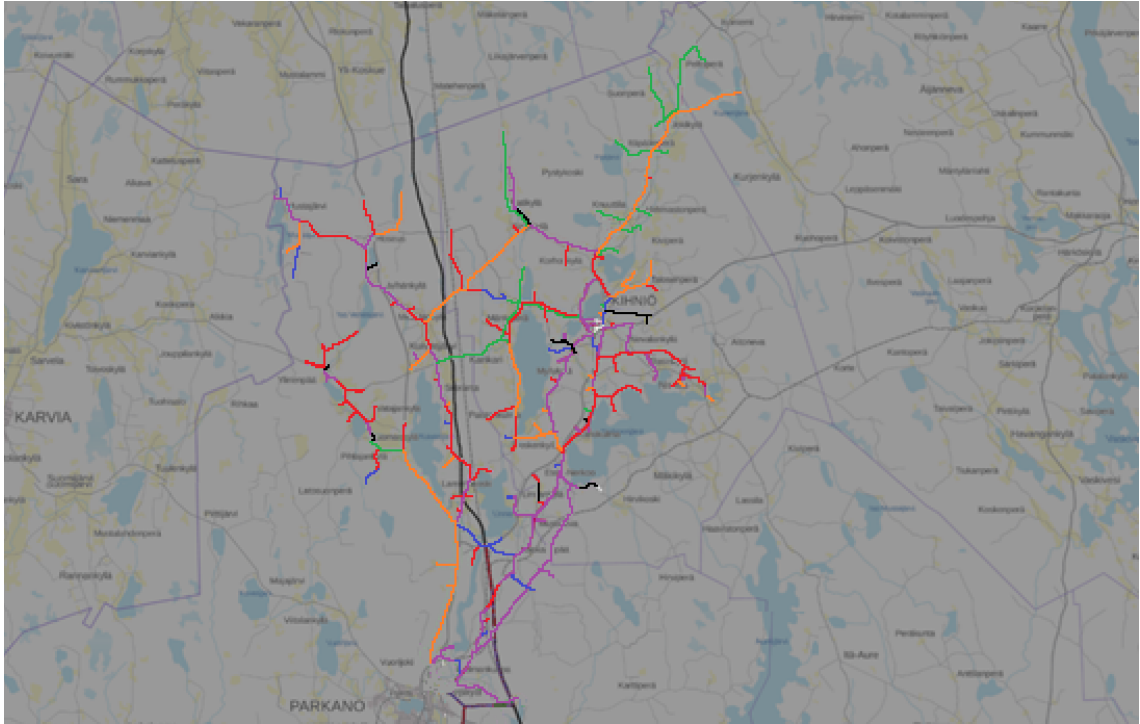
5.3 Verkon ikä

Verkkotietojärjestelmään on merkitty ja sitä kautta myös ylläpidetään sähköverkon komponenttien ikätietoja, joita hyödynnetään kunnonvalvonnassa, tilastollisessa seurannassa sekä jakeluverkkoliiketoiminnan valvontamallissa. Esimerkkinä tästä on sähköverkon komponenttien todellisten ikätietojen (eli käyttöönotosta tai valmistuksesta alkaen lasketun iän) perusteella määritettävien keski-ikä tietojen hyödyntäminen sähköverkkomaisuuden oikaistun nykykäyttöarvon laskennassa [27, s. 26]. Niille komponenteille, joiden todellista ikää verkonhaltija ei kykene määrittämään, käytetään viidennellä valvontajaksolla verkonhaltijan määrittämän pitoajan mukaista 100 %:sta ikää, mikä alentaa laskettavaa oikaistua nykykäyttöarvoa [27, s. 27].

Verkkotietojärjestelmään merkittyjen ikätietojen tulee olla mahdollisimman totuudenmukaisia, jotta kokonaiskuvan muodostaminen sähköverkon senhetkisestä kunnosta on mahdollista ja jotta tarvittavat uudistamis- ja kunnonhallintatoimenpiteet voidaan suorittaa mahdollisimman taloudellisella tavalla. Liian nuoreksi arvioitu komponentti voi iän tuoman kulumisen takia vikaantua helpommin ja näin kasvattaa kustannuksia, kun taas liian vanhaksi arvioitu komponentti saatetaan uusia ennenaikaisesti.

Visuaalinen tarkastelu on kenties helpoin tapa kattavan kokonaiskuvan saamiseksi tarkasteltavan sähköverkon iästä. Kuvassa 14 on esitetty tarkasteltavan verkon johtojen ikätiedot värikoodein seuraavanlaisesti:

- johdon ikä 0 – 5 vuotta (vihreä)
- johdon ikä 6 – 15 vuotta (sininen)
- johdon ikä 16 – 25 vuotta (oranssi)
- johdon ikä 26 – 35 vuotta (punainen)
- johdon ikä 36 – 45 vuotta (violetti)
- johdon ikä > 45 vuotta (musta)



Kuva 14. Tarkasteltavan verkon keskijännitejohtojen ja -kaapeleiden ikätiedot

Kuvasta voidaan havaita, että ikääntyvää verkkoa löytyy etenkin lähtöjen J10 Kihniö sekä J07 Pitkäjärvi alun sekä keskivaiheiden johto-osuuksilta, joissa suuri osa verkkoa on käyttöikältään yli 35 ja paikoin jopa yli 40 vuotta vanhaa. Keskijänniteverkon 20 kV ilma-johtojen keskimääräinen pitoaika on Energiaviraston mukaan 40–50 vuotta [27, s. 106]. Siirryttäessä lähemmäs Kihniön taajamaa, verkon keski-ikä alenee hieman. Suurin osa nuorimmista johto-osuuksista molempien lähtöjen osalta löytyy näiden kaukaisimmista pisteistä. Käyttöikältään kaikista uusimmat, eli alle 5-vuotiaat johto-osuudet ovat pääasiassa maakaapelia, sillä ilmajohtoa ei alueella viime vuosina ole rakennettu juuri lainkaan. Lähdön J11 Kuivasjärvi osalta verkko on keskimäärin selvästi kahta muuta lähtöä nuorempaa ja myös ikävaihtelultaan tasaisempaa. Kaikilta lähdöiltä löytyy myös yli 45 vuotta vanhoja johto-osuuksia, jotka sijaintinsa puolesta eivät kuitenkaan ole sähkönjakelulle kriittisillä alueilla.

5.4 Sähkön kysynnän muutokset

Sähkön kysyntään vaikuttavia keskeisimpiä muutostekijöitä ovat mm. liikenteen sähköistyminen, uusiutuvan energian käyttömahdollisuudet, ilmasto-olosuhteiden muutokset sekä väestön muuttoliike [39, s. 4]. Vaikutusten tarkka arviointi voi olla haastavaa, sillä näihin liittyy usein merkittävä määrä muitakin osatekijöitä sekä ennustettavuudeltaan epätarkkoja muuttujia. Tarkasteltavien muuttujien yhteisvaikutukseksi haja-asutusalueella voidaan kuitenkin olettaa, että jakeluverkon kautta siirrettävän sähköenergian

määrä tulee alenemaan, mutta samalla verkossa esiintyvät tehot tulevat kasvamaan [39, s. 4]. Kyseinen yhdistelmä on sähköverkon mitoituksen kannalta haastava, sillä siirto kapasiteetti määräytyy huipputehojen perusteella, mikä luo ongelmia erityisesti taantuvien alueiden sähköjakeluinfrakstruktuurin kehittämiseksi.

Liikenteen sähköistymistä ajavat eteenpäin niin ilmastolliset kuin kaupallisetkin tekijät, ja sähköautojen yleistyminen tulee kasvattamaan niin sähköenergian kysyntää kuin verkossa esiintyviä tehopiikkejäkin [39, s. 4]. Se, kuinka paljon nämä nousevat, riippuu paljolti kuluttajien tarpeista ja valinnoista. Kuluttajien ajotarpeet lisäävät latauskertojen määrää ja erittäin tehokkaat pikalatausjärjestelmät voivat aiheuttaa hetkellisesti merkittäviäkin tehopiikkejä verkossa. Liikenteen sähköistymisen sähkönjakelulle tuomat haasteet liittyvät etenkin oikein toteutettuun sähköverkon mitoittamiseen sekä sähköautojen yleistymisen nopeuteen suhteessa sähköverkkojen uusimistarpeeseen [39, s. 4]. Sähköautojen latauksen aiheuttamia verkkovaikutuksia on kuitenkin mahdollista hallita etenkin lataustehojen rajoittamisella, älykkäillä latausratkaisuilla ja kysyntäjoustolla.

Uusiutuvan energian ja pientuotannon osalta teknologia on ollut käytössä jo pitkään ja kuluttajat ovat omaksuneet tämän tuomat mahdolliset hyödyt hyvin. Toistaiseksi yksittäisten laitteistojen tuottama sähköenergia ei ole riittävä aiheuttamaan merkittävää muutosta verkosta siirrettävän vuosittaisen sähköenergian tarpeeseen koko tarkasteltavan verkon alueella, mutta sähkönloppuhinnan jatkuva kasvu voi kuitenkin ohjata kuluttajia hyödyntämään pientuotantoa yhä laajemmin. Yksityinen tuotanto on suurimmalta osin aurinkojärjestelmillä tuotettua ja keskittynyt niihin aikoihin päivää, jolloin sähköntarve on vähäisintä. Tällöin sähköenergiaa alkaa siirtymään verkkoon päin. Aurinkosähköjärjestelmien aiheuttamat tehopiikit ovat yleisesti ottaen normaaleja verkossa esiintyviä tehomuutoksia pienempiä [39, s. 4]. Aurinkosähköjärjestelmien suuri määrä ja tuotannon samanaikaisuus voivat kuitenkin saada aikaan jännitestabiilisuusongelmia verkon heikoimissa osissa.

Ilmastollisten olosuhteiden kenties merkittävimpiä vaikuttavia tekijöitä ovat lämmitys- sekä viilennystarpeen muutokset. Toisaalta näiden voidaan havaita kompensoivan toisiinsa, kun vaikutuksia tarkastellaan koko vuoden sähkönkulutuksen näkökulmasta [39, s. 5]. Samankaltaiseen tulokseen on myös päädytty aiemmin mainitussa uuden sähköaseman kannattavuutta tarkastelevassa selvitystyössä, jossa verkonhaltijan hallinnoimassa verkossa ei päättyneellä vuosikymmenellä lämmitystarpeen muutoksista johtuen havaittu merkittävää muutosta sähköenergian tarpeeseen [50, s. 7]. Vaikka kokonaisvaikutus pitkällä aikavälillä onkin minimaalinen, paikallisesti voi silti esiintyä merkittävää

muutosta sekä sähköntarpeessa että huipputehoissa, jos alueella on paljon samantyyppiseen lämmitysratkaisuun perustuvia kulutuspisteitä.

Väestö siirtyy taantuvilta alueilta lähemmäs kasvukeskuksia sekä niiden tarjoamia palveluja ja työpaikkoja. Tällöin väestönkasvultaan positiivisilla alueilla ja niiden läheisyydessä sähkönkysyntä useimmiten kasvaa. Vastaavasti sähkönkysyntä vähenee väestönkasvultaan negatiivisilla alueilla. Alentuneen sähkönkulutuksen ja sitä kautta vähentyneen liikevaihdon lisäksi asiakkaiden väheneminen kasvattaa riskiä siihen, että verkon saneeraustoimenpiteitä tehdään alueilla, jossa ei pian välttämättä ole lainkaan sähkönkulutusta. Tällaisten verkonosien saneeraustoimenpiteiden hallittu lykkäys verkon kunto ja ikä huomioiden voi olla perusteltua mm. vierimetsän hoidolla ja johtokatuja leventämällä [39, s. 5].

Myös Kihniö on aluetta, jossa Tilastokeskuksen tietojen ja ennusteiden perusteella väkiluvun voidaan olettaa vähenevän merkittävästi seuraavien vuosikymmenien aikana. Taulukossa 12 on esitetty Kihniön väestöennuste vuoteen 2040 mennessä Tilastokeskuksen tietojen perusteella.

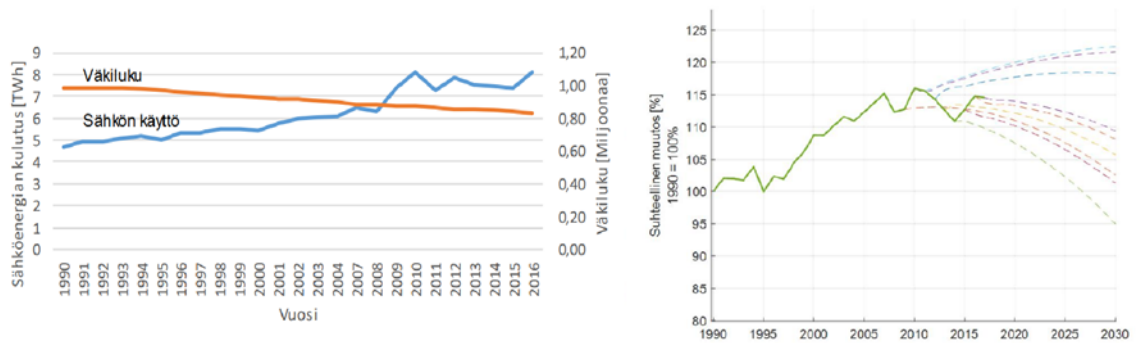
Taulukko 12. Kihniön väestöennuste [52]

Vuosi	2000	2005	2010	2020	2030	2040
Väkiluku	2 433	2 328	2 171	1 981	1 861	1 743

Väkiluvun muutoksen perusteella ei kuitenkaan voida suoraan vetää johtopäätöstä asiakasmäärien tai siirretyn sähköenergian luonteen muutoksesta. Tilastot ottavat huomioon ainoastaan vakituiset asukkaat, eikä esimerkiksi vapaa-ajan asuntoja, joita voi esiintyä haja-asutusalueilla merkittäviäkin määriä, ole laskettu tilastoihin mukaan. Väkiluvultaan negatiivisen kehityksen alueilla sähkönkäytön luonteeseen vaikuttaa merkittävästi myös kohteen käyttötarkoitus eli se, onko kiinteistö ympärivuotisesti vai kausiluonteisesti lämmitetty. Väkiluvultaan pienillä paikkakunnilla vapaa-ajan asunnot saattavat olla suurin yksittäinen sähkönkäyttäjryhmä.

Tulevaisuuden sähkönkäyttöä tarkastelevassa tutkimuksessa ”Sähköasiakas ja sähköverkko 2030” on pohdittu mm. taantuvien kuntien sähkönkäytön tulevaisuutta [39]. Tutkimus toteutettiin R4 jakeluverkkoyhtiöiden tilastoihin perustuen. Keskeisimpiä tutkittavia muuttujia olivat nimenomaan aikaisemmin mainitut neljä tekijää. Tutkimustuloksena saatiin edellä mainitun mukaisesti, että toimialaa ja sen kehittymistä ohjaavien muutostekijöiden yhteisvaikutuksesta etenkin haja-asutusalueilla sähkön kysyntä tulee väheneään. Vastaavasti tehopiikkien määrä sekä voimakkuus tulevat lisääntymään [39, s. 4].

Kuvassa 15 vasemmalla on esitetty Energiateollisuuden tilastojen perusteella saatu suhde taantuvien kuntien väestömäärään ja sähköenergian käytön kehittymisestä vuosina 1990–2016 [39, s. 17]. Kuvassa oikealla on esitetty osana sähkönkäytön ja väestön kehittymisen yhteyttä käsittelevää tutkimushanketta tehdyn diplomityön tuloksena saatu taantuvien kuntien sähköenergian suhteellisen muutoksen ennuste eri intensiteettitekijöillä (sähköenergian kulutus/pinta-ala) vuosina 1990–2030 [39, s. 18].



Kuva 15. Sähkönkäytön ja käyttöpaikkojen kehittyminen sekä suhteellisen muutoksen ennustemalli taantuvissa kunnissa [39, s. 17–18]

Energiateollisuuden keräämissä tilastoissa sekä diplomityön tuloksena saadussa kuvassa on havaittavissa, että sähkönkäyttö haja-asutusalueilla on 90-luvulta lähtien kasvanut tasaisesti. Tässä tilastoja tosin vääristävät etenkin vaihtelevat tilastointikäytännöt sekä mittausten alkuaikana puuttuvat etäluettavat sähkömittarit ja vaihtelevin aikavälein tehdyt sähkönkulutuksen mittaukset [39, s. 18]. 2010-luvulla sähköenergian kysyntä on tasaantunut ja selvää kasvu- tai laskusuuntaa ei ole. Sähkönkäytön ennusteiden kulmakertoimissa on havaittavissa suurtakin hajontaa aloituspisteen mukaan, mutta suurin osa tehdyistä ennusteista sekä viimeisimpien vuosien ennusteiden kulmakertoimet ennakoivat kaikki samankaltaista sähkönkäytön intensiteetin laskua alueen negatiivisen väestönkehityksen takia.

Alaluvussa 5.1 on taulukoituna tarkasteltavan verkon lähtöjen käyttäjäryhmäkohtaiset sähkönkäyttöpaikkojen lukumäärät sekä sähkönkulutukset. Taulukoitujen arvojen perusteella on havaittu, että merkittävimmät sähkönkulutuksen käyttäjäryhmät ovat teollisuus, kotitaloudet sekä loma-asuminen. Teollisuuden osalta ei saatavilla olevien tietojen mukaan ole perusteltua olettaa, että sähkönkäyttö tarkasteltavassa verkossa tulisi merkittävästi muuttumaan. Kotitalouksien määrän kehityksen voidaan olettaa noudattavan Tilastokeskuksen ennustamaa laskua. Vapaa-ajan asuntojen taas voidaan olettaa joko pysyvän samankaltaisena tai lisääntyvän, kun nykyään ympärivuotisessa käytössä olevien kiinteistöjen käyttötarkoitus muuttuu. Sähköautojen latauspisteiden, pientuotannon sekä

lämmitystarpeen muutoksen osalta kehityksen voidaan olettaa noudattavan aiemmin mainittua kehityssuuntaa.

Näiden tietojen perusteella Kihniön jakeluverkossa voidaan siis raportin ”Sähköasiakas ja sähköverkko 2030” tulosten mukaisesti lähitulevaisuudessa todennäköisesti havaita laskua sähköenergian kulutuksessa, mutta kasvua hetkellisissä tehoissa. Sitä, kuinka nopeaa tai voimakasta muutos tulee olemaan ei voida varmuudella ennustaa, mutta nykyisten tunnuslukujen perusteella muutos kokonaisuutena on seuraavien vuosien aikana todennäköisesti maltillista. Joillakin verkon alueilla, joissa on vain yksittäisiä sähkökäyttäjiä, tullaan todennäköisesti havaitsemaan sähkökäytön loppumista kokonaan, mikä on otettava huomioon verkon saneeraustoimenpiteitä suunniteltaessa.

5.5 Investoinnit ja toimitusvarmuusvaatimusten täyttäminen

Toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseksi tehtävien investointien toteuttamisen perusidea on yleisperiaatteiltaan yksinkertainen. Jokaista investoitavaa euroa kohden pyritään saamaan mahdollisimman suuri määrä asiakkaita vaatimusten piiriin. Käytännössä tämä on tähän mennessä tarkoittanut investointien kohdistamista ensisijaisesti tiheään asutuille alueille, kuten taajamiin, ja näistä siirtymistä vähitellen kohti haja-asutusalueita. Teknitaloudellisesta näkökulmasta tilanne ei kuitenkaan ole aivan näin yksinkertainen, sillä toteutettavassa ratkaisussa on toimitusvarmuusvaatimusten täyttymisen lisäksi huomioitava ratkaisun taloudellisuus, pitkäikäisyys sekä tekninen toimivuus. Etenkin haja-asutusalueilla on otettava huomioon myös aiemmin käsitellyn mukainen alueen sähkökäytön väheneminen, jotta hukkainvestoinneilta vältyttäisiin.

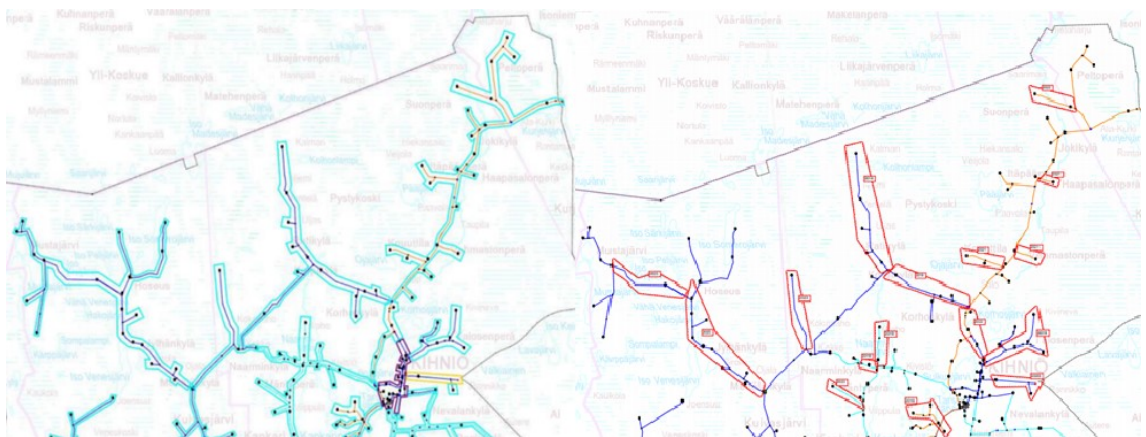
Investointeja pyritään mahdollisuuksien mukaan kohdistamaan teknitaloudellisen pitoajan ylittäneisiin tai muutoin huonokuntoisiin verkonosiin, jolloin purettavan osion nykykäyttöarvo on alhainen ja investoinneista saatava hyöty on mahdollisimman suuri. Sähkömarkkinalain uudistuksen (588/2013) myötä tarpeet sähköverkon toimitusvarmuuden parantamiselle ovat kuitenkin useiden verkkoyhtiöiden kohdalla johtaneet tilanteeseen, jossa sähköverkkoa on uudistettava normaalien investointisuunnitelmien mukaisten kohteiden lisäksi ennenaikaisesti myös hyväkuntoisissa verkonosissa.

Toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseksi, ennenaikaisia investointeja tehdään etenkin haja-asutusalueiden ilmajohtoverkoissa. Verkkoyhtiön korvatussa ilmajohtoja uusilla maakaapeleilla verkon arvo kasvaa, mikä puolestaan mahdollistaa asiakkailta perittävien maksujen korotukset, joita tarvitaan uudistustoiminnan rahoittamiseen. Investointitarpeen sekä siirtohintojen korotuspaineiden ollessa merkittävät, vaihtoehtoisia ratkaisuja

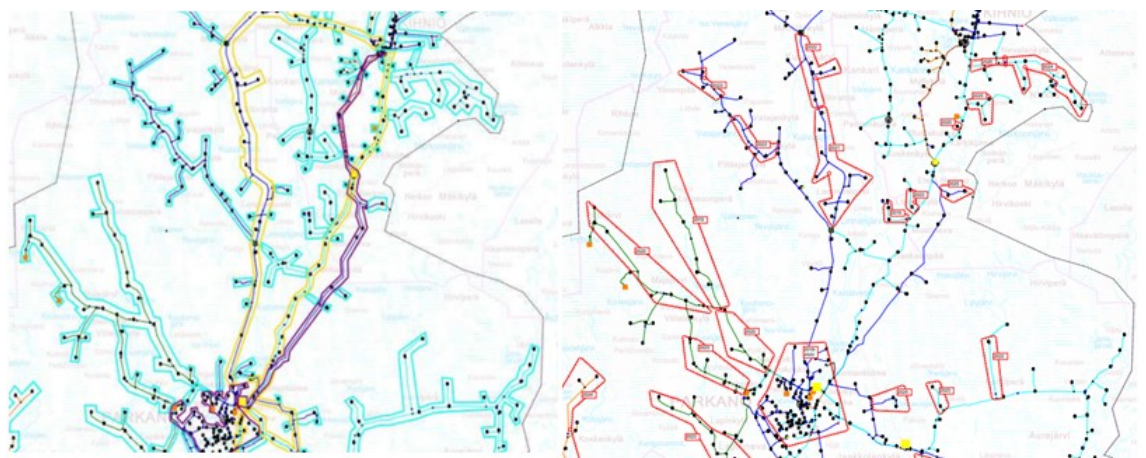
ja taloudellisempia menetelmiä riittävän toimitusvarmuuden varmistamiseksi tutkitaan ja kehitellään jatkuvasti.

Kuvassa 16 on esitetty tarkasteltavan verkon pohjoisosan ja kuvassa 17 eteläisen osan keskijännitteinen jakeluverkko sähköjakelun kriittisyyden näkökulmasta (vasemmalla), sekä sähkömarkkinalain ja kuntotietojen perusteella luotu tavoiteverkkosuunnitelma (oikealla). Oikeanpuoleisissa kuvissa verkon saneeraustarve sekä arvioitu toteutusaika on ilmaistu punaisella korostuksella. Vasemmanpuoleisissa kuvissa verkko on jaettu sähköjakelun kriittisyyden perusteella neljään eri luokkaan, jotka on eroteltu toisistaan värikoodein seuraavanlaisesti [6]:

1. asemakaava-alueet ja niitä syöttävä verkko on merkitty punaisella
2. kriittiset runko- ja varasyöttöjohdot on merkitty keltaisella
3. muut johdot on merkitty sinisellä
4. pienen kulutuksen johdot ja saaret yms. on merkitty vihreällä



Kuva 16. Tarkasteltavan sähköverkon pohjoisosa sähköjakelun kriittisyyden perusteella esitettynä sekä tavoiteverkkosuunnitelma [6, 53]



Kuva 17. Tarkasteltavan sähköverkon eteläinen osa sähköjakelun kriittisyyden perusteella esitettynä sekä tavoiteverkkosuunnitelma [6, 54]

Kuvien 16 ja 17 perusteella on selvästi havaittavissa etenkin maaseutuverkko-yhtiöitä koskeva haaste verkon kunnan ja toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseksi oleellisten verkonosien jakautumisesta. Leppäkosken Sähkö Oy:n kohdalla korkeamman prioriteetin luokissa 1 ja 2 tehtävät saneeraustoimenpiteet eivät kuvan 14 esittämien ikätietojen mukaan kaikissa tilanteissa kohdistu sellaisiin verkonosiin, joissa kunto olisi ratkaiseva tekijä saneeraustoimenpiteitä suunniteltaessa. Näissä tilanteissa verkkoa uudistetaan siis pääasiassa toimitusvarmuuden parantamiseksi, ja toimenpiteet ovat verkon ikätietoihin perustuen ennenaikaisia. Luokkien 3 ja 4 alueilla tehtävät saneeraustoimenpiteet kohdistuvat suurimmassa osassa kohteista teknistaloudellisen pitoajan alarajan lähellä oleviin verkonosiin. Osa kunto- sekä ikätietoihin perustuvista saneerauskohteista sijoittuu myös vähäisellä kuormituksella oleviin verkonosiin, jolloin sähkökäytön vähenemisen mahdollisuus on otettava huomioon.

Saneeraustoimenpiteiden priorisoinnista on sähkömarkkinalain vaatimusten ja siirtymäsäännöksen mukaisesti laadittu karkea linjaus investointien aikataulullisesta sekä alueellisesta jakautumisesta. Suunnitelman mukaiset toimet jaetaan neljään eri vaiheeseen, jotka suoritetaan vuosina 2014–2028 [6]. Ensimmäisessä vaiheessa keskitytään lähinnä luokkiin 1 ja 2, joissa pääpainona ovat asemakaava-alueiden maakaapelointi, haja-asutusalueiden rengasyhteyksien rakentaminen ja vikaherkimpien kohteiden saneeraus sekä automaatioasteen nostaminen mm. kaukokäytön lisäämisellä [6]. Toisessa ja kolmannessa vaiheessa mukaan liitetään myös muut aiemmin mainitut luokat, ja saneerausta kohdistetaan enenevässä määrin kohti haja-asutusalueita [6]. Viimeisessä vaiheessa toimet taajamien toimitusvarmuuden parantamiseksi ovat pääasiassa valmiina ja saneerauksessa keskitytään lähinnä luokkien 3 ja 4 alueisiin [6]. Kunto- ja ikäperusteista saneerausta tehdään kaikissa vaiheissa ja kaikilla mainituilla alueilla [6].

Vaikka laajaan maakaapelointiin panostaminen on todettu tehokkaaksi menetelmäksi verkon toimitusvarmuuden parantamiseksi, se ei kaikissa tilanteissa ole kustannustehokain tapa sähkönjakelun luotettavuuden takaamiseksi. Verkonhaltijan toimintaympäristö ja vallitsevat paikalliset olosuhteet vaikuttavat merkittävästi laajojen maakaapelointihankkeiden kannattavuuteen ja sovellettavuuteen. Tämän lisäksi laaja maakaapeliverkko voi aiheuttaa muita haasteita, kuten maasulkuvirtojen ja loistehon hallintaan. Vaihtoehtoisia teknisiä menetelmiä toimitusvarmuuden parantamiseksi ovat mm. 1000 V sähkönjakelu, johdon siirto tienvarteen, johtokatuja leventäminen sekä automaatioasteen nostaminen. Valituista menetelmistä huolimatta lain mukaisen toimitusvarmuusasteen saavuttaminen vaatii merkittäviä lisäinvestointeja, joten teknisten ratkaisujen lisäksi

voi olla tarpeellista pohtia myös sekä erilaisten lakien että käytäntöjen kehittämistä luotettavan ja kustannustehokkaan verkon rakentamisen mahdollistamiseksi.

Harvaan asutuilla alueilla lain mukaisen toimitusvarmuustason saavuttaminen vaatii määrällisesti sekä asiakasta kohden suhteutettuna huomattavasti enemmän investointeja asemakaava-alueisiin verrattuna. Lappeenrannan teknillisessä yliopistossa meneillään olevan tutkimuksen mukaan tällaisilla alueilla on hyvät lähtökohdat sähkönjakelun joustoratkaisuiden hyödyntämiselle, mikä voisi tuoda säästöjä sekä verkkoyhtiölle että asiakkaalle [55]. Sähkön toimituksen jousto olisi asiakaskohtainen sähkönkäyttäjän ja verkkoyhtiön välinen sopimus toimitusvarmuuden odotusarvojen joustamisesta, jonka mukaan asiakas hyväksyy suuremman riskin pitkistä sähkökatkoista, mutta saa hyvitystä joustostaan [55]. Verkkoyhtiölle tämä sallisi kustannustehokkaamman investointien toteuttamisen keskittämällä resursseja enemmän niille alueille, jossa ne ovat asiakkaan sekä verkkoyhtiön näkökulmista elinkaarikustannuksiltaan perusteltavissa.

Asiakaskohtainen toimitusvarmuudesta sopiminen ei Suomen lainsäädännön mukaan ole tällä hetkellä mahdollista, ja sopimusasioissakin on paljon tarkasteltavaa [55]. Ratkaistavia ongelmia ovat mm. se, miten jousto voidaan sitouttaa sähkönkäyttöpaikkaan, millainen kompensatio asiakkaalle voitaisiin joustosta maksaa sekä miten joustosopimusasiakkaita käsiteltäisiin häiriöiden ja viankorjauksen aikana [55]. Tämän lisäksi on löydettävä keinoja, joilla verkonosan kaikki asiakkaat saadaan sitoutumaan jouston toteuttamiseen, jotta menetelmää olisi mahdollista hyödyntää verkon kehittämisessä [56, s. 31]. Vaikka tutkimuksen laskelmien mukaan haja-asutusalueiden jouston vaikutus siirtohintoihin olisi parhaimmillaankin vain noin 1–4 %, vaihtoehtoa on silti hyvä tarkastella verkon saneerauksen kustannustehokkuuden parantamiseksi [55]. Joustavuudesta saatava hyöty on sitä suurempi, mitä paremmin sillä voidaan välttää ennenaikaiset saneeraustoimenpiteet.

6. SÄHKÖASEMAN LIITTÄMISEN VAIKUTUKSET

Tässä luvussa käydään läpi tarkasteltavan sähköverkon toimitusvarmuutta ja sen muutosta kuvaavat laskelmat ja päätelmät. Näiden tarkoituksena on antaa riittävän tarkka sekä kattava kuva sähköverkon toimitusvarmuuden tilasta nykyhetkellä, sekä muutoksesta sähköaseman liittämisen vaikutuksesta. Tarkastelu suoritetaan niin normaaleissa kuin poikkeusolosuhteissakin, eli suurhäiriötilanteessa.

Sähköaseman vaikutusten tarkastelu perustuu määrittelyyn siitä, kuinka paljon uudella kevytsähköasemalla olisi mahdollista vaikuttaa verkossa esiintyvien vikojen laajuuteen ja mitkä olisivat vaikutukset keskeytyksestä aiheutuvaan haittaan, mikäli kevytsähköasema olisi ollut tarkasteluhetkellä käytössä.

6.1 Toimitusvarmuuden tarkastelun lähtökohdat

Verkkoon liitettävän kevytsähköaseman vaikutuksia toimitusvarmuuteen tarkastellaan laskennallisesti KAH:n kautta kahdessa eri skenaariossa. Skenaarioiden avulla pyritään tuomaan mahdollisimman tarkasti esille jakeluverkon kohtaamat haasteet normaaleissa sekä poikkeavissa olosuhteissa, kuten suurhäiriötilanteessa. Skenaarioissa tehdyt päätelmät perustuvat saatuihin laskentatuloksiin, diplomityössä tehtyihin olettamuksiin sekä erilaisten työssä esitettyjen tutkimusten ennusteisiin. Tarkasteltavat skenaariot ovat seuraavanlaiset:

- Skenaario 1, jossa jakeluverkon toimitusvarmuuden tarkastelu sekä tätä kuvaavat laskelmat tehdään noin vuoden mittaisella ajanjaksolla kahdessa eri kytkentätilanteessa. Ensimmäinen kytkentätilanne on kuvan 12 mukainen ja siinä uutta sähköasemaa ei ole liitettynä verkkoon. Toinen kytkentätilanne on kuvan 13 mukainen ja tässä sähköasema on liitetty verkkoon. Saatuja tuloksia verrataan toisiinsa ja näiden perusteella tehdään tarvittavat johtopäätökset. Tarkastelu tehdään ajanjaksona, jolloin sääilmiöiden aiheuttamia suurhäiriöitä ei esiinny jakeluverkossa.
- Skenaario 2, jossa tarkastellaan verkkoa ja sen luotettavuutta vuoden 2019 Aapeli-myrskyn, ja vuoden 2016 Rauli-myrskyn aiheuttamissa suurhäiriötilanteissa. Kuten skenaariossa 1, laskenta suoritetaan kahdessa eri kytkentätilanteessa ja saatuja laskentatuloksia verrataan toisiinsa.

6.2 Sähköverkon nykytilan tarkastelu

Sähköverkon normaalien olosuhteiden mukaiseen tarkasteluun vaadittavat tilastoidut keskeytyskustannukset lähdeittäin tarkasteltavalla ajanjaksolla 29.4.2019–20.3.2020 on esitetty aikaisemmin alaluvussa 5.1. Verkkoyhtiön Trimble-NIS verkkotietojärjestelmässä ei ole käytettävissä luotettavuuslaskentaan tarvittavaa lisäosaa eikä lisenssin hankinta ole tällä hetkellä tarpeellista. Tästä syystä keskeytyksestä aiheutuvan haitan laskenta suoritetaan kaikissa skenaarioissa käsin alaluvussa 4.8.3 esitetyn kaavan 1 avulla.

Tulosten vertailukelpoisuuden varmistamiseksi selvitetään laskentamallin soveltuvuus työssä tehtävään toimitusvarmuuden tarkasteluun. Tämä tehdään laskemalla KAH-kustannus alkuperäisessä kytkentätilanteessa ja vertaamalla tuloksia keskeytysraportissa tilastoituihin KAH-kustannuksiin. Mikäli tulokset vastaavat toisiaan, laskentamallin voidaan todeta soveltuvan hyödynnettäväksi työn tarkastelussa.

KAH-kustannusten laskentaa varten on ensimmäiseksi määritettävä vaadittavat muuttujat $KA_{odott,t}^{KJ}$, $KM_{odott,t}^{KJ}$, $KA_{suun,t}^{KJ}$, $KM_{suun,t}^{KJ}$, AJK_t^{KJ} sekä PJK_t^{KJ} käyttämällä alaluvussa 4.8.3 esitettyjä kaavoja 2 ja 3. Laskemalla lähdeillä J11 Kuivasjärvi tapahtuneelle suunnitellulle jakelukeskeytykselle muuttujat $KA_{suun,t}^{KJ}$ ja $KM_{suun,t}^{KJ}$, saadaan näiden tuloksiksi

$$\begin{aligned} KA_{suun,t}^{KJ} &= \frac{1}{W_{tot}} \cdot \sum_{l=1}^m \left(W_{mp}(l) \cdot \left(\sum_{i=1}^n ka_{mp}(i, l) \right) \right) \\ &= \frac{1}{7445000 \text{ kWh}} \cdot 24559,3 \text{ kWh} \cdot 0,49469 \text{ h} \\ &= 0,016494 \end{aligned}$$

sekä

$$\begin{aligned} KM_{suun,t}^{KJ} &= \frac{1}{W_{tot}} \cdot \sum_{l=1}^m \left(W_{mp}(l) \cdot k(l) \right) \\ &= \frac{1}{7445000 \text{ kWh}} \cdot 24559,3 \text{ kWh} \\ &= 0,032944 \end{aligned}$$

Liitteessä A on esitetty kaikille tarkasteltaville lähdöille määritetyt KAH-kustannusten laskentaan tarvittavat muuttujat tarkasteltavan ajanjakson aikana tapahtuneissa jakelukeskeytyksissä kuvan 12 mukaisessa kytkentätilanteessa. Käyttämällä hyväksi muuttujia $KA_{suun,t}^{KJ}$ ja $KM_{suun,t}^{KJ}$, voidaan laskea lähdöllä J11 Kuivasjärvi tapahtuneen suunnitellun jakelukeskeytyksen KAH-kustannus. Tarvittavat yksikköhinnat saadaan alaluvun 4.8.3 taulukosta 3.

$$\begin{aligned}
 KAH_{suun,t}^{KJ} &= \left(\begin{array}{c} KA_{odott,t}^{KJ} \cdot h_{E,odott} + KM_{odott,t}^{KJ} \cdot h_{W,odott} \\ KA_{suun,t}^{KJ} \cdot h_{E,suun} + KM_{suun,t}^{KJ} \cdot h_{W,suun} \\ AJK_t^{KJ} \cdot h_{AJK} + PJK_t^{KJ} \cdot h_{PJK} \end{array} \right) \cdot \left(\frac{W_t}{T_t} \right) \cdot \left(\frac{KHI_k}{KHI_{2005}} \right) \\
 &= \left(\begin{array}{c} 0 \cdot 13,56 \text{ €/kWh} + 0 \cdot 1,36 \text{ €/kW} \\ 0,0164 \cdot 8,40 \text{ €/kWh} + 0,03294 \cdot 0,62 \text{ €/kW} \\ 0 \cdot 1,36 \text{ €/kW} + 0 \cdot 0,68 \text{ €/kW} \end{array} \right) \cdot \left(\frac{7445000 \text{ kWh}}{8760 \text{ h}} \right) \\
 &= 134,89 \text{ €}
 \end{aligned}$$

Tarkastellulle suunnitellulle jakelukeskeytykselle vastaava tilastoitu KAH-kustannus on 136,10 €. Ero on siis noin yhden prosentin suuruinen ja johtuu pääasiassa laskennassa käytettyjen merkitsevien numeroiden määrästä, pienistä eroista laskennan parametreissa, kuten kuluttajahintaindeksissä, sekä mahdollisista eroista verkkotietojärjestelmän suorittamassa laskennassa. Ero on kuitenkin niin pieni, että sillä ei ole tarkasteltavan verkon laskennassa merkittävää vaikutusta lopputulokseen. Liitteessä A on esitetty kaikille tarkasteltaville lähdöille lasketut keskeytyskohtaiset, eli jokaiselle keskeytykselle erikseen määritetyt KAH-kustannukset kuvan 12 mukaisessa kytkentätilanteessa.

Taulukossa 13 on esitetty kaikille tarkasteltaville lähdöille tilastoidut sekä laskennallisesti määritetyt suunnitelluista keskeytyksistä, vikakeskeytyksistä sekä aika- ja pikajälleenkytkennöistä aiheutuvat yhteenlasketut KAH-kustannukset aikavälillä 29.4.2019 – 20.3.2020.

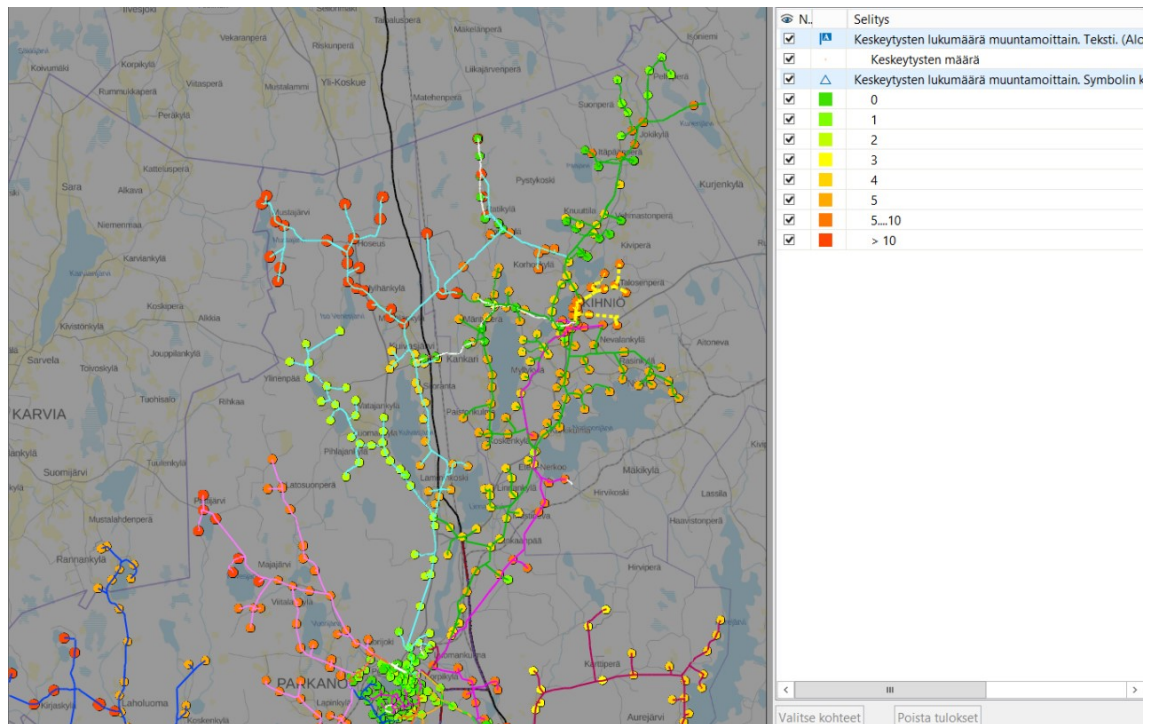
Taulukko 13. Tilastoidut sekä lasketut KAH-kustannukset tarkasteltavilla lähdöillä alkuperäisessä kytkentätilanteessa aikavälillä 29.4.2019–20.3.2020

Lähtö	KAH tilastoitu (€)	KAH laskettu (€)
J11 Kuivasjärvi	16 658	16 432
J10 Kihniö	40 315	39 552
J07 Pitkäjärvi	53 136	52 108
Yhteensä	110 109	108 092

Taulukon arvoista voidaan havaita, että ero tilastoitujen sekä laskennallisten arvojen välillä on varsin pieni. Lähdön J11 Kuivasjärvi osalta ero on n. 1,36 %, J10 Kihniön osalta

1,89 % ja J07 Pitkäjärven osalta 1,93 %. Saatujen tulosten perusteella voidaan todeta, että käytetty laskentamalli kuvaa riittävällä tarkkuudella verkon jakelukeskeytyksistä aiheutuvia KAH-kustannuksia. Näin ollen sen antamat tulokset ovat vertailukelpoisia ja käyttö työssä on perusteltua.

Tilastoiduista keskeytyksistä ei ole saatavilla tarkkoja vikapaikkoja, joten sähköaseman liittämisen jälkeisen laskennan suorittamiseksi on tarkasteltavat viat pyrittävä paikallistamaan mahdollisimman tarkasti. Tähän pyritään hyödyntämällä tilastoituja tietoja mm. jakelukeskeytysten vaikutusalueella olevien muuntopiirien ja loppukäyttäjien lukumääristä, vian erottamiseksi verkosta tapahtuneen kauko-ohjattavan erottimen sijaintitiedoista sekä verkkotietojärjestelmään kirjatusta muuntamoittain esiintyvistä keskijänniteverkon vioista. Kuvassa 18 on esitetty Trimble-NIS verkkotietojärjestelmän karttaan tulostama keskeytyslukumääriä muuntamoittain kuvaava analyysi.

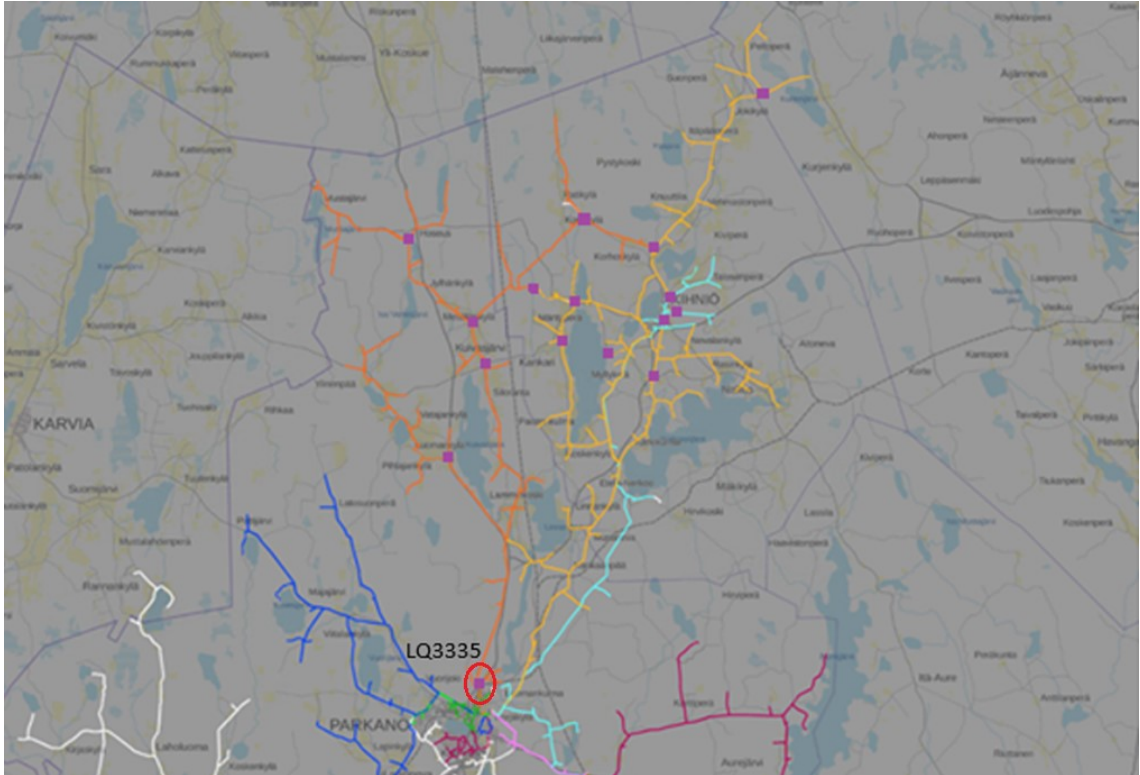


Kuva 18. Keskeytysten lukumäärä muuntamoittain

Analyysi koostuu omissa SJ- ja KJ-verkoissa ilmenneistä vikakeskeytyksistä, suunnitelluista keskeytyksistä sekä AJK:sta. PJK:n osalta ei ole saatavilla luotettavaa analyysia, joten sen kohdalla on kuvassa 18 esitettyjen vikojen esiintymislukumäärien sekä vikareporttien perusteella tehtävä oletus PJK:n aiheuttaneiden vikojen sijainnista.

Tarkastellaan lähdöllä J11 Kuivasjärvi tapahtunutta vikakeskeytystä. Saatavilla olevien keskeytysraporttien perusteella tiedetään vian vaikutusalue sekä vaikutusalueella olevien käyttöpaikkojen lukumäärä (623 käyttöpaikkaa lähdön 681:stä), irtikytketty teho

(478,38 kW), vian kesto (58:03), toimittamatta jäänyt sähkö (469,65 kWh) sekä vian erottamiseksi verkosta toimineen kauko-ohjattavan erottimen (LQ3335) sijainti. Kuvassa 19 on esitetty tarkasteltavaan verkkoon liitetyt kauko-ohjattavat erottimet. Kuvaan on lisäksi erikseen merkitty erotin LQ3335.



Kuva 19. Tarkasteltavan keskijänniteverkon kauko-ohjattavat erottimet

Tarkastelemalla kuvan 18 verkkotietojärjestelmän keskeytysanalyysia, keskeytysraportin tietoja kyseisestä jakelukeskeytyksestä sekä muista lähdöllä tapahtuneista keskeytyksistä, kuvan 19 esittämiä kauko-ohjattavien erottimien sijaintitietoja ja vertaamalla näiden tietoja toisiinsa, voidaan jakelukeskeytyksen aiheuttaneen vian olettaa sijaitsevan tarkasteltavan lähdön alkupuolella olevalla johto-osuudella.

Saatujen tietojen perusteella voidaan havaita, että sähköaseman liittämisen jälkeisen mukaisilla kytkentäjärjestelyillä (kuva 13) olisi vian vaikutusalueella mahdollista rajata alkuperäisestä 623 käyttöpaiosta 371 käyttöpaikaan. Kun tarkastelussa otetaan huomioon keskeytysalueella olevien loppukäyttäjien sähkönkäytön luonne, irtikytketty teho alenee 478,38 kW:sta 278,61 kW:iin ja toimittamatta jäänyt sähköenergia 469,65 kWh:sta 273,53 kWh:iin. Suorittamalla KAH-laskenta kyseisen keskeytyksen osalta paljastaa, että kevytsähköaseman liittämisen vaikutuksesta jakelukeskeytyksen KAH-kustannus olisi n. 39 % alhaisempi.

Liitteessä B on esitetty kaikille tarkasteltaville lähdöille lasketut keskeytyskohtaiset KAH-kustannukset kuvan 13 mukaisessa kytkentätilanteessa. Yhteenveto tuloksista on esitetty taulukossa 14, jossa tilanne 1 tarkoittaa alkuperäistä kytkentätilannetta ennen sähköaseman käyttöönottoa ja tilanne 2 kytkentätilannetta, jossa sähköasema olisi ollut käytössä. Vertailukohteenä olevassa kytkentätilanteessa 1 käytetään taulukon 13 laskettuja arvoja.

Taulukko 14. KAH-kustannukset molemmissa kytkentätilanteissa

Lähtö	KAH tilanne 1 (€)	KAH tilanne 2 (€)	muutos (€)	muutos (%)
J11 Kuivasjärvi	16 432	9 856	6 576	-40,02
J10 Kihniö	39 552	29 890	9 662	-24,43
J07 Pitkäjärvi	52 108	32 024	19 891	-38,54
Yhteensä	108 092	71 770	36 322	-33,60

Taulukossa 15 on esitetty KAH-kustannukset molemmissa kytkentätilanteissa keskeytystyyppin mukaan eroteltuna.

Taulukko 15. Keskeytystyyppin mukaan erotellut KAH-kustannukset molemmissa kytkentätilanteissa

Keskeytystyyppi	KAH tilanne 1 (€)	KAH tilanne 2 (€)	muutos (%)
Suunniteltu keskeytys	9 107	9 107	0,00
Vikakeskeytys	79 418	52 346	-34,09
AJK	636	636	0,00
PJK	18 932	9 682	-48,86

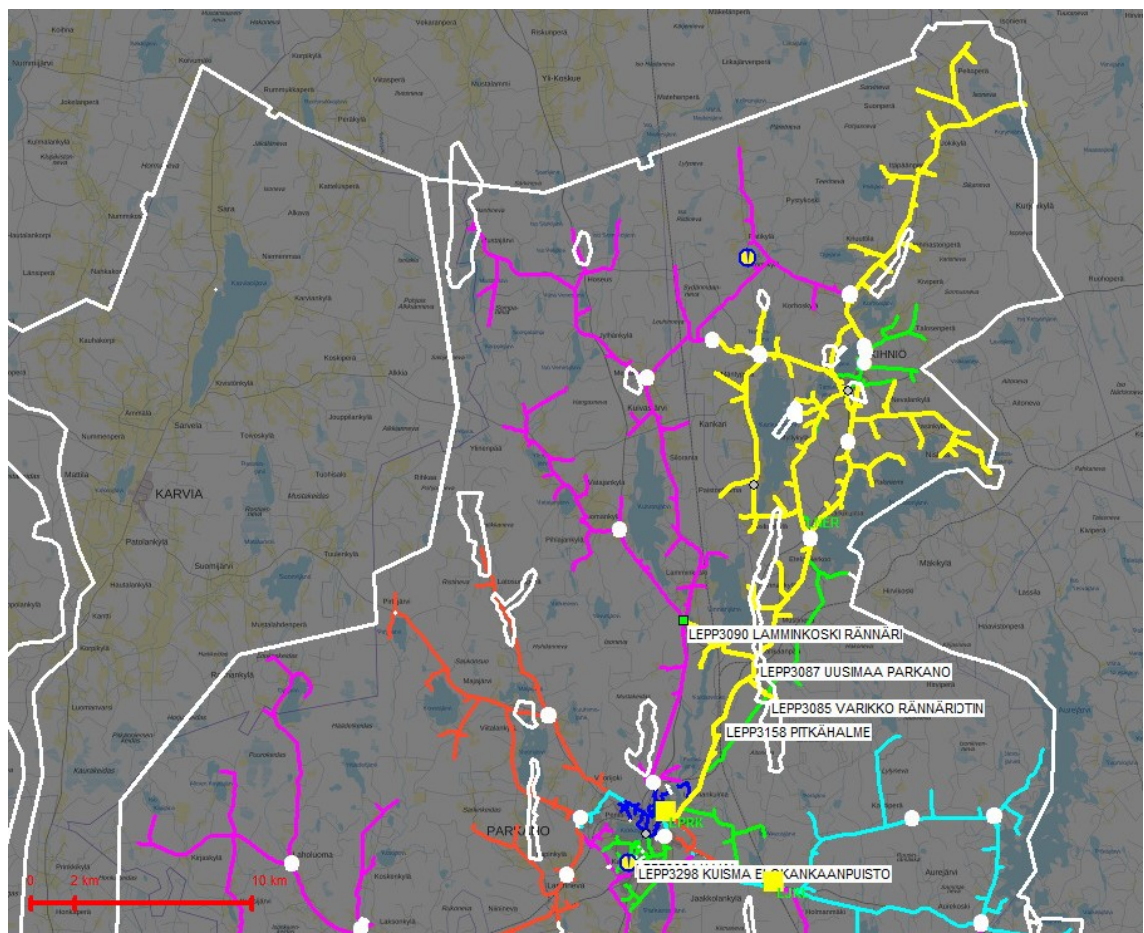
Taulukoihin 14 ja 15 kirjattujen tulosten perusteella voidaan havaita, että noin vuoden pituisen tarkastelujakson aikana KAH-kustannus olisi noin kolmanneksen alhaisempi, mikäli kevytsähköasema olisi ollut käytössä. Tästä selvästi suurin osa on laajojen vika-keskeytysten rajausten ansiota. Muutosta suunniteltuihin keskeytyksiin ei havaita, sillä näissä tilanteissa kytkentäjärjestelyt on oletettu suunnitellun toteutettavaksi mahdollisimman tehokkaalla tavalla. Pikajälleenkytkentöjen osalta muutos johtuu pienemmistä syöttöalueista. Aikajälleenkytkentöjä tapahtui tarkasteltavalla ajanjaksolla vain yksi, joten tilastotietoa ei ole riittävästi päätelmien tekemiseksi.

6.3 Suurhäiriötarkastelu

Suurhäiriötilanteiden tarkastelussa verrataan edellisen alaluvun tavoin alkuperäisen kytkentätilanteen mukaisia KAH-kustannuksia laskettuihin kustannuksiin sellaisessa kytkentätilanteessa, jossa kevytsähköasema olisi ollut käytössä. Edellisestä poiketen laskentaa varten tarvittavat tiedot saadaan Trimble-NIS verkkotietojärjestelmän sijaan ABB

DMS ohjelmiston kautta. Kaikille tarkasteltaville lähdöille määritetyt KAH-kustannusten laskentaan tarvittavat muuttujat sekä laskettu KAH-arvo kuvan 12 mukaisessa kytkentätilanteessa on Rauli-myrskyn osalta esitetty liitteessä C ja Aapeli-myrskyn osalta liitteessä E.

Jakelukeskeytyksen aiheuttajan paikallistaminen suoritetaan samaan tapaan kuin aluvussa 6.2 joitakin järjestelmien raportointiin liittyviä poikkeuksia lukuun ottamatta. Esimerkiksi ABB:n DMS käytöntukijärjestelmä antaa jakelukeskeytyksestä keskeytysraportin verkon osa-alueisiin perustuen, kun taas Trimble-NIS käsittelee keskeytysaluetta kokonaisuutena. Erityistä huomiota on kiinnitettävä suurhäiriön ominaispiirteeseen, jossa normaaleista olosuhteista poiketen verkossa suuremmalla todennäköisyydellä esiintyy useita vikoja samanaikaisesti. Kuvassa 20 on esitetty keltaisella korostuksella ABB DMS:n karttaan tulostama lähdöllä J10 Kihniö vaikuttaneen Rauli-myrskyn aikaisen jakelukeskeytyksen osa-alueita kuvaava raportti. Jakelukeskeytyksen osa-alueet käydään yksi kerrallaan läpi, ja vikapaikat määritetään raportin tietojen perusteella. Tässä huomio kiinnittyy etenkin keskeytysten alkuaikoihin sekä keston.



Kuva 20. Keskeytyksen osa-alueet ABB DMS verkkotietojärjestelmässä

Keskeytysraportteihin ei ole merkitty vikatyyppejä, mutta olosuhteet huomioiden keskeytysten voidaan olettaa olevan vikakeskeytyksiä. Vikapaikkojen selvittämisen jälkeen määritetään tarvittavat muuttujat $KA_{odott,t}^{KJ}$ ja $KM_{odott,t}^{KJ}$, sekä lasketaan KAH-kustannus muuttuneet kytkentäjärjestelyt huomioon ottaen. Samaan tapaan kuin alaluvussa 6.2, tilanne 1 tarkoittaa alkuperäistä kytkentätilannetta ennen sähköaseman käyttöönottoa ja tilanne 2 kytkentätilannetta, jossa sähköasema olisi ollut käytössä. Yhteenveto tuloksista on esitetty taulukoissa 16 ja 17. KAH-kustannusten laskentaan tarvittavat muuttujat sekä laskettu KAH-kustannus kaikissa keskeytyksissä kuvan 13 mukaisessa kytkentätilanteessa on Rauli-myrskyn osalta esitetty liitteessä D ja Aapeli-myrskyn osalta liitteessä F.

Taulukko 16. KAH-kustannukset molemmissa kytkentätilanteissa Rauli-myrskyn aiheuttamassa suurhäiriössä

Lähtö	KAH tilanne 1 (€)	KAH tilanne 2 (€)	muutos (€)	muutos (%)
J11 Kuivasjärvi	58 648	38 071	20 577	-35,09
J10 Kihniö	166 152	131 794	34 358	-20,68
J07 Pitkäjärvi	101 502	58 484	43 018	-42,38
Yhteensä	326 302	228 349	97 953	-30,02

Taulukko 17. KAH-kustannukset molemmissa kytkentätilanteissa Aapeli-myrskyn aiheuttamassa suurhäiriössä

Lähtö	KAH tilanne 1 (€)	KAH tilanne 2 (€)	muutos (€)	muutos (%)
J11 Kuivasjärvi	214 357	146 929	67 428	-31,46
J10 Kihniö	432 545	329 914	102 631	-23,73
J07 Pitkäjärvi	364 827	224 714	140 113	-38,41
Yhteensä	1 011 729	701 557	310 172	-30,66

Taulukoihin 16 ja 17 kirjattujen tulosten perusteella voidaan havaita, että KAH-kustannus olisi noin kolmanneksen pienempi sekä Rauli- että Aapeli-myrskyn kohdalla, mikäli sähköasema olisi ollut käytössä. Tämä tulos on yhtenevä vuoden mittaisen tarkastelun tulosten kanssa, jossa etenkin laajojen vikakeskeytysten KAH-kustannusten havaittiin kokonaisuudessaan olevan noin kolmanneksen pienemmät alkuperäiseen tilanteeseen verrattuna.

6.4 Yhteenveto sähköaseman liittämisen vaikutuksista

Laskentatulosten perusteella voidaan havaita, että sähköaseman liittämisen vaikutuksesta tarkasteltavassa verkossa keskeytyksestä aiheutuva haitta olisi tarkasteltavissa skenaarioissa noin kolmanneksen alhaisempi, mikäli sähköasema olisi ollut käytössä. Jakamalla pitkät johto-osuudet helpommin hallittavissa oleviin pienempiin kokonaisuuksiin pysyvien vikojen vaikutusalueita voidaan rajata, jolloin keskeytyksestä aiheutuva

haitta alenee. Vikatilanteiden haittavaikutukset vähenevät merkittävästi myös pikajälleenkytkentöjen osalta. Muutosta ei tapahdu suunnitelluissa jakelukeskeytyksissä, sillä näiden rajausta onnistuu parhaiten ennalta suunniteltujen kytkentäjärjestelyjen avulla. Vaikutusten analysointi aikajälleenkytkentöjen osalta ei ole mahdollista vähäisen tilastoidun tiedon saatavuuden vuoksi.

Lähtöjen välillä on tuloksissa selvästi havaittavissa vaihtelua. Suurimmat muutokset niin normaaleissa kuin poikkeuksellisissakin olosuhteissa saadaan lähdöllä J11 Kuivasjärvi ja J07 Pitkäjärvi. Mainituilla lähdöllä KAH-kustannus alenee molemmissa tilanteissa enimmillään 40 %, kun taas lähdöllä J10 Kihniö vaikutukset jäävät 20 % tuntumaan. Ero selittyy pääosin sillä, että lähdön J10 Kihniö osalta johtopituutta ja sähkönkäyttöpaikkojen lukumäärää ei sähköaseman liittämisen myötä ole kyetty jakamaan yhtä tasaisesti kuin lähdöllä J11 Kuivasjärvi ja J07 Pitkäjärvi.

Esimerkiksi lähdöllä J11 Kuivasjärvi on kuvan 12 mukaisessa kytkentätilanteessa taulukon 6 tietojen mukaan 681 sähkönkäyttöpaikkaa. Sähköaseman liittämisen jälkeen lähtö J11 Kuivasjärvi on jaettu kolmeen osaan, joista suurimmalla on hieman yli puolet mainituista sähkönkäyttöpaikoista. Sähkönkäyttöpaikkojen lisäksi johtopituus on kuvan 13 mukaan jaettu tasaisesti kolmen uuden lähdön kesken. Lähtö J07 Pitkäjärvi on jaettu kahteen osaan. Näistä toinen on johtopituudeltaan selvästi suurempi, mutta sähkönkäyttöpaikkojen osalta jako on tasainen.

Lähdöllä J10 Kihniö on kuvan 12 kytkentätilanteessa taulukon 7 tietojen mukaisesti 1162 sähkönkäyttöpaikkaa. Samaan tapaan kuin lähtö J11 Kuivasjärvi, sähköaseman liittämisen jälkeen lähtö J10 Kihniö on jaettu kolmeen osaan. Tässä tilanteessa suurimmalla lähdöllä J10 Kihniö on jopa 70 % mainituista sähkönkäyttöpaikoista. Sähkönkäyttöpaikkojen lisäksi johtopituus on kuvan 13 mukaan jaettu niin, että lähtö J10 Kihniö on selvästi muita pidempi. Tämän jaon seurauksena kuvan 13 kytkentätilanteessa lähdöllä J10 Kihniö tapahtuvat jakelukeskeytykset vaikuttavat muita lähtöjä selvästi laajemmalla alueella suurempaan määrään sähkönkäyttäjiä sähköasemainvestoinnista huolimatta.

Saadut tulokset kertovat sähköasemainvestoinnin vaikutuksesta tapahtuneesta toimitusvarmuuden muutoksesta. Luvut kuitenkin kertovat muutoksesta koko verkon alueella ja tarkimmillaan yksittäisen lähdön osalta. Yksittäisen asiakkaan kokemasta sähkönjakelun toimitusvarmuudesta ei näiden tulosten perusteella voida tehdä luotettavaa arviota muutoksesta. Tulosten avulla on kuitenkin mahdollista tunnistaa paremmin verkossa sijaitsevat riskialueet ja suurimmat ongelmakohtat.

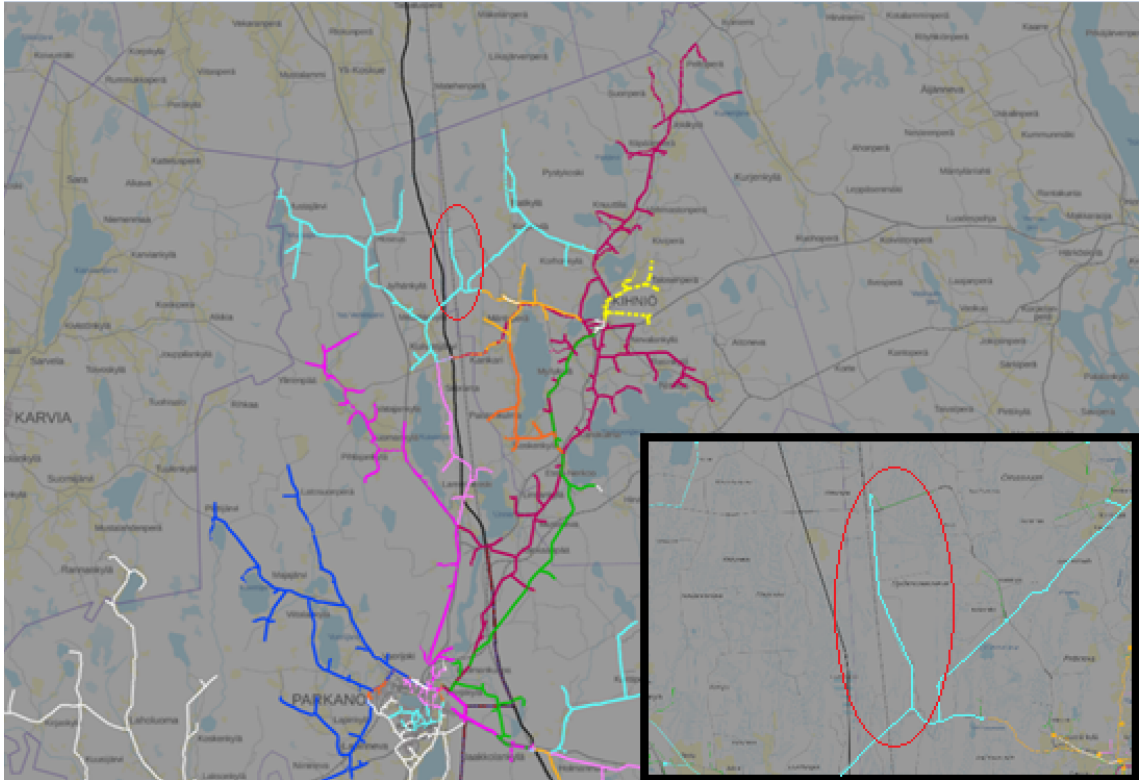
7. SANEERAUSMENETELMÄT PIENITEHOISELLA JOHTO-OSUUDELLA

Sähköverkkojen uudistaminen sähkömarkkinalain toimitusvarmuusvaatimuksia vastaavalle tasolle tulee lähivuosina vaatimaan huomattavia investointeja, joista merkittävä osa kohdistuu taajamien ulkopuolisille alueille. Toimitusvarmuusvaatimusten asettamiin haasteisiin vastaaminen on erityisen hankalaa niillä alueilla, missä verkko on pääosin rakennettu avojohtona, johtokatu sijaitsee metsässä ja sähkönkäyttö on mahdollisesti vähenevää tai muutoin vaikeasti ennustettavissa. Tällaisissa kohteissa saneerauksen kustannukset voivat saavutettuihin hyötyihin nähden muodostua huomattavan korkeiksi ja hukkainvestointien riski kasvaa.

Saneerausmenetelmien vertailussa esimerkkikohteen avulla tarkastellaan eri verkkoratkaisuiden soveltuvuutta ja kannattavuutta haja-asutusalueella sijaitsevalla vähäisellä kulutuksella olevalla johto-osuudella. Vertailun suorittamiseksi lasketaan eri verkkoratkaisuiden elinkaarikustannukset 50 vuoden pitoajalla. Elinkaarikustannuksiin lasketaan investointikustannukset sekä laskennan alkuhetkeen laskentakoron mukaan diskonttatut vuosittaiset keskeytys- ja operatiiviset kustannukset. Tämän lisäksi tarkastellaan eri tekijöiden vaikutuksia verkkoratkaisuiden kannattavuuteen ja pyritään antamaan suosituksia verkkoratkaisuiden hyödyntämisestä eri tilanteissa.

7.1 Tarkasteltava kohde ja laskennan perustiedot

Tarkasteltava johto-osuus on rakennettu vuonna 1987, ja tavoiteverkkosuunnitelman mukaan se on merkitty saneerattavaksi vuonna 2023 [53]. Johto-osuus sijaitsee Kankarintien sähköaseman lähdöllä J08 Mettälänkylä, jonka tiedot on esitetty alaluvussa 5.2. Saneeraushetkellä verkon ikä on 36 vuotta, mikä on Energiateollisuuden esittämien pitoaikojen (40–50 vuotta) mukaan alle alarajan [27, s. 106]. Esitettyjä pitoaikoja aikaisemmasta saneerausajankohdasta huolimatta kohde ei kuulu toimitusvarmuuskannustimen alaskirjausten piiriin, vaikka investointi tehtäisiin pelkästään toimitusvarmuuden parantamiseksi. Tämä johtuu siitä, että Energiateollisuuden pitoaikojen alaraja saavutetaan ja saneeraus on mahdollista suorittaa siirtymäsäännöksessä esitettyyn aikarajaan mennessä. Esimerkkitapauksen kohdalla saneerauksen voidaan siis katsoa kuuluvan normaaleihin verkon ylläpitoon ja kehittämiseen tai verkon vahvistustoimenpiteisiin liittyviin hankkeisiin. Tarkasteltava johto-osuus on esitetty kuvassa 21.



Kuva 21. Tarkasteltava pienitehoinen johto-osuus

Johto-osuuden pituus on noin 3 km, ja se on toteutettu Sparrow SP40 -avojohdolla. Avojohtoratkaisu yhdistettynä metsäiseen sijaintiin tarkoittaa merkittävää jakelukeskeytysten riskiä alueen sähkönkäyttöpaikoille. Johto-osuuden sähkönkäyttöpaikkojen yhteenlaskettu vuosienenergia on 86 MWh ja keskiteho hieman alle 10 kW. Saneeraustoimenpiteet suunnitellaan toteutettavaksi niin, että verkon rakenteen muutoksesta ei aiheudu merkittäviä keskeytyksiä, joten varavoimalle ei ole tarvetta. Tämän lisäksi verkkoyhtiöllä on käytössään yrityksen palkkalistoilla oleva verkostoasentajien tiimi, joten ylimääräisiä henkilöstökuluja ei synny, kun työ tehdään normaalina työaikana. Myöskään ylimääräistä koneistoa ei tarvitse vuokrata. Häviötehon osuus kokonaiskustannuksista on niin marginaalinen, että sen tarkastelu ei ole tarpeellista.

Taulukossa 18 on esitetty laskennassa käytettävät yleiset parametrit sekä ilmajohtoratkaisuiden yhteisten komponenttien kustannukset. Kustannukset perustuvat Energiaviraston määrittämiin neljännen ja viidennen valvontajakson verkkokomponenttien yksikköhintoihin sekä verkkoyhtiön tietoihin. Taulukossa johdon pituudella tarkoitetaan saneerattavan metsässä kulkevan avojohdoratkaistuksen pituutta. Johdon pituus sekä keskiteho on määritetty Trimble-NIS verkkotietojärjestelmän tietojen avulla. Keskeytyskustannusten laskennassa hyödynnettävä vikojen kesto on määritetty alueen vikakeskeytysten keskimääräisen keston mukaan vuosien 2018 ja 2019 keskeytysraportteihin perustuen. Keskeytyvällä teholla tarkoitetaan keskijännitelähdön keskitehoa. Kuluttajahintaindeksin

kasvu on määritetty laskemalla tälle vuodesta 2005 alkaen keskimääräinen vuosittainen arvon nousu.

Taulukko 18. Tarkastelun yleiset parametrit sekä ilmajohtoratkaisuiden yhteiset komponenttikustannukset

Parametri	Arvo
Johdon pituus	3 km
Tarkasteltava aika	50 a
Johto-osuuden keskiteho	10 kW
Keskeytyvä teho	245 kW
Kuormituksen kasvu	0,5 %
Vikojen kesto	1 h
Laskentakorko	5 %
Kuluttajahintaindeksin kasvu	1,5 %
20 kV ilmajohton purku	2 000 €/km
2-pylväsmuuntamo	6 400 €/kpl
100 kVA muuntaja	4 500 €/kpl
Erotinasema: 1 kauko-ohjattu erotin	13 200 €/kpl
Pylvään vaihto	4 885 €/km

Ilmajohtoratkaisuiden laskennassa on huomioitava kuparikyllästeisten sähköpylväiden vaihtaminen elinkaaren puolivälissä. Tämä perustuu siihen, että kuparipylväs lahoaa merkittävästi nopeammin kuin aikaisemmin käytetty CCA-pylväs (Chromated copper arsenate), jonka käyttö Suomessa on kielletty. Pylväiden kyllästeenä on myös mahdollista käyttää kreosoottia. Kyseessä kuitenkin on syöpää aiheuttava yhdiste, jolloin sen hyödyntäminen on turvallisuusriski ja vaadittavien turvallisuustoimien vuoksi hankala toteuttaa. Pylväiden vaihdon kustannuksiin on laskettu kuuluvaksi materiaali-, henkilöstö sekä laitekustannukset. Kustannus perustuu Leppäkosken Sähkö Oy:n arvioon.

Keskeytyskustannusten laskennassa otetaan huomioon tarkasteltavan johto-osuuden muulle verkolle sekä johto-osuudelle itselleen aiheuttamat viat. Muualla verkossa tapahtuneet viat jätetään laskennan ulkopuolelle. Tämä tehdään, jotta tarkasteltavan johto-osuuden saneerauksen vaikutukset saadaan tarkastelussa paremmin tuotua esiin. Keskeytyskustannusten laskennassa on oletettu, että sähkönjakeluverkon häiriötilanteiden automaattisen vianrajauksen (FLIR, Fault detection, Location, Isolation and supply Restoration) sekä ilmajohtoratkaisuissa johto-osuuden alkuun sijoitettavan kauko-ohjatun erotinaseman avulla voidaan johto-osuudella tapahtuvien pysyvien vikojen rajaus toteuttaa mahdollisimman tehokkaasti. Näiden avulla normaali sähkönjakelu voidaan palauttaa verkon ehjiin osiin muutaman minuutin kuluessa. Erotinasema on käytössä tarkastelun alusta lähtien kaikissa ilmajohtoratkaisuissa. Johto-osuudella tapahtuviin jälleenykyntöihin tällä ei ole vaikutusta.

7.2 Johdon sijoittaminen metsään

Merkittävä osa etenkin iäkkäistä johto-osuuksista haja-asutusalueilla on rakennettu metsäisille alueille. Syynä tähän on kyseisten johto-osuuksien rakentamisen aikaan käytetty verkostorakentamisen ratkaisumalli, jossa tavoitteena oli materiaalikustannusten ja sitä kautta kokonaisinvestointien minimointi rakentamalla verkot mahdollisimman suoriksi [57, s. 40]. Haja-asutusalueiden sähköistämisen huippuvuosina 50- ja 60 -luvulla maanomistajat saattoivat jopa kilpailla keskenään sähkölinjojen sijoittamisesta omalle maalleen, sillä tämä varmisti sähköliittymän saamisen maanomistajalle [57, s. 40]. Tällöin sähkönjakelun luotettavuus tosin ei ollut kovinkaan keskeinen huolenaihe, sillä sähkön laadun ei katsottu olevan riippuvainen keskeytysten lukumääristä vaan riittävän suuresta jännitejäykkyudesta sekä pienestä jännitteenalenemasta [57, s. 41].

Tässä verkkoratkaisussa olemassa oleva verkko rakennetaan samalle paikalle vastaavanlaisena uutena Sparrow SP40-avojohtona, jolloin johdon pituus on 3 km. Metsään rakennettavan Sparrow-avojohtoratkaisun elinkaarikustannusten laskennassa käytetyt arvot sekä laskennan tulokset on esitetty taulukossa 19. Johto kulkee osittain myös tien varressa, joten sijainnista riippuen johtokadun raivaus ja vierimetsän hoito suoritetaan joko 1- tai 2-puoleisena. Raivauksen kustannukset perustuvat Metsätalouden kehittämiskeskuksen ilmajohtojen toimitusvarmuutta koskevan raportin esimerkkitapauksen kustannuksiin [58, s. 18]. Pysyvien vikojen määrän arvo on määritetty Energiategollisuuden keräämien keskeytystilastojen keskiarvona viimeisen viiden vuoden ajalta ja viankorjauksessa kustannuksena on käytetty 1 200 €/vika [59, s. 77]. Kunnossapitokustannukset sekä jälleenkytkentöjen lukumäärät perustuvat työ- ja elinkeinoministeriön selvitykseen ”Sähkönsiirtohinnot ja toimitusvarmuus” [2, s. 71].

Taulukko 19. Sparrow-avojohto metsässä, laskennan parametrit sekä tulokset

Tarkastelussa käytetyt parametrit		Laskennan tulokset	
Pituus	3 km	Investointi	119 575 €
Johto	21 800 €/km	KAH	38 280 €
Raivaus 1 puol.	1 700 €/km	OPEX	22 925 €
Raivaus 2 puol.	3 400 €/km	Yhteensä	180 780 €
Pysyvät viat	12 kpl/100 km		
Pikajälleenkytkennät	35 kpl/100 km		
Aikajälleenkytkennät	32 kpl/100 km		
Kunnossapito	153 €/km		
Viankorjaus	144 €/km		

Keskijänniteverkossa voidaan vikojen vähentämiseksi käyttää myös päällystettyä avojohtoa, kuten PAS-johtoa. Johtimen pinnalla on riittävästi eristystä, jotta puu voi nojata

johdinta vasten pitkiäkin aikoja ilman, että sähköjakelu keskeytyy. Myöskään johtimien lyhytaikainen koskettaminen toisiinsa ei johda läpilyöntiin [37, s. 27]. PAS-johdon käyttövarmuus on avojohtoa parempi, sillä johdolle metsäisen sijainnin takia suuremmalla todennäköisyydellä tippuvat oksat eivät yleensä johda sähköjakelun keskeytykseen.

PAS-johtojen investointikustannukset ovat noin kolmanneksen vastaavaa ilmajohtoratkaisua kalliimpia. Niiden taloudellinen käyttöalue on sähköasemilta lähtevissä kaksois- ja kolmoisjohdoissa sekä käyttövarmuuden kannalta haastavilla alueilla [37, s. 28]. PAS-johtoja käytettäessä on kuitenkin huomioitava, että johdolle kaatuneet tai taipuneet puut voivat ajan mittaan muodostaa suuri-impedanssisen maasulun, jota maasulun suojalaitteet eivät välttämättä havaitse [37, s. 28]. Myrskyn jälkeen PAS-johdot onkin aina käytävä tarkastamassa. Lisäksi puun eristeeseen hankaaman rakenneaurion todentaminen voi olla hankalaa, mikä edesauttaa vikatilanteiden muodostumista.

Päällystetyn avojohdon ratkaisussa Sparrow SP40-avojohto korvataan metsässä kulkevalla PAS-johdolla, jonka pituus on 3 km. Ratkaisun elinkaarikustannusten laskennassa käytetyt arvot sekä laskennan tulokset on esitetty taulukossa 20. Viankorjauksen, raivauksen sekä muiden ilmajohtoverkon komponenttien osalta kustannus on sama kuin avojohtoratkaisussa. Pysyvien vikojen lukumäärän arvo on määritetty Energiategollisuuden keräämien keskeytystilastojen keskiarvona viimeisen viiden vuoden ajalta. Jälleenkytkentöjen osalta vikamäärien on arvioitu laskevan samassa suhteessa pysyvien vikojen kanssa. Kunnossapitokustannus on arvioitu hieman alhaisemmaksi johdon vahvemman rakenteen vuoksi, mikä vähentää kunnossapidon tarvetta.

Taulukko 20. PAS-johto metsässä, laskennan parametrit sekä tulokset

Tarkastelussa käytetyt parametrit		Laskennan tulokset	
Pituus	3 km	Investointi	148 585 €
Johto	31 300 €/km	KAH	22 415 €
Raivaus 1 puol.	1 700 €/km	OPEX	15 590 €
Raivaus 2 puol.	3 400 €/km	Yhteensä	186 590 €
Pysyvät viat	5 kpl/100 km		
Pikajälleenkytkennät	16 kpl/100 km		
Aikajälleenkytkennät	14 kpl/100 km		
Kunnossapito	115 €/km		
Viankorjaus	87 €/km		

7.3 Johdon sijoittaminen tien varteen

Keskijännitteistä ilmajohtoverkkoa uusittaessa on kannattavaa pohtia mahdollisuutta siirtää metsässä sijaitsevat johdot tienvarteen käyttövarmuuden parantamiseksi. Tien varressa olevan johdon vikamäärä on metsäiseen sijaintiin verrattuna pienempi ja vikojen

paikallistaminen sekä korjaus nopeampaa [37, s. 27]. Kokemukset sekä tilastotieto keskijännitteisten johtojen sijoittamisesta tien varteen osoittavat, että menetelmän avulla johto-osuudella esiintyvien vikojen määrä voidaan vähentää puoleen [57, s. 41].

Sähköistyksen huippuvuosista poiketen maanomistajat ovat nykyään vastahakoisempia hyväksymään mailleen sijoitettavia johtolinjoja, minkä seurauksena maankäytösopimusten saaminen uusille metsään vedettäville linjoille on vaikeutunut [57, s. 41]. Rakennettaessa johto metsään, on myös huomioitava, että suurin osa kuormasta sijoittuu teiden varsille, jolloin varsinaisen johtolinjan lisäksi teiden laitoihin on rakennettava myös haarajohtoja. Tienvarteen rakennettaessa johtolinja tulee näkyväksi, mutta tämä mielletään useimmiten pienemmäksi haitaksi laajoihin raivaustoimenpiteisiin verrattuna [57, s. 41].

Tienvarteen rakennettavan Sparrow-avojohtoratkaisun elinkaarikustannusten laskennassa käytetyt arvot sekä laskennan tulokset on esitetty taulukossa 21. Tässä verkko-
ratkaisussa uusi avojohto rakennetaan kulkemaan lähistöllä sijaitsevan tien varteen sekä asentamisen että viankorjauksen helpottamiseksi. Tämä lisää johto-osuuden pituutta noin 500 metrillä. Komponenttien kustannukset, raivaus-, viankorjaus- ja kunnossapito-kustannukset on määritetty samalla tavalla kuin alaluvussa 7.2. Pysyvien vikojen ja jälleenytkentöjen määrien osalta on aiemmin mainitun mukaisesti oletettu, että vikojen määrä saadaan puolitettua tienvarteen rakentamalla.

Taulukko 21. Sparrow-avojohto tien varressa, laskennan parametrit sekä tulokset

Tarkastelussa käytetyt parametrit		Laskennan tulokset	
Pituus	3,5 km	Investointi	127 005 €
Johto	21 800 €/km	KAH	22 330 €
Raivaus 1 puol.	1 700 €/km	OPEX	17 650 €
Pysyvät viat	6 kpl/100 km	Yhteensä	166 985 €
Pikajälleenytkennät	17,5 kpl/100 km		
Aikajälleenytkennät	16 kpl/100 km		
Kunnossapito	124 €/km		
Viankorjaus	72 €/km		

PAS-johtojen sijoittaminen teiden varsille tai muille helppokulkuisille alueille on metsäistä sijaintia yleisempää, jotta näiden tarkastus etenkin poikkeuksellisten ilmasto-olosuhteiden, kuten myrskyjen, jälkeen on helpompaa. Tarkastuksia on suoritettava, jotta mm. aiemmin mainittuja vaikeasti havaittavissa olevia suuri-impedanssisia maasulkuja ei pääse muodostumaan ja jotta eristeen rakennevauriot voidaan korjata vikojen estämiseksi [57, s. 40].

PAS-johtoratkaisun elinkaarikustannusten laskennassa käytetyt arvot sekä laskennan tulokset on esitetty taulukossa 22. Komponenttien kulut, raivaus- ja viankorjauskustannukset on määritetty samalla tavalla kuin alaluvussa 7.2. Kunnossapitokustannus on helpomman maaston ja esteettömyyden vuoksi arvioitu metsässä kulkevaan johtoon verrattuna noin 20 % pienemmäksi, mikä vastaa työ- ja elinkeinoministeriön selvityksessä ”Sähkönsiirtohinnat ja toimitusvarmuus” metsään ja tienvarteen rakennettujen avojohtoratkaisuiden kunnossapitokustannusten eroa [2, s. 71]. Kustannusten on oletettu pienevän samansuuntaisesti, sillä vallitsevat olosuhteet sekä kunnossapitoon vaadittavat laitteet ovat samanlaiset. Pysyvien vikojen ja jälleenkytkentöjen määrien osalta on aiemmin mainitun mukaisesti oletettu, että vikojen määrä saadaan puolitettua tienvarteen rakentamalla.

Taulukko 22. PAS-johto tien varressa, laskennan parametrit sekä tulokset

Tarkastelussa käytetyt parametrit		Laskennan tulokset	
Pituus	3,5 km	Investointi	160 255 €
Johto	31 300 €/km	KAH	11 940 €
Raivaus 1 puol.	1 700 €/km	OPEX	12 520 €
Pysyvät viat	3 kpl/100 km	Yhteensä	184 715 €
Pikajälleenkytkennät	8 kpl/100 km		
Aikajälleenkytkennät	7 kpl/100 km		
Kunnossapito	93 €/km		
Viankorjaus	46 €/km		

7.4 Maakaapelointi tien varteen

Maakaapeloitu sähköverkko ei ole altis ympäristön aiheuttamille häiriöille, kuten kaatu-neille puille, myrskyille ja tykkylumelle. Maakaapeloinnin avulla on mahdollista täyttää sähkömarkkinalain toimitusvarmuudelle asettamat vaatimukset, mistä syystä monet verkonhaltijat käyttävät merkittävän osan verkkoinvestoinneistaan jakeluverkkojen maakaapelointiin [34, s. 42]. Kaapelien vikataajuus on noin 20–50 % avojohtojen pysyvien vikojen vikataajuudesta ja jälleenkytkennät kyetään eliminoimaan kyseiseltä johto-osuudelta kokonaan [37, s. 27].

Toimitusvarmuusvaatimusten siirtymäsäännöksen loppuun mennessä keskijänniteverkon maakaapelointiasteen on Suomessa oletettu olevan noin 50 % ja pienjänniteverkon noin 70 % [34, s. 43]. Leppäkosken Sähkö Oy:n jakeluverkon osalta vastaavat luvut ovat 40 % keskijänniteverkon ja 60 % pienjänniteverkon kaapelointiasteelle [6]. Laajamittainen maakaapelointi on kuitenkin huomattavan kallista ja vikojen tarkka paikallistaminen sekä korjaaminen hitaampaa. Tämän lisäksi on huomioitava maakaapeleiden maasulkuvirtoja kasvattava vaikutus ja pitkien korjausaikojen takia tarvittavat varayhteydet

Maakaapelointiratkaisun laskennassa käytetyt arvot sekä tulokset on esitetty taulukossa 23. Tässä uusi maakaapeli rakennetaan kulkemaan lähistöllä sijaitsevan tien viereen asentamisen sekä viankorjauksen helpottamiseksi. Käytettävän maakaapelin poikkipinta-ala on 50 mm², ja kaivuu suoritetaan suurimmalta osin helpoissa olosuhteissa. Muita kustannuksia ovat mm. tarvittavat päätteet sekä jatkokset, muuntamo, muuntaja ja johtoerotin. Kaapeliverkossa esiintyvien vikojen lukumäärän arvo on määritetty Energiategollisuuden keräämien keskeytystilastojen keskiarvona viimeisen viiden vuoden ajalta. Viankorjauksessa kustannuksena on käytetty 3 500 €/vika [59, s. 77]. Kunnossapitokustannus perustuu työ- ja elinkeinoministeriön selvitykseen ”Sähkönsiirtohinnot ja toimitusvarmuus” [2, s. 71]

Taulukko 23. Maakaapelointi tien varteen, laskennan parametrit sekä tulokset

Tarkastelussa käytetyt parametrit		Laskennan tulokset	
Pituus	3,5 km	Investointi	160 200 €
Kaapeli	24 300 €/km	KAH	1 310 €
Kaivuu	10 700 €/km	OPEX	8 330 €
Puistomuuntamo: kevyt	8 600 €/kpl	Yhteensä	169 840 €
100 kVA muuntaja	4 500 €/kpl		
Johtoerotin: kevyt	3 400 €/kpl		
Jatkos	1 700 €/kpl		
Kojeistopääte	1 100 €/kpl		
Pylväspääte	2 200 €/kpl		
Pysyvät viat	1 kpl/100 km		
Pikajälleenkytkennät	0 kpl/100 km		
Aikajälleenkytkennät	0 kpl/100 km		
Kunnossapito	52,5 €/km		
Viankorjaus	40 €/km		

7.5 Ylileveä johtokatu verkon saneerauksessa

Vierimetsällä tarkoitetaan sitä johtokadun ulkopuolella sijaitsevaa puustoa, joka voi koskettaa tai kaatua voimakkaan tuulen, lumikuorman taikka jostain muusta vastaavasta syystä sähköjohtimien päälle, ja näin aiheuttaa sähkökatkon tai sähköjohdon vaurioitumisen riskin [58, s. 3]. Vierimetsän hoidolla puolestaan tarkoitetaan sellaisia metsänhoidollisia toimenpiteitä, joiden avulla puuston sähkölinjoille aiheuttamia riskejä pyritään vähentämään pitkävaikutteisesti.

Verkkoyhtiöiden velvollisuutena on hoitaa johtokadulla ja sen lähellä olevaa puustoa siten, että sähkönjakelun toimitusvarmuus ei puuston kasvun seurauksena vaarannu [58, s. 3]. Vierimetsää hoitamalla alueen puustosta ja toimenpiteistä riippuen saavutetaan merkittäviä hyötyjä noin 10–20 vuoden ajaksi, jonka jälkeen uudet taimikot ovat

saavuttaneet ensiharvennusvaiheen ja alue on tarvittavilta osin käsiteltävä uudelleen [58, s. 4]. Muuna aikana toimenpiteiksi riittävät useimmiten sähkölinjojen välittömässä läheisyydessä olevien yksittäisten puiden poistaminen sekä rajattujen alueiden oksiminen. Vierimetsän leveydelle ei ole virallista määrittelyä, mutta yleensä tällä tarkoitetaan johtokadun reunasta 10–20 metrin päähän ulottuvaa aluetta [58, s. 3].

Toimitusvarmuusvaatimusten kiristymisen myötä metsäisillä osuuksilla sijaitsevista ilma-johtoista on muodostunut merkittävä riskitekijä. Monien verkkoyhtiöiden osalta ratkaisuna tähän on hyödynnetty laajamittaista maakaapelointia. Kun johdon ikä on alhainen, alueen sähkönkulutus vähäinen ja koko verkon investointitarve merkittävän suuri, kyseisten johto-osuuksien uudelleenrakentaminen maakaapelina ei ole välttämättä kuitenkaan toivottava menoerä. Näissä tilanteissa ylileveä johtokatu voi olla tehokas menetelmä hyödyntää jäljellä oleva käyttöikä ja näin hallitusti lykätä verkon saneerausta.

Ylileveän johtokadun avulla tavoitellaan johto-osuudella tehtävän rakenteellisen muutoksen lykkäystä ja toimitusvarmuuden parantamista tekemällä johto-osuudesta puuvarma 20–30 vuodeksi [60, s. 34]. Keskijänniteverkossa johtokadun leveys on yleensä noin 10 metriä, mutta ylileveän johtokadun tapauksessa puusto poistetaan molemmin puolin noin 15 metriä leveältä alueelta [60, s. 34]. Johtokadun leveys on tällöin yhteensä 30 metriä.

Ylileveää johtokatua hyödyntävissä verkkoratkaisuissa on tarkoituksena hallitusti lykätä tarkasteltavalla johto-osuudella tehtävää rakenteellista muutosta Energiateollisuuden määrittämien pitoaikojen ylärajalle ja tehdä johto-osuudesta puuvarma koko tarkastelun ajaksi. Pitoajan ylärajan saavuttamisen jälkeen johto-osuus saneerataan alaluvuissa 7.2–7.4 ilmoitetuilla menetelmillä. Raivaus suoritetaan tarpeen mukaan 25 vuoden välein. Tien varteen rakennettavien ilmajohdoratkaisuiden kohdalla raivaus tehdään kolme kertaa, metsään rakennettaessa kaksi kertaa ja maakaapeliratkaisussa kerran.

Vertailussa otetaan huomioon verkon komponenttien jäljellä oleva arvo 50 vuoden pitoajan jälkeen vähentämällä tämä kokonaiskustannuksista. Ylileveän johtokadun kustannus on noin 8 000 €/km, kun hakkuita suoritetaan molemmin puolin johtokatua, ja 5 000 €/km, kun hakkuita suoritetaan vain toisella puolella [60, s. 31–32]. Ylileveän johtokadun sisältävien verkkoratkaisuiden elinkaarikustannusten laskennassa käytetyt arvot sekä laskentatulokset on esitetty taulukoissa 24–28. Laskennan parametrit perustuvat aiemmin esitettyjen verkkoratkaisuiden sekä työ- ja elinkeinoministeriön selvityksen ”*Sähkön-siirtohinnot ja toimitusvarmuus*” arvoihin.

Taulukko 24. Sparrow-avojohto metsässä, laskennan parametrit sekä tulokset

Tarkastelussa käytetyt parametrit		Laskennan tulokset	
Pituus	3 km	Investointi	150 355 €
Johto	21 800 €/km	KAH	9 570 €
Raivaus 1 puol.	5 000 €/km	OPEX	12 195 €
Raivaus 2 puol.	8 000 €/km	NKA	22 890 €
Pysyvät viat	3 kpl/100 km	Yhteensä	149 230 €
Pikajälleenkytkennät	8,75 kpl/100 km		
Aikajälleenkytkennät	8 kpl/100 km		
Kunnossapito	108 €/km		
Viankorjaus	50 €/km		

Taulukko 25. PAS-johto metsässä, laskennan parametrit sekä tulokset

Tarkastelussa käytetyt parametrit		Laskennan tulokset	
Pituus	3 km	Investointi	178 855 €
Johto	31 300 €/km	KAH	9 570 €
Raivaus 1 puol.	5 000 €/km	OPEX	10 550 €
Raivaus 2 puol.	8 000 €/km	NKA	31 440 €
Pysyvät viat	3 kpl/100 km	Yhteensä	167 535 €
Pikajälleenkytkennät	8,75 kpl/100 km		
Aikajälleenkytkennät	8 kpl/100 km		
Kunnossapito	90 €/km		
Viankorjaus	50 €/km		

Taulukko 26. Sparrow-avojohto tien varressa, laskennan parametrit sekä tulokset

Tarkastelussa käytetyt parametrit		Laskennan tulokset	
Pituus	3,5 km	Investointi	169 635 €
Johto	21 800 €/km	KAH	9 570 €
Raivaus 1 puol.	5 000 €/km	OPEX	12 765 €
Raivaus 2 puol.	8 000 €/km	NKA	42 960 €
Pysyvät viat	3 kpl/100 km	Yhteensä	149 010 €
Pikajälleenkytkennät	8,75 kpl/100 km		
Aikajälleenkytkennät	8 kpl/100 km		
Kunnossapito	98 €/km		
Viankorjaus	50 €/km		

Taulukko 27. PAS-johto tien varressa, laskennan parametrit sekä tulokset

Tarkastelussa käytetyt parametrit		Laskennan tulokset	
Pituus	3,5 km	Investointi	202 885 €
Johto	31 300 €/km	KAH	9 015 €
Raivaus 1 puol.	5 000 €/km	OPEX	11 100 €
Raivaus 2 puol.	8 000 €/km	NKA	52 935 €
Pysyvät viat	3 kpl/100 km	Yhteensä	170 065 €
Pikajälleenkytkennät	8 kpl/100 km		
Aikajälleenkytkennät	7 kpl/100 km		
Kunnossapito	85 €/km		
Viankorjaus	46 €/km		

Taulukko 28. Maakaapeli tien varressa, laskennan parametrit sekä tulokset

Tarkastelussa käytetyt parametrit		Laskennan tulokset	
Pituus	3,5 km	Investointi	184 750 €
Kaapeli	24 300 €/km	KAH	2 275 €
Kaivuu	10 700 €/km	OPEX	10 800 €
Raivaus 1 puol.	5 000 €/km	NKA	35 335 €
Raivaus 2 puol.	8 000 €/km	Yhteensä	162 470 €
Puistomuuntamo: kevyt	8 600 €/kpl		
100 kVA muuntaja	4 500 €/kpl		
Johtoerotin: kevyt	3 400 €/kpl		
Jatkos	1 700 €/kpl		
Kojeistopääte	1 100 €/kpl		
Pylväspääte	2 200 €/kpl		
Pysyvät viat	1 kpl/100 km		
Pikajälleenkytkennät	0 kpl/100 km		
Aikajälleenkytkennät	0 kpl/100 km		
Kunnossapito	70 €/km		
Viankorjaus	43 €/km		

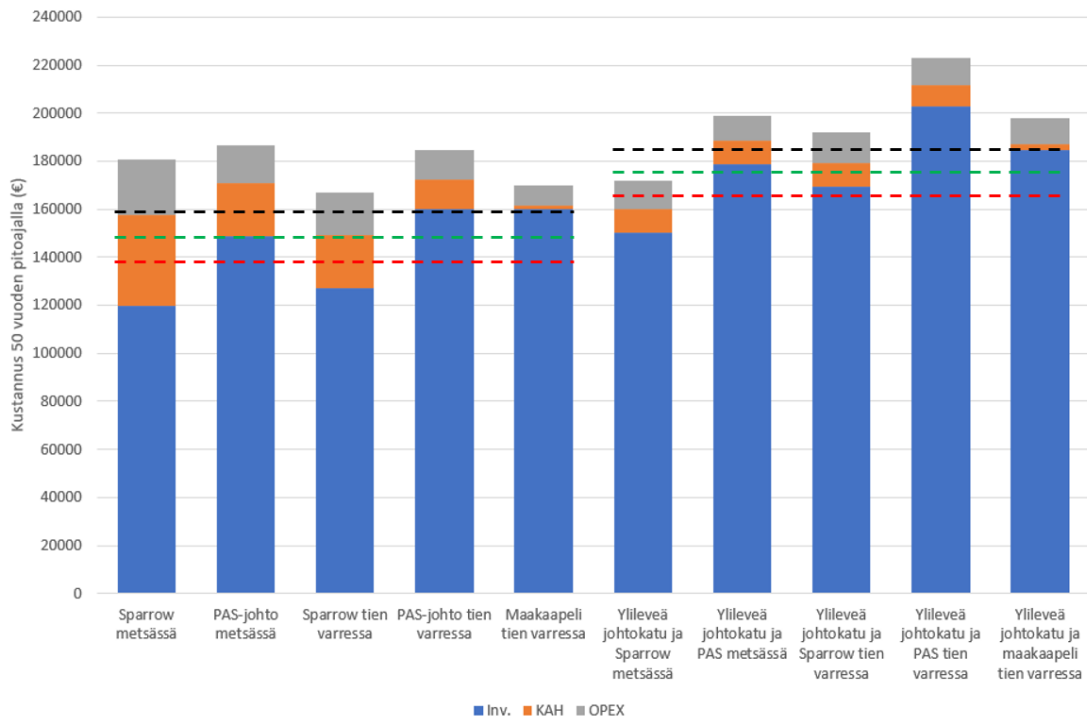
7.6 Elinkaarikustannusten vertailu

Kuvassa 22 on esitetty esimerkkitapauksen eri verkkoratkaisuiden elinkaarikustannukset, joissa on eroteltuna investointikustannukset, keskeytyskustannukset sekä operatiiviset kustannukset. Kuvan tuloksissa ei ole huomioitu ylileveän johtokadun sisältävien verkkoratkaisuiden jäljellä olevaa arvoa tarkastelujakson loputtua. Kuvassa 23 puolestaan on esitetty verkkoratkaisuiden elinkaarikustannukset, joissa on huomioitu ylileveän johtokadun sisältävien verkkoratkaisuiden jäljellä oleva arvo. Saatujen tulosten vertailu osoittaa, miksi pelkkä perustamiskustannus ei välttämättä anna riittävän tarkkaa kuvaa kokonaiskustannuksista, vaan tarkastelua on tehtävä koko elinkaaren ajalta.

Saadut tulokset havainnollistavat verkkoratkaisuiden elinkaarikustannusten eroa Energiaviraston määrittämillä komponenttien nykyhinnoilla laskettuna. Verkon komponenttien

yksikköhintoihin on kuitenkin mahdollista tulla päivityksiä toimintaympäristön ja markkinoiden muuttuessa sekä verkon rakentamisen menetelmien kehittyessä [2, s. 42–44]. Päivityksiä yksikköhintoihin tapahtui esimerkiksi neljännelle valvontajaksolle siirryttäessä, jolloin maakaapeliverkon komponenttien hinnat pääsääntöisesti laskivat ja ilmajohtoverkon komponenttien hinnat puolestaan hieman nousivat [42, s. 45].

Kuvissa 22 ja 23 on alalukujen 7.2–7.5 laskentatulosten lisäksi havainnollistettu maakaapeliverkon komponenttien kustannusten mahdollisen alenemisen vaikutuksia elinkaarikustannuksiin. Laskennassa on huomioitu kustannusten aleneminen 10 %, 20 % ja 30 %. Kustannusten aleneminen on mahdollinen seuraus maakaapeliverkon rakentamisen menetelmien ja laitteiston kehittymisen sekä markkinoiden laajenemisen johdosta [28, s. 26]. Maakaapeliverkon kustannusten 10 %:n alenemista on havainnollistettu mustalla katkoviivalla, 20 %:n alenemista vihreällä katkoviivalla ja 30 %:n alenemista punaisella katkoviivalla. Tulosten perusteella on komponenttihintojen alenemisen lisäksi mahdollista tarkastella valvontamallin yksikköhintoja tehokkaamman saneerauksen vaikutuksia maakaapeloinnin kannattavuuteen.

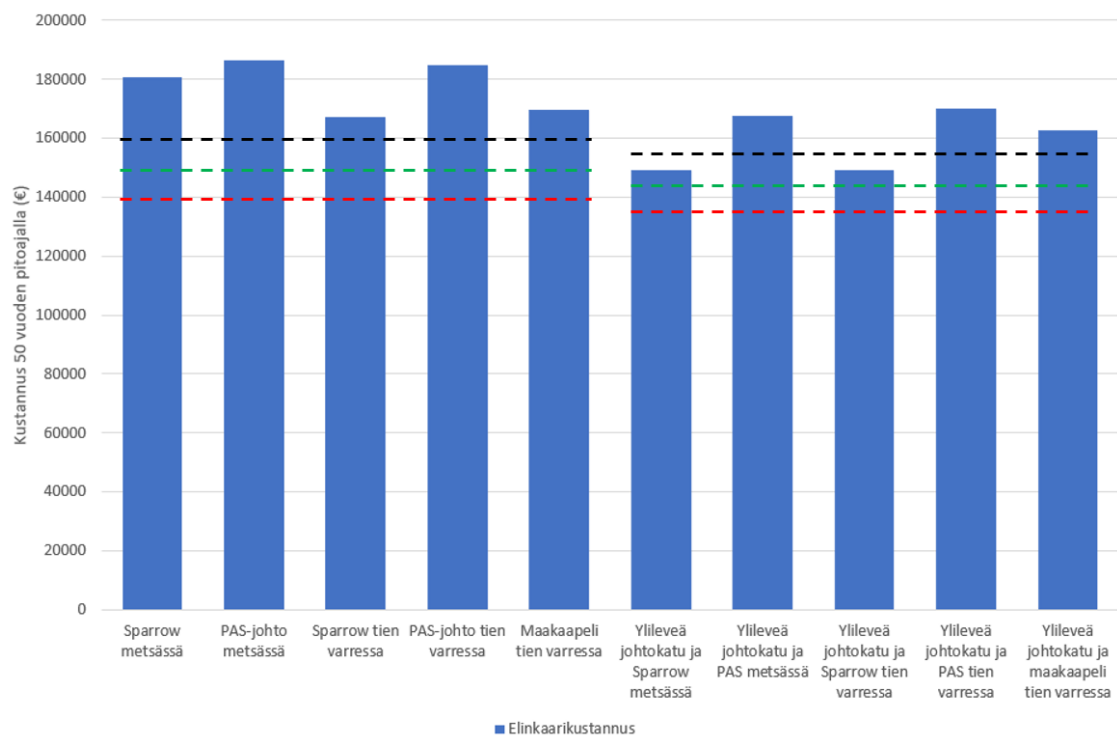


Kuva 22. Saneerausmenetelmien elinkaarikustannusten osatekijöiden vertailu

Kuten kuvassa 22 esitetyistä laskentatuloksista voidaan havaita, ilman ylileveää johtokatua toteutetuissa verkkoratkaisuissa suurimmat elinkaarikustannukset ovat metsään rakennettavassa Sparrow-avoijohtoratkaisussa sekä PAS-johtoratkaisuissa. Tien var-

teen rakennettavan Sparrow avojohtoratkaisun sekä maakaapeloinnin elinkaarikustannukset ovat loppusummaltaan hyvin samanlaiset ja hieman muita alhaisemmat. Tarkasteltaessa elinkaarikustannusten eri osakomponentteja, havaitaan investointikustannusten olevan suurimmat maakaapeloinnissa sekä PAS-johtoratkaisuissa ja pienimmät Sparrow avojohtoratkaisuissa. Keskeytyskustannusten sekä operatiivisten kustannusten osalta puolestaan voidaan havaita, että suurimmat kustannukset ovat Sparrow-avojohtoratkaisuissa ja pienimmät maakaapeloinnissa. PAS-johtoratkaisut sijoittuvat kustannuksiltaan jälleen näiden kahden väliin.

Tarkasteltaessa ylileveän johtokadun vaikutuksia voidaan havaita, että kaikkien verkkoratkaisuiden investointikustannukset ovat kasvaneet raivauksen johdosta näitä vastaviin vertailutasoihin, eli verkkoratkaisuihin ilman ylileveää johtokatua, verrattuna. Etenkin tien varteen rakennettavien ilmajohtoratkaisuiden investointikustannukset ovat nousseet muita enemmän. Tähän syynä on ylileveän johtokadun ylläpitämiseen vaadittujen raivauskertojen määrä. Ylileveän johtokadun hyödyntämisen myötä kaikissa ilmajohtoratkaisuissa operatiiviset kustannukset ja KAH-kustannukset ovat kuitenkin alentuneet huomattavasti ja näissä havaitaan selvästi vähemmän vaihtelua verkkoratkaisuiden välillä samankaltaisempien olosuhteiden johdosta. Maakaapeloinnin osalta sekä operatiivisissa kustannuksissa että KAH-kustannuksissa havaitaan maltillista kasvua avojohtosuuden pitoajan jatkamisen vaikutuksesta.



Kuva 23. Saneerausmenetelmien elinkaarikustannusten vertailu

Kuten kuvassa 23 esitetyistä laskentatuloksista voidaan havaita, suuremmista investointikustannuksista huolimatta ylileveän johtokadun mahdollistaman saneerauksen lykkäyksen sekä ilmajohtojen alhaisempien keskeytys- ja operatiivisten kustannusten johdosta kaikissa tarkastelluissa tapauksissa elinkaarikustannukset ovat näitä vastaavia vertailutasoja alhaisemmat. Vertailutasoihin suhteutettuna tarkastelujakson lopulla ylileveän johtokadun hyödyntämisen myötä elinkaarikustannukset alenevat metsään rakennettavan Sparrow-avojohdon osalta n. 17,4 %, metsään rakennettavan PAS-johdon osalta n. 10,2 %, tien varteen rakennettavan Sparrow-avojohdon osalta n. 10,8 %, tien varteen rakennettavan PAS-johdon osalta n. 7,6 % ja maakaapeloinnin osalta n.4,3 %.

Esimerkkitapauksen laskentatulosten perusteella voidaan todeta, että ylileveän johtokadun hyödyntämisellä on suurin positiivinen vaikutus niillä johto-osuuksilla, joilla vikataajuus ja keskeytyskustannukset ovat metsäisestä sijainnista johtuen merkittävät ja operatiiviset kustannukset korkeat. Ylileveän johtokadun vaikutus operatiivisiin- sekä keskeytyskustannuksiin on puolestaan alhainen tai jopa negatiivinen niillä johto-osuuksilla, joilla nämä kustannukset ovat jo ennestään alhaiset ja ympäristön aiheuttamien vikojen vaikutukset on saatu tehokkaasti hallintaan muilla keinoilla. Negatiivinen vaikutus keskeytys- ja operatiivisissa kustannuksissa on kuitenkin erittäin maltillinen.

Laskentatulosten perusteella voidaan myös todeta, että eri verkkotekniikoiden kannattavuutta tarkasteltaessa ja toimenpiteitä suunniteltaessa on kohteen valinta ensisijaisen tärkeää. Etenkin tien varteen rakennettavien ilmajohtoratkaisuiden saneerausajankohdan valinta korostuu useaan kertaan tehtävien raivausten vuoksi. Esimerkkitilanteessa siirrettäessä johto-osuus pois metsästä ensimmäisestä raivauksesta ei myöskään saada täyttä hyötyä, kun uuden johdon rakentaminen ja vanhan purkaminen tapahtuu noin 10 vuotta ennen uuden raivauksen tarvetta. Valitsemalla saneerausajankohta ja saneerausmenetelmä valitulle verkkoratkaisulle sopivimmalla tavalla vältytään ylimääräisiltä investoinneilta ja jo tehdyistä tai suunnitelluista investoinneista saadaan mahdollisimman suuri hyöty.

7.7 Muutostekijöiden vaikutukset elinkaarikustannuksiin

Verkkotekniikoiden kannattavuuteen vaikuttavat useat muuttujat, kuten johto-osuuden ja lähdön teho sekä niiden muutokset, saneerauksen ajankohta, ilmastolliset olosuhteet, komponenttien ja työn hinta sekä muut vastaavat tekijät. Muuttujien moninaisuuden vuoksi muiden alan toimijoiden suosima tai jossain toisessa tilanteessa toimiva ratkaisu ei välttämättä sovellu oman verkon olosuhteisiin, joten mitään tiettyä kaikkiin tilanteisiin

sopivaa ratkaisumallia ei ole olemassa. Esimerkkitapauksesta saatujen tulosten perusteella voidaan kuitenkin tarkastella erilaisia muuttujia, jotka vaikuttavat verkkoratkaisun kannattavuuteen.

Liitteessä G on havainnollistettu saneerauksen ajankohdan, liitteessä H johto-osuuden tehon ja liitteessä I saneerattavan johto-osuuden pituuden muutoksen vaikutusta elinkaarikustannuksiin. Tarkastelu tapahtuu 50 vuoden pitoajalla ja saneerauksen ajankohdan muutoksen tarkastelua lukuun ottamatta ylilevää johtokatua hyödynnettäessä, saneerauksen lykkäys on 15 vuotta. Tarkasteltavat muuttujat ovat valikoituneet sen perusteella, että ne ovat eräitä merkittävimpiä tekijöitä elinkaarikustannusten muodostumisen kannalta.

7.7.1 Johto-osuuden saneerauksen lykkäyksen muutos

Saneerauksen ajankohdan muutoksen tarkoituksena on tarkastella elinkaarikustannusten kehittymistä, kun saneerausta on mahdollista lykätä 5–15 vuotta. Tällöin ylilevään johtokadun raivaus suoritetaan tarkastelun alussa ja johto-osuuden saneerauksen ajankohta muuttuu annetulla aikavälillä. Liitteen G tuloksissa on esitetty elinkaarikustannukset ylilevään johtokadun sisältäville ratkaisuille sekä näitä vastaaville vertailutasoille ja verrattu näiden verkkoratkaisuiden kustannusten eroa. Verkkoratkaisuiden vertailussa 100 %:n vertailutasona on kunkin saneerausmenetelmän kohdalla käytetty sitä arvoa, jolloin ilman ylilevää johtokatua toteutetun ja tämän sisältävän verkkoratkaisun elinkaarikustannukset ovat yhtä suuret.

Liitteen G tuloksista voidaan havaita, että kaikkien ylilevään johtokadun sisältävien verkkoratkaisuiden elinkaarikustannukset pienenevät, mitä pidemmälle saneerausta saadaan lykättyä. Vastaavasti kustannukset kasvavat saneerauksen ajankohdan aikaistuksessa. Tulosten perusteella ylilevään johtokadun sisältävät verkkoratkaisut ovat elinkaarikustannuksiltaan näitä vastaavien vertailutasojen suuruiset, kun saneerauksen ajankohtaa saadaan pidennettyä tien viereen rakennettavan Sparrow avojohdon osalta noin 6 vuodella, metsään rakennettavan Sparrow-avojohdon sekä metsään rakennettavan PAS-johdon osalta noin 7 vuodella ja tien viereen rakennettavan PAS-johdon sekä maakaapeloinnin osalta noin 11 vuodella. Tätä aikaisemmalla saneerausajankohdalla ei esimerkkitapauksessa ylilevää johtokatua voida saatujen tulosten mukaan pitää elinkaarikustannuksiltaan perusteltuna.

Tien varteen rakennettavan PAS-johdon sekä maakaapeloinnin osalta vaadittu pidempi saneerauksen lykkäys selittyy näitä vastaavien vertailutasojen alhaisemmilla keskeytys-

sekä operatiivisilla kustannuksilla, jolloin ylileveällä johtokadulla saavutettu hyöty on muita verkkoratkaisuita vähäisempi. Tuloksissa on myös huomioitava, että mikäli ensimmäisestä raivauksesta saataisiin tien varteen rakennettaessa täysi hyöty eli saneerausajankohtaa pystyttäisiin lykkäämään 25 vuodella, tien varteen rakennettavien ilmajohtoratkaisuiden kustannukset alenisivat toteutetun tarkastelun tuloksia enemmän. Esimerkkitaipauksessa Sparrow-avojohdon osalta investointikustannukset alenisivat noin 8,3 % ja PAS-johdon osalta noin 6,9 %. Elinkaarikustannukset puolestaan alenisivat Sparrow-avojohdon osalta noin 3,8 % ja PAS-johdon osalta noin 3,3 %.

7.7.2 Johto-osuuden tehon muutos

Tehon muutoksen tarkastelussa tarkoituksena on tutkia elinkaarikustannusten kehittymistä, kun johto-osuuden teho muuttuu välillä 10–100 kW. Tämä vastaa esimerkkitaipauksen johto-osuuden tehon arvon muutosta välillä 100–1000 %. Liitteen H tuloksissa on esitetty elinkaarikustannukset sekä ilman ylileveää johtokatua toteutetuille että ylileveän johtokadun sisältäville verkkoratkaisuille. Lisäksi on verrattu näiden menetelmien kustannuserojen kehittymistä. 100 %:n vertailutasona on kunkin verkkoratkaisun kohdalla käytetty sitä arvoa, jolloin teho johto-osuudella on 10 kW.

Esimerkkitalanteessa suurempi teho vaikuttaa elinkaarikustannuksiin kasvattamalla keskeytyskustannuksia. Verkon komponentit pysyvät samoina. Liitteen H tuloksista voidaan havaita, että kaikkien verkkoratkaisuiden elinkaarikustannukset nousevat tehon kasvaessa. Ilman ylileveää johtokatua voimakkainta nousu on Sparrow-avojohdortatkaisussa sekä metsään rakennettavassa PAS-johtoratkaisussa. Maltillisinta nousu on maakaapeloinnissa sekä tien viereen rakennettavassa PAS-johtoratkaisussa.

Koska ylileveän johtokadun avulla on mahdollista tehokkaasti vaikuttaa mm. keskeytyskustannuksiin, tehon kasvaessa suurimman edun ylileveän johtokadun hyödyntämisestä saavat Sparrow-avojohdortatkaisut sekä metsään rakennettava PAS-johtoratkaisu. Ilman ylileveää johtokatua metsään rakennettavan Sparrow-avojohdortatkaisun osalta johto-osuuden tehon kasvaessa 10 kW, kasvavat elinkaarikustannukset jopa 1,7 %. Vastaava luku tien varteen rakennettavan Sparrow-avojohdon osalta on noin 1,2 % ja metsään rakennettavan PAS-johdon osalta 1,1 %. Ylileveän johtokadun hyödyntämisen myötä on metsään rakennettavan Sparrow-avojohdortatkaisun osalta elinkaarikustannusten nousu mahdollista rajoittaa 0,56 %:iin johto-osuuden tehon kasvaessa 10 kW. Vastaavasti tien varteen rakennettavan Sparrow-avojohdon osalta on elinkaarikustannusten nousu mahdollista rajoittaa noin 0,52 %:iin ja metsään rakennettavan PAS-johdon osalta 0,51 %:iin.

Maakaapeloinnin osalta tehon on oltava merkittävästi vertailutasoa suurempi, jotta vaikutukset elinkaarikustannuksiin ovat huomionarvoiset. Johto-osuuden tehon 10 kW:n lisäys kasvattaakin verkkoratkaisun elinkaarikustannuksia vain noin 0,12 %. Ylileveän johtokadun hyödyntäminen maakaapeloinnin yhteydessä hieman kasvattaa elinkaarikustannuksia vastaavaan vertailutason keskeytyskustannusten nousuun nähden, mutta vaikutus jää 0,05 %:iin tehon kasvaessa 10 kW. Ylileveän johtokadun vaikutukset tien varteen rakennettavan PAS-johdon osalta ovat myös maltilliset, mutta kuitenkin kustannuksia alentavat. Ilman ylileveää johtokatua, kyseisen verkkoratkaisun elinkaarikustannukset kasvavat 0,62 % johto-osuuden tehon kasvaessa 10 kW ja ylileveän johtokadun hyödyntämisen myötä 10 kW tehon kasvu johtaa elinkaarikustannusten 0,50 % kasvuun.

7.7.3 Johto-osuuden pituuden muutos

Johto-osuuden pituuden muutoksen tarkastelussa on tarkoituksena tutkia esimerkkitapauksen kaltaisen saneerattavan johto-osuuden pituuden muutoksen vaikutusta verkkoratkaisuiden elinkaarikustannuksiin sekä ylileveän johtokadun kannattavuuteen. Siirryttäessä metsästä tien varteen, johdon pituuden on oletettu kasvavan 16,6 %. Tarkastelussa on myös oletettu, että PJ-johtohaarojen lukumäärä pysyy vakiona johto-osuuden pituuden muutoksesta huolimatta.

Liitteen I tuloksista voidaan havaita, että saneerattavan johto-osuuden pituuden muutoksen vaikutus ilman ylileveää johtokatua toteutetun sekä ylileveän johtokadun sisältävien verkkoratkaisuiden elinkaarikustannusten eroon on erittäin vähäinen. Tällöin aiemmat laskentatulokset pätevät myös muilla johtopituuksilla, mikäli PJ-johtohaarojen määrä sekä metsästä tien varteen siirryttäessä johto-osuuden pituuden muutos pysyvät vakiona. Vaihtelua voidaan hieman havaita pienillä johtopituuksilla, kun verkkoratkaisuiden investointikustannuksista merkittävä osa muodostuu yksittäisistä komponenteista, kuten muuntajasta, muuntamosta ja erotinlaitteesta.

8. JOHTOPÄÄTÖKSET JA YHTEENVETO

Sähkönjakelun toimitusvarmuuden parantaminen on ollut keskeisessä roolissa verkkoyhtiöiden toiminnassa vuonna 2013 voimaan tulleen uuden sähkömarkkinalain myötä. Toimitusvarmuuden tasossa verkkoyhtiöiden välillä voidaan kuitenkin havaita selvää alueellista vaihtelevuutta näiden toimintaympäristön rakenne-erojen vuoksi. Pääasiassa kaupungeissa ja taajamissa toimivilla verkkoyhtiöillä on jo ennestään korkean maakaapelointiasteen vuoksi uudistamistarve huomattavasti vähäisempi kuin haja-asutusalueiden verkkoyhtiöillä, missä merkittävä osa etenkin iäkkäämmistä johto-osuuksista on rakennettu vika-alttiina ilmajohtoina. Haja-asutusalueiden verkkoyhtiöt saattavatkin toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseksi joutua tekemään sähkönjakeluverkkoihinsa merkittäviä rakenteellisia muutoksia, jotka eivät kuitenkaan aina kohdistu valittujen pitoaikojen lopulla oleviin johto-osuuksiin, vaan verkkoa on uudistettava myös enneaikaisesti.

Edellä mainitut tekijät ovat erittäin keskeisessä roolissa tässä diplomityössä tarkasteltavassa lähes 90 %:sesti ilmajohdolla toteutetussa haja-asutusalueen jakeluverkossa, jossa sähkömarkkinalain asettamien toimitusvarmuusvaatimusten täyttäminen siirtymäsäännöksen mukaisessa aikataulussa aiheuttaa merkittävää painetta uudistustoiminnan toteuttamiselle. Ilmajohdon osuuden ollessa näinkin merkittävä verkon kokonaispituuteen verrattuna, on vaatimusten täyttämiseksi laajamittaisen maakaapeloinnin sijaan kannattavaa tutkia muita toimintaa tukevia ratkaisuja, joiden avulla toteutus on teknisesti toimiva sekä taloudellisesti järkevä. Yksi näistä on diplomityössä tutkittava uusi kevytsähkösäema.

Sähkösäematarkastelun tulosten perusteella merkittävimmät keskeytyskustannusten aiheuttajat ovat laajat vikakeskeytykset, joiden osuus keskeytyskustannuksista normaaleissa käyttöolosuhteissa on jopa 73 %. Suurimpana vaikuttajana tässä ovat kuvan 12 kytkentätilanteen mukaiset laajat syöttöalueet, joita uuden sähköaseman liittämisen avulla on mahdollista jakaa pienempiin osiin. Sähköaseman liittämisen jälkeen alkupe räisen kolmen lähdon sijaan näitä on kuvan 13 kytkentätilanteen mukaisesti kahdeksan. Tällöin sähkönkäyttöpaikkojen määrä yksittäisellä lähdöllä alenee 30–60 % alkuperäisten kolmen lähdon asiakasmääriin verrattuna ja verkkopituus lähtöä kohti lyhenee huomattavasti.

Näiden toimien johdosta keskeytyksestä aiheutuvan haitan voidaan saatujen laskentatulosten perusteella havaita olevan noin kolmanneksen pienemmät niin normaaleissa kuin poikkeuksellisissakin olosuhteissa, mikäli sähköasema olisi ollut tarkasteluhetkellä

käytössä. Vaikutusten havaitaan vaihtelevan hieman lähdöstä riippuen, sillä kahdella kuvan 12 kytkentätilanteen mukaisella lähdöllä keskeytyksestä aiheutuva haitta alenisi jopa 40 %, kun taas yhdellä lähdöllä vaikutukset jäisivät 20 % tuntumaan. Tämän eron voidaan todeta johtuvan pääasiassa lähtöjen kytkentäjärjestelyistä.

Johto-osuuden iän ollessa alhainen, alueen sähkönkulutuksen vähäinen, vähenevä tai ennustettavuudeltaan epävarma, ei useimpien verkkoyhtiöiden pääasiallisesti hyödynnä maakaapelointiratkaisu välttämättä ole toivottava menoerä, etenkin kun toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseksi tehtävien investointien määrä haja-asutusalueilla on jo ennestään merkittävän suuri. Tästä syystä diplomityön toisena tarkastelun kohteena on edellä mainitun mukainen johto-osuus, jossa vertaillaan eri saneerausmenetelmien kannattavuutta. Elinkaarikustannusten tarkastelua suoritetaan 50 vuoden pitoajalla. Tarkastelun perusteella voidaan havaita, miksi esimerkiksi pelkän perustamiskustannuksen perusteella ei kokonaiskustannuksista saada riittävän tarkkaa kuvaa.

Ilman ylileveää johtokatua etenkin metsään rakennettavan Sparrow-avojohtoratkaisun tarkastelussa voidaan havaita elinkaarikustannusten tarkastelun tärkeys. Tässä verkkoratkaisussa investointikustannukset ovat selvästi muita alhaisemmat, mutta elinkaarikustannukset ovat lähes korkeimmat suurten keskeytys- ja operatiivisten kustannusten vuoksi. Maakaapeloinnissa puolestaan perustamiskustannukset ovat metsään sijoitettavaa avojohtoa selvästi suuremmat, mutta elinkaarikustannus kuitenkin on pienempi.

Saneerausmenetelmien vertailussa ilman ylileveää johtokatua toteutetuissa verkkoratkaisuihin suurimmat elinkaarikustannukset ovat metsään rakennettavassa Sparrow-avojohtoratkaisussa sekä PAS-johtoratkaisuihin. Tien varteen rakennettavan Sparrow-avojohtoratkaisun sekä maakaapeloinnin elinkaarikustannukset ovat loppusummaltaan hyvin samanlaiset ja hieman muita alhaisemmat. Kun huomioidaan ylileveän johtokadun vaikutus, voidaan elinkaarikustannusten käytetystä saneerausmenetelmästä riippuen havaita olevan 4,3–17,4 % näitä vastaavia vertailutasoja alhaisemmat. Pienimmät vaikutukset elinkaarikustannuksiin ovat maakaapeloinnin ja suurimmat avojohdon sisältävillä verkkoratkaisuilla.

Tien varteen rakennettavien ilmajohto-osuuksien kustannusten havaitaan esimerkkitapauksessa kasvavan muita verkkoratkaisuita enemmän ylileveän johtokadun hyödyntämisen myötä. Tähän merkittävimpänä syynä voidaan todeta olevan ylileveän johtokadun ylläpitämiseen vaadittujen raivauskertojen määrä. Esimerkkitalauksessa metsästä tien varteen siirryttäessä ensimmäisestä raivauksesta ei myöskään saada täyttä hyötyä, kun uuden johdon rakentaminen ja vanhan purkaminen tapahtuu noin 10 vuotta ennen uuden

raivauksen tarvetta. Tien varteen rakennettavien verkkoratkaisuiden todetaankin olevan muita menetelmiä riippuvaisempia saneerauksen ajoittamisesta niin, että ylileveän johtokadun raivauksesta saadaan suurin mahdollinen hyöty.

Esimerkitapauksen perusteella voidaan havaita, että ylileveän johtokadun avulla on mahdollista vaikuttaa alentavasti verkon elinkaarikustannuksiin. Laskentatulosten perusteella voidaan ylileveän johtokadun hyödyntämisellä todeta olevan suurin positiivinen vaikutus niillä johto-osuuksilla, joilla vikataajuus ja keskeytyskustannukset ovat metsäisestä sijainnista johtuen merkittävät ja operatiiviset kustannukset korkeat. Ylileveän johtokadun vaikutus on puolestaan vähäinen niillä johto-osuuksilla, joilla keskeytys- sekä operatiiviset kustannukset ovat jo ennestään alhaiset ja ympäristön aiheuttamien vikojen vaikutukset on saatu tehokkaasti hallintaan muilla keinoilla.

Saneerausmenetelmien vertailun tuloksena voidaan todeta, että maakaapelointi on elinkaarikustannuksiltaan ilman ylileveää johtokatua toteutetuista verkkoratkaisuista edullisin ja ylileveän johtokadun sisältävissä verkkoratkaisuista edullisimmasta päästä oleva vaihtoehto. Ilman ylileveää johtokatua rakentaessa ei muita verkkoratkaisuita elinkaarikustannusten perusteella voida suositella maakaapeloinnin sijaan, mikäli maakaapeloinnin olosuhteet ovat suotuisat. Ylileveän johtokadun sisältävissä verkkoratkaisuissa elinkaarikustannukset sekä näiden osakomponentit alkavat muistuttaa toisiaan, eikä yhtä menetelmää voida suositella käytettäväksi ylitse muiden. Ilmajohtoratkaisuihin liittyy ylileveästä johtokadusta huolimatta suurempi jakelukeskeytyksen riski mikä voi vaikuttaa toimitusvarmuusvaatimusten toteutumiseen, mutta mikäli tämä riski saadaan minimoitua esimerkiksi tehokkaalla vikojen paikannus ja korjaustoiminnalla, ei syytä ilmajohtojen rakentamisen välttämiseksi ole. Väittämä tosin pitää paikkansa Energiaviraston komponenttien nykyhinnoilla laskettuna ja komponenttien hinnan aleneminen tai komponenttihintoja tehokkaampi saneeraus vaikuttavat maakaapeloinnin kannattavuuteen positiivisesti.

Elinkaarikustannusten muutostekijöiden tarkastelun perusteella voidaan todeta, että yksittäinen merkittävin tekijä ylileveän johtokadun kannattavuutta tarkasteltaessa kaikkien verkkoratkaisuiden osalta on saavutettu saneerauksen lykkäyksen pituus. Suurin vaikutus havaitaan olevan metsään rakennettavassa Sparrow-avojohtoratkaisussa ja pienin maakaapeloinnissa. Tulosten perusteella ylileveän johtokadun sisältävät verkkoratkaisut ovat elinkaarikustannuksiltaan näitä vastaavia vertailutasoja edullisemmat, kun saneerauksen ajankohtaa saadaan pidennettyä tien viereen rakennettavan Sparrow avojohdon osalta noin 6 vuodella, metsään rakennettavan Sparrow-avojohdon sekä metsään rakennettavan PAS-johdon osalta noin 7 vuodella ja tien viereen rakennettavan PAS-

johton sekä maakaapeloinnin osalta noin 11 vuodella. Tätä aikaisemmalla saneerausajankohdalla ei esimerkkitapauksen laskentatulosten mukaan ylileveää johtokatua voida pitää elinkaarikustannuksiltaan perusteltuna.

Johto-osuuden tehon kasvaessa ilmajohtoverkon elinkaarikustannukset nousevat merkittävästi maakaapeliratkaisua nopeammin kasvaneiden keskeytyskustannusten vuoksi. Suurin vaikutus tehon kasvulla on metsässä sijaitseviin ilmajohtoratkaisuihin. Ilman ylileveää johtokatua toteutetuissa verkkoratkaisuissa johto-osuuden tehon ollessa kaksinkertainen, kaikkien ilmajohtoratkaisuiden elinkaarikustannukset ovat maakaapelointia suuremmat. Ylileveän johtokadun vaikutuksesta elinkaarikustannusten nousu tehon kasvaessa on selvästi maltillisempaa ja avojohtoratkaisuiden elinkaarikustannukset jäävät maakaapeloinnin alapuolelle.

Saneerattavan johto-osuuden pituuden muutoksella ei havaita olevan merkittävää vaikutusta yksittäisen saneerausmenetelmän tai ylileveän johtokadun kannattavuuteen. Täten saadut tulokset pätevät johto-osuuden pituudesta riippumatta, mikäli PJ-johtohaarojen lukumäärä sekä metsästä tienvarteen siirryttäessä johtopituuden suhteellinen muutos pysyy vakiona.

Saatujen tulosten perusteella voidaan tarkastella eri saneerausmenetelmien kannattavuutta. Tulosten mukaan etenkin ilman ylileveää johtokatua toteutetuissa verkkoratkaisuissa maakaapelointi vaikuttaa edullisimmalta ja luotettavimmalta vaihtoehdolta, mikäli olosuhteet maakaapeloinnille ovat suotuisat. Ylileveän johtokadun vaikutuksesta elinkaarikustannukset tasoittuvat ja selkeää edullisinta vaihtoehtoa ei ole havaittavissa. Toisaalta koska eri saneerausmenetelmien kannattavuus riippuu huomattavan suuresta määrästä muuttujia, ei yhtä toimivinta ratkaisua ole olemassa vaan taloudellisin ratkaisu löytyy tapauskohtaisen tarkastelun kautta.

LÄHTEET

- [1] Sähkömarkkinalaki 2013/588, Saatavilla: <https://finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2013/20130588>
- [2] Partanen, J. 2018, Sähkönsiirtohinnot ja toimitusvarmuus, Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja 43/2018, Saatavilla: http://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/161178/43_18_Sahkonsiirtohinnot_ja_toimintavarmuus.pdf
- [3] HE-SML ym 2020 V2 09012020, Hallituksen esitys eduskunnalle laeiksi sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta annetun lain ja Energiavirastosta annetun lain 1 §:n muuttamisesta, Saatavilla: <https://www.lausuntopalvelu.fi/FI/Proposal/Participation?proposallid=b16dddc4-df4b-4da0-8b53-1d4c27d49cf7>
- [4] Leppäkosken Sähkö Oy, 2020, Vuosikertomus 2019, Saatavilla: <https://leppakoski.fi/wp-content/uploads/2020/05/Vuosikertomus-2019-web.pdf>
- [5] Leppäkosken Sähkö Oy, 2019, Leppäkosken Sähkö Oy korottaa sähköjakeluhintoja ja yhtiöittää jakeluverkkopalvelut, Artikkel, Luettu: 20.3.2020, Saatavilla: <https://leppakoski.fi/leppakosken-sahko-oy-korottaa-sahkonjakeluhintoja-ja-yhtiioittaa-jakeluverkkopalvelut/>
- [6] Leppäkosken Sähkö Oy, 2018, Suunnittelu ja kehittämissuunnitelma, Sisäinen lähde
- [7] Energiavirasto, 2018, National Report 2018 to the Agency for the Cooperation of Energy Regulators and to the European Commission, Saatavilla: <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/13026619/National+Report+2018+Finland.pdf/beeae3e-3fdf-d93c-fec9-9ee21a395fc9/National+Report+2018+Finland.pdf>
- [8] Fingrid, Suomen sähköjärjestelmä, Verkkosivu, Luettu: 28.9.2019, Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/suomen-sahkojarjestelma/>
- [9] Elovaara, J. Haarla, L. 2011, Sähköverkot 1 - järjestelmäteknikka ja sähköverkon laskenta, 2. painos, Helsinki: Gaudeamus
- [10] Silvennoinen, S. Lehtelä, R. Havunen, I. Kaartinen, S. Korpinen, L. 2008. Sähkövoimateknikkaopus, TTKK, Kurssimateriaali, Saatavilla: <http://leenakorpinen.com/fi/julkaisut/opetusaineistoja/>
- [11] ABB Oy, 2000, ABB Teknisiä tietoja ja taulukoita-käsikirja 200-7, Luku 13
- [12] Energiamarkkinavirasto, 2010, Nykyisen valvontamallin arviointi –suurhäiriöriski, Saatavilla: http://sgemfinalreport.fi/files/Nykyisen%20valvontamallin%20arviointi%20-%20suurh%C3%A4iri%C3%B6riski_final.pdf
- [13] Sarvaranta, A., 2010, Selvitys älykkäistä sähköverkoista ja niiden kehityksestä Euroopan unionissa ja Suomessa, Aalto-yliopisto, Harjoitustyö, Saatavilla: https://energia.fi/files/665/Alykkaat_sahkoverkot_Suomessa_ja_Euroopassa.pdf

- [14] Fingrid, 2016, Suomen Kantaverkko Oy, nykyinen Fingrid Oyj, perustettiin tasan kaksikymmentä vuotta sitten, Verkkosivu, Luettu: 2.10.2020 Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sivut/ajankohtaista/tiedotteet/2016/suomen-kantaverkko-oy-nykyinen-fingrid-oyj-perustettiin-tasan-kaksikymmentavuotta-sitten/>
- [15] Bastman, J, 2018, Sähköverkkojen mallintaminen ja analyysi, Tampereen teknillinen yliopisto, DEE-24000 kurssimateriaali, Sisäinen lähde
- [16] Fingrid, Osakkeet ja osakkeenomistajat, Verkkosivu, Luettu 13.11.2019, Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sivut/sijoittajat/osakkeet-ja-osakkeenomistajat/>
- [17] Fingrid, Pohjoismainen sähköjärjestelmä ja liittynät muihin järjestelmiin, Verkkosivu, Luettu: 13.11.2019, Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/pohjoismainen-sahkojarjestelma-ja-liitynnat-muihin-jarjestelmiin/>
- [18] Martikainen, A., 2006, Ilmastonmuutoksen vaikutus sähköverkkoliiketoimintaan, VTT tiedotteita 2338, Saatavilla: <https://www.vttresearch.com/sites/default/files/pdf/tiedotteet/2006/T2338.pdf>
- [19] Pöyry Management Consulting Oy, 2019, Selvitys suurjännitteisten jakeluverkkojen tuotannon siirtomaksuista, Loppuraportti, Saatavilla: <https://tem.fi/documents/1410877/2132100/Loppuraportti+SJ+tuotannonsiirtotariffit/0f470b2d-f321-84df-10a1-1e61a7519cbc/Loppuraportti+SJ+tuotannonsiirtotariffit.pdf>
- [20] Säteilyturvakeskus, 2019, Sähkönsiirto ja -jakelu, Verkkosivu, Luettu: 15.12.2019, Saatavilla: <https://www.stuk.fi/aiheet/sahkonsiirto-ja-voimajohdot/sahkonsiirto-ja-jakelu>
- [21] Partanen, J. 2019, Toimitusvarmuusvaatimusten täytäntöönpanoajan pidennyksen vaikutusanalyysi, Loppuraportti, Saatavilla: <https://www.lausuntopalvelu.fi/Fl/Proposal/Participation?proposalId=b16dddc4-df4b-4da0-8b53-1d4c27d49cf7>
- [22] Energiateollisuus, Sähköverkkoyhtiöt, verkkosivu, Luettu 29.12.2019, Saatavilla: <https://energia.fi/energiasta/energiaverkot/sahkoverkot/sahkoverkkoyhtiot>
- [23] Partanen, J. Viljanen, S. Lassila, J. Honkapuro, S. Salovaara, K. Annala, S. Makkonen, M. 2015, Sähkömarkkinat – opetusmoniste, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Luettu 20.6.2019, Saatavilla: <https://docplayer.fi/3719734-Sahkomarkkinat-opetusmoniste.html>
- [24] Sähkömarkkinalaki 1995/386, Finlex, Luettu 13.5.2019, Saatavilla: <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/1995/19950386>
- [25] Energiavirasto, 2019, Sähköverkon toimitusvarmuusvaatimusten siirtymäajan pidennysshakemukset käsitelty, Verkkosivu, Luettu 25.8.2019, Saatavilla: <https://energiavirasto.fi/-/sahkoverkon-toimitusvarmuusvaatimusten-siirtymaajan-pidennysshakemukset-kasitelty>
- [26] Lakervi, E., Partanen, J. 2008, Sähkönjakelutekniikka, Helsinki: Otatieto
- [27] Energiavirasto, 2019, Valvontamenetelmät neljännellä 1.1.2016 – 31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020 – 31.12.2023 valvontajaksolla, Saatavilla: <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/>

[Valvontamenetelm%C3%A4t-s%C3%A4hk%C3%B6jakelu-2016-2023.pdf/72eac45f-4fe0-6b0a-d5f7-e89ee97b89fc/Valvontamenetelm%C3%A4t-s%C3%A4hk%C3%B6jakelu-2016-2023.pdf.pdf](https://valtioneuvosto.fi/documents/1410877/2132296/Valvontamenetelm%C3%A4t-s%C3%A4hk%C3%B6jakelu-2016-2023.pdf/72eac45f-4fe0-6b0a-d5f7-e89ee97b89fc/Valvontamenetelm%C3%A4t-s%C3%A4hk%C3%B6jakelu-2016-2023.pdf.pdf)

- [28] Partanen, J. 2018, Selvitys sähkön siirtohintoihin vaikuttavista tekijöistä ja toimitusvarmuuden toteuttamisen vaihtoehtoista, Työ- ja elinkeinoministeriön selvitys, Saatavilla: https://valtioneuvosto.fi/documents/1410877/2132296/Siirtohinnoittelu_selvitt%C3%A4j%C3%A4_Partanen_291118.pdf/32bcfb9b-dce7-aebc-ae3f-1faf82669767/Siirtohinnoittelu_selvitt%C3%A4j%C3%A4_Partanen_291118.pdf
- [29] Energiateollisuus, Verkkoliiketoiminta on tiukasti säänneltyä, Verkkosivu, Luettu 13.6.2019, Saatavilla: <https://energia.fi/linjaukset/energiapolitiikka/energiaverkot/regulaatio>
- [30] Energiavirasto, 2020, Sähkönjakeluverkon kehittämissuunnitelmasta annetun määräyksen ja tähän liittyvien sähkömarkkinalain säännösten tulkintaohje, dnro 1138/402/2020, Saatavilla: <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/22104830/Tulkintaohje-Kehitt%C3%A4missuunnitelmat-2020.pdf/151a0136-e692-a08f-8ac9-9f8af5886a04/Tulkintaohje-Kehitt%C3%A4missuunnitelmat-2020.pdf>
- [31] Energiateollisuus, 2019, Verkkopalveluehdot, Saatavilla: https://energia.fi/files/3726/Verkkopalveluehdot_VPE_2019.pdf
- [32] Energiateollisuus, 2014, Sähkön toimituksen laatu- ja toimitustapavirheen sovellusohje, Saatavilla: https://energia.fi/files/881/Sahkontoimituksen_laatu_ja_toimitustapavirheen_sovellusohje_2014.pdf
- [33] Energiateollisuus, 2019, Vakiokorvaukset - sovellusohje, Saatavilla: https://energia.fi/files/880/Vakiokorvaukset_sovellusohje_2014_paivitetty_20190506.pdf
- [34] Energiavirasto, 2019, Sähköverkkoliiketoiminnan kehitys, sähköverkon toimitusvarmuus ja valvonnan vaikuttavuus 2018, Energiavirasto 443/402/2019, Saatavilla: <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12862527/Verkkotoiminnan-vaikuttavuusraportti-2018.pdf/4c48b5ce-57ad-35c3-4f07-193e23c6b0ac/Verkkotoiminnan-vaikuttavuusraportti-2018.pdf>
- [35] Energiavirasto, Korvaukset, Verkkosivu, Luettu 26.8.2019, Saatavilla: <https://energia.fi/energiasta/energiaverkot/sahkokatkot/korvaukset>
- [36] Energiateollisuus, 2019, Energiateollisuuden keskeytystilasto 2018: Investoinnit sähköverkkoihin tehoavat - sähkönjakelun keskeytykset pysyneet aiempaa alemmalla tasolla, Verkkosivu, Luettu: 12.7.2019, Saatavilla: https://energia.fi/uutishuone/materiaalipankki/energiateollisuuden_keskeytystilasto_2018_investoinnit_sahkonjakelun_keskeytykset_pysyneet_aiempaa_alemmalla_tasolla.html
- [37] Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2010, Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot, Tutkimusraportti, Saatavilla: https://energia.fi/files/734/Sahkonjakelun_toimitusvarmuuden_kriteeristo_ja_tavoitetasot.pdf

- [38] Energiateollisuus, 2019, Keskeytystilasto 2018, Saatavilla: https://energia.fi/files/3883/Keskeytystilasto_2018.pdf
- [39] Lassila, J. Haakana, J. Haapaniemi, J. Räisänen, O. Partanen, J. 2019, Sähköasiakas ja sähköverkko 2030, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Loppuraportti, Saatavilla: <https://www.lut.fi/documents/10633/521610/a%CC%88hko%CC%88asiakas+ja+sa%CC%88hko%CC%88verkko+2030-loppuraportti.pdf/a5b20152-8247-45d4-b747-17a236659666>
- [40] Partanen, J. Lassila, J. Kaipia, T. Haakana, J. 2012, Sähkönjakelun toimitusvarmuuden parantamiseen sekä sähkökatkojen vaikutusten lieventämiseen tähtäävien toimenpiteiden vaikutusten arviointi, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Tutkimusraportti, Saatavilla: <https://www.lut.fi/documents/10633/138922/S%c3%a4hk%c3%b6njakelun+toimitusvarmuuden+parantamiseen+sek%c3%a4%20s%c3%a4hk%c3%b6+katkojen+vaikutusten+lievent%c3%a4miseen+t%c3%a4ht%c3%a4vien+toimenpiteiden+vaikutusten+arviointi/bf021a58-24fc-47bd-a893-1804ad813f08>
- [41] Suomen standardoimisliitto, 2010, SFS-EN 50160, Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet, 4. painos, Sesko ry
- [42] Energiateollisuus, 2018, Keskeytystilasto 2017, Saatavilla: https://energia.fi/files/2785/Sahkon_keskeytystilasto_2017.pdf
- [43] Energiateollisuus, 2016, Vuoden aikana kaksi sähkökatkoa per asiakas, Verkkosivu, Luettu:25.9.2019, Saatavilla: https://energia.fi/uutishuone/materiaalipankki/vuoden_aikana_kaksi_sahkokatkoa_per_asiakas.html
- [44] Energiateollisuus, 2017, Keskeytystilasto 2016, Saatavilla: https://energia.fi/files/1670/Sahkon_keskeytystilasto_2016.pdf
- [45] Silvast, A. Heine, P. Lehtonen, M. Kivikko, K. Mäkinen, A. Järventausta, P. 2005, Sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuva haitta, Saatavilla: <https://docplayer.fi/19509041-Sahkonjakelun-keskeytyksesta-aiheutuva-haitta.html>
- [46] Energiavirasto, 2017, Määräys sähköverkkotoiminnan tunnusluvuista ja niiden julkaisemisesta, dnro 2167/002/2016, Saatavilla: <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12836747/M%C3%A4r%C3%A4ys+s%C3%A4hk%C3%B6verkkotoiminnan+tunnusluvuista+ja+niiden+julkaisemisesta.pdf/80f922a6-66bc-40e2-d1de-2ef2e5f8940c/M%C3%A4r%C3%A4ys+s%C3%A4hk%C3%B6verkkotoiminnan+tunnusluvuista+ja+niiden+julkaisemisesta.pdf?version=1.0&t=1556272717000>
- [47] Pirkanmaa, 2020, Väestönkehitys, Verkkosivu, Viitattu: 18.2.2020, Saatavilla: <https://www.pirkanmaa.fi/tutki/avoin-data/tietopalvelut/vaestonkehitys/>
- [48] Tilastokeskus, 2020, Väestörakenne, Verkkosivu, Viitattu 18.2.2020, Saatavilla: https://www.tilastokeskus.fi/tup/suoluk/suoluk_vaesto.html
- [49] Kihniön kunta, 2018, Tilinpäätös 2018, saatavilla: <https://www.kihnio.fi/hallinto-ja-talous/talous>
- [50] Rejlers, 2018, Sähköaseman kannattavuustarkastelu, Raportti, Sisäinen lähde

- [51] Kosonen, O. 2017, Kevytsähköasemien sähkösuunnittelu, Opinnäytetyö, Tampereen ammattikorkeakoulu, Saatavilla: https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/140167/Kosonen_Olli.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [52] Tilastokeskus, 2020, Väestöennuste kunnittain ja maakunnittain vuoteen 2040 - Muuttoliikkeen sisältävä laskelma, Verkkosivu, Luettu 25.4.2020, Saatavilla: https://tilastokeskus.fi/til/vaenn/2004/vaenn_2004_2004-09-20_tau_002.html
- [53] Leppäkosken Sähkö Oy, Kihniön tavoiteverkko, Sisäinen lähde
- [54] Leppäkosken Sähkö Oy, Parkanon tavoiteverkko, Sisäinen lähde
- [55] Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2020, Sähkön toimitusvarmuusjoustolla potentiaalia harvaan asutulla seudulla – vaikuttaako siirtohintoihin?, Verkkosivu, Luettu 29.7.2020, Saatavilla: https://www.lut.fi/uutiset/-/asset_publisher/h33vOeufOQWn/content/sahkon-toimitusvarmuusjoustolla-potentiaalia-harvaan-asutulla-seudulla-%E2%80%93-vaikuttaako-siirtohintoihin-
- [56] Lassila, J. Haakana, J. Haapaniemi, J. Räisänen, O. Perosvuo, A. Partanen, J. 2020, Joustava ja toimintavarma sähkönjakeluverkko - Asiakaskatoriski ja käyttöpaikkakohtainen toimitusvarmuus, Tutkimusraportti, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Saatavilla: <https://www.lut.fi/documents/10633/20802/Toimitusvarmuusjousto-raportti-2020-LUT.pdf/12e50812-a53e-437d-9b3a-127e2f11fa0e>
- [57] Kumpulainen, L. Laaksonen, H. Komulainen, R. Martikainen, A. Lehtonen, M. Heine, O. Silvast, A. Imris, P. Partanen, J. Lassila, J. Kaipia, T. Viljainen, S. Verho, P. Järventausta, P. Kivikko, K. Kauhaniemi, K. Lågland, H. Saaristo, H. 2006, Verkkovisio 2030, VTT tiedotteita 2361, Saatavilla: <https://www.vttresearch.com/sites/default/files/pdf/tiedotteet/2006/T2361.pdf>
- [58] Niemelä, H. Ranta, R. 2013, Keski-jännitteisten ilmajohtolinjan vierimetsän hoito-projektin suunnittelu ja toteutus, Saatavilla: https://tapio.fi/wp-content/uploads/2019/10/Vierimetsanhoito_projekti_kasikirja.pdf
- [59] Honkasalo, O. 2015, Yleissuunnittelun ja investointien hallinnan kehittäminen Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy:ssä, Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, Saatavilla: <https://trepo.tuni.fi/bitstream/handle/123456789/23108/honkasalo.pdf?sequence=3>
- [60] Liukkonen, C. 2018, Ylileveät johtokadut 20 kV ilmajohtoverkoissa, Kandidaatintyö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Saatavilla: https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/149265/Kandidaatintyo_Casper_Liukkonen.pdf?sequence=1&isAllowed=y

LIITE A: SÄHKÖASEMAINVESTOINNIN VUODEN PITUINEN TARKASTELU, ALKUARVOT

J11 Kuivasjärvi

Keskeytys ID	Keskeytystyyppi	KA(odott,t)	KM(odott,t)	KA(suun,t)	KM(suun,t)	AJK(t)	PJK(t)	W(t) (kWh)	T(t) (h)	KHI(k)	KHI(2005)	KAH (€)
3346	Suunniteltu keskeytys			0,0165	0,0330			7445000	8760	123,5	100	134,900
3316	Suunniteltu keskeytys			0,1149	0,1723			7445000	8760	123,5	100	909,636
3265	Suunniteltu keskeytys			0,0105	0,0349			7445000	8760	123,5	100	92,906
3100	Suunniteltu keskeytys			0,1139	0,0926			7445000	8760	123,5	100	861,007
1759	Suunniteltu keskeytys			0,0172	0,0103			7445000	8760	123,5	100	127,894
1504	Suunniteltu keskeytys			0,2008	0,1004			7445000	8760	123,5	100	1484,120
1558	vikakeskeytys	0,0114	0,0227					7445000	8760	123,5	100	157,350
1448	vikakeskeytys	0,5530	0,5530					7445000	8760	123,5	100	7016,429
1447	vikakeskeytys	0,0272	0,0454					7445000	8760	123,5	100	366,542
2488	AJK					0,5520		7445000	8760	123,5	100	636,648
3366	PJK						1,1658	7445000	8760	123,5	100	672,323
2472	PJK						1,2718	7445000	8760	123,5	100	733,444
1910	PJK						0,7652	7445000	8760	123,5	100	441,289
1730	PJK						1,5261	7445000	8760	123,5	100	880,132
1684	PJK						0,8479	7445000	8760	123,5	100	488,962
1683	PJK						0,8479	7445000	8760	123,5	100	488,962
1552	PJK						0,9856	7445000	8760	123,5	100	568,419
1465	PJK						0,6444	7445000	8760	123,5	100	371,612

J10 Kihniö

Keskeytys ID	Keskeytystyyppi	KA(odott,t)	KM(odott,t)	KA(suun,t)	KM(suun,t)	AJK(t)	PJK(t)	W(t) (kWh)	T(t) (h)	KHI(k)	KHI(2005)	KAH (€)
3104	Suunniteltu keskeytys			0,3102	0,0955			11500000	8760	123,5	100	3493,840
2693	Suunniteltu keskeytys			0,0330	0,0244			11500000	8760	123,5	100	383,112
2527	Suunniteltu keskeytys			0,0304	0,0456			11500000	8760	123,5	100	371,528
2363	Suunniteltu keskeytys			0,1106	0,0369			11500000	8760	123,5	100	1247,684
2006	Suunniteltu keskeytys			0,0000	0,0000			11500000	8760	123,5	100	0,000
1902	Suunniteltu keskeytys			0,0000	0,0000			11500000	8760	123,5	100	0,000
3095	vikakeskeytys	0,0025	0,0019					11500000	8760	123,5	100	47,945
2483	vikakeskeytys	0,2177	1,0884					11500000	8760	123,5	100	5817,439
2341	vikakeskeytys	0,0006	0,0029					11500000	8760	123,5	100	15,471
1727	vikakeskeytys	0,4903	0,1051					11500000	8760	123,5	100	8922,882
1531	vikakeskeytys	0,5345	0,3208					11500001	8760	123,5	100	10093,514
2841	PJK						1,5004	11500000	8760	123,5	100	1336,617
2132	PJK						1,0058	11500000	8760	123,5	100	896,024
1726	PJK						0,8069	11500000	8760	123,5	100	718,759
1700	PJK						1,0550	11500000	8760	123,5	100	939,821
1696	PJK						1,0550	11500000	8760	123,5	100	939,821
1695	PJK						1,0550	11500000	8760	123,5	100	939,821
1687	PJK						0,9773	11500000	8760	123,5	100	870,607
1634	PJK						1,1966	11500000	8760	123,5	100	1065,995
1530	PJK						0,9971	11500000	8760	123,5	100	888,250
1508	PJK						0,6323	11500001	8760	123,5	100	563,255

J07 Pitkäjärvi

Keskeytys ID	Keskeytystyyppi	KA(odott,t)	KM(odott,t)	KA(suun,t)	KM(suun,t)	AJK(t)	PJK(t)	W(t) (kWh)	T(t) (h)	KHI(k)	KHI(2005)	KAH (€)
3075	vikakeskeytys	0,3262	0,1748					9243000	8760	123,5	100	4921,293
2952	vikakeskeytys	2,0815	0,5188					9243000	8760	123,5	100	30549,609
2480	vikakeskeytys	0,3772	0,1056					9243000	8760	123,5	100	5552,200
1629	vikakeskeytys	0,3455	0,1615					9243000	8760	123,5	100	5179,268
1449	vikakeskeytys	0,0272	0,0194					9243000	8760	123,5	100	417,321
1443	vikakeskeytys	0,0232	0,0194					9243000	8760	123,5	100	360,649
3074	PJK						0,7563	9243000	8760	123,5	100	541,500
1721	PJK						0,8008	9243000	8760	123,5	100	573,393
1720	PJK						0,8008	9243000	8760	123,5	100	573,393
1718	PJK						0,8008	9243000	8760	123,5	100	573,393
1716	PJK						0,8008	9243000	8760	123,5	100	573,393
1710	PJK						0,8008	9243000	8760	123,5	100	573,393
1709	PJK						0,8008	9243000	8760	123,5	100	573,393
1699	PJK						0,8008	9243000	8760	123,5	100	573,393
1691	PJK						0,8008	9243000	8760	123,5	100	573,393

LIITE B: SÄHKÖASEMAINVESTOINNIN VUODEN PITUIINEN TARKASTELU, MUUTTUNEET ARVOT

J11 Kuivasjärvi

Keskeytys ID	Keskeytystyyppi	KA(odott,t)	KM(odott,t)	KA(suun,t)	KM(suun,t)	AJK(t)	PJK(t)	W(t) (kWh)	T(t) (h)	KHI(k)	KHI(2005)	KAH (€)
3346	Suunniteltu keskeytys			0,0165	0,0330			2168000	8760	123,5	100	134,900
3316	Suunniteltu keskeytys			0,1149	0,1723			2168000	8760	123,5	100	909,636
3265	Suunniteltu keskeytys			0,0105	0,0349			2168000	8760	123,5	100	92,906
3100	Suunniteltu keskeytys			0,1139	0,0926			858000	8760	123,5	100	861,007
1759	Suunniteltu keskeytys			0,0172	0,0103			2168000	8760	123,5	100	127,894
1504	Suunniteltu keskeytys			0,2008	0,1004			2168000	8760	123,5	100	1484,120
1731	vikakeskeytys	0,0688	0,1376					858000	8760	123,5	100	109,765
1448	vikakeskeytys	0,4778	0,4778					4336000	8760	123,5	100	3530,643
1447	vikakeskeytys	0,0935	0,1559					2168000	8760	123,5	100	366,542
2488	AJK					0,9477		4336000	8760	123,5	100	636,636
3366	PJK						1,1154	2168000	8760	123,5	100	187,314
2472	PJK						1,2168	2168000	8760	123,5	100	204,342
1910	PJK						0,7321	2168000	8760	123,5	100	122,946
1730	PJK						1,4601	2168000	8760	123,5	100	245,211
1684	PJK						0,8112	2168000	8760	123,5	100	136,228
1683	PJK						1,5373	858000	8760	123,5	100	102,171
1552	PJK						1,7871	858000	8760	123,5	100	118,774
1465	PJK						0,5532	4336000	8760	123,5	100	185,806

J10 Kihniö

Keskeytys ID	Keskeytystyyppi	KA(odott,t)	KM(odott,t)	KA(suun,t)	KM(suun,t)	AJK(t)	PJK(t)	W(t) (kWh)	T(t) (h)	KHI(k)	KHI(2005)	KAH (€)
3104	Suunniteltu keskeytys			0,3102	0,0955			8020000	8760	123,5	100	3493,840
2693	Suunniteltu keskeytys			0,0330	0,0244			8020000	8760	123,5	100	383,112
2527	Suunniteltu keskeytys			0,0304	0,0456			8020000	8760	123,5	100	371,528
2363	Suunniteltu keskeytys			0,1106	0,0369			8020000	8760	123,5	100	1247,684
2006	Suunniteltu keskeytys			0,0000	0,0000			3267000	8760	123,5	100	0,000
1902	Suunniteltu keskeytys			0,0000	0,0000			3267000	8760	123,5	100	0,000
3095	vikakeskeytys	0,0412	0,0322					696000	8760	123,5	100	47,945
2483	vikakeskeytys	0,2434	1,2169					8020000	8760	123,5	100	4535,953
2341	vikakeskeytys	0,0020	0,0102					3267000	8760	123,5	100	15,471
1727	vikakeskeytys	0,4824	0,1034					8020000	8760	123,5	100	6122,800
1531	vikakeskeytys	0,5966	0,3581					8020000	8760	123,5	100	7857,289
2841	PJK						1,7539	8020000	8760	123,5	100	1089,593
2132	PJK						1,1282	8020000	8760	123,5	100	700,885
1726	PJK						0,9459	8020000	8760	123,5	100	587,625
1700	PJK						1,2368	8020000	8760	123,5	100	768,357
1696	PJK						1,2368	8020000	8760	123,5	100	768,357
1695	PJK						1,2368	8020000	8760	123,5	100	768,357
1687	PJK						1,1457	8020000	8760	123,5	100	711,770
1634	PJK						0,4770	5462000	8760	123,5	100	201,823
1530	PJK						0,3975	5462000	8760	123,5	100	168,171
1508	PJK						0,9261	696000	8760	123,5	100	49,927

J07 Pihkälampi

Keskeytys ID	Keskeytystyyppi	KA(odott,t)	KM(odott,t)	KA(suun,t)	KM(suun,t)	AJK(t)	PJK(t)	W(t) (kWh)	T(t) (h)	KHI(k)	KHI(2005)	KAH (€)
3075	vikakeskeytys	0,2553	0,1368					5462000	8760	123,5	100	2276,215
2952	vikakeskeytys	2,3685	0,5903					5462000	8760	123,5	100	20541,614
2480	vikakeskeytys	0,3510	0,0983					5462000	8760	123,5	100	3053,710
1629	vikakeskeytys	0,3173	0,1483					5462000	8760	123,5	100	2810,424
1449	vikakeskeytys	0,0762	0,0545					3298000	8760	123,5	100	417,321
1443	vikakeskeytys	0,0652	0,0543					3298000	8760	123,5	100	360,649
3074	PJK						0,6399	5462000	8760	123,5	100	270,750
1721	PJK						0,6776	5462000	8760	123,5	100	286,696
1720	PJK						0,6776	5462000	8760	123,5	100	286,696
1718	PJK						0,6776	5462000	8760	123,5	100	286,696
1716	PJK						0,6776	5462000	8760	123,5	100	286,696
1710	PJK						1,1222	3298000	8760	123,5	100	286,696
1709	PJK						1,1222	3298000	8760	123,5	100	286,696
1699	PJK						1,1222	3298000	8760	123,5	100	286,696
1691	PJK						1,1222	3298000	8760	123,5	100	286,696

LIITE C: SÄHKÖASEMAINVESTOINNIN SUURHÄIRIÖTARKASTELUN ALKUARVOT, RAULI-MYRSKY

PARKANO

27082016_142400

Keskeytystyyppi	KA(odott,t)	KM(odott,t)	KA(suun,t)	KM(suun,t)	AJK(t)	PJK(t)	W(t) (kWh)	T(t) (h)	KHI(k)	KHI(2005)	KAH (€)
vikakeskeyty	0,0054	0,0034					11500000	8760	123,5	100	101,985
vikakeskeyty	0,1178	0,0374					11500000	8760	123,5	100	2165,392
vikakeskeyty	0,0400	0,0090					11500000	8760	123,5	100	728,739
vikakeskeyty	0,3735	0,0548					11500000	8760	123,5	100	6751,895
vikakeskeyty	1,4470	0,1354					11500000	8760	123,5	100	26021,325
vikakeskeyty	0,0539	0,0046					11500000	8760	123,5	100	968,958
vikakeskeyty	0,2507	0,0214					11500000	8760	123,5	100	4504,728
vikakeskeyty	0,0000	0,0000					11500000	8760	123,5	100	0,000
vikakeskeyty	0,5017	0,0400					11500000	8760	123,5	100	9009,656
vikakeskeyty	0,2763	0,0219					11500000	8760	123,5	100	4962,404
vikakeskeyty	0,4648	0,0354					11500000	8760	123,5	100	8344,935
vikakeskeyty	0,9904	0,0741					11500000	8760	123,5	100	17777,829
vikakeskeyty	0,0000	0,0000					11500000	8760	123,5	100	0,000
vikakeskeyty	0,2401	0,0176					11500000	8760	123,5	100	4309,828
vikakeskeyty	0,2530	0,0181					11500000	8760	123,5	100	4539,762
vikakeskeyty	0,4328	0,0303					11500000	8760	123,5	100	7764,729
vikakeskeyty	0,5535	0,0387					11500000	8760	123,5	100	9929,855
vikakeskeyty	0,0164	0,0011					11500000	8760	123,5	100	293,410
vikakeskeyty	1,6359	0,1051					11500000	8760	123,5	100	29332,421
vikakeskeyty	0,2482	0,0154					11500000	8760	123,5	100	4449,308
vikakeskeyty	1,3502	0,0782					11500000	8760	123,5	100	24194,942

JAAKKOLA

27082016_144025

Keskeytystyyppi	KA(odott,t)	KM(odott,t)	KA(suun,t)	KM(suun,t)	AJK(t)	PJK(t)	W(t) (kWh)	T(t) (h)	KHI(k)	KHI(2005)	KAH (€)
vikakeskeyty	0,0175	0,1087					9243000	8760	123,5	100	406,875
vikakeskeyty	0,0161	0,0938					9243000	8760	123,5	100	365,117
vikakeskeyty	0,0321	0,0655					9243000	8760	123,5	100	552,878
vikakeskeyty	0,1041	0,1546					9243000	8760	123,5	100	1711,929
vikakeskeyty	0,4355	0,1683					9243000	8760	123,5	100	6477,338
vikakeskeyty	0,0000	0,0000					9243000	8760	123,5	100	0,000
vikakeskeyty	0,0521	0,0201					9243000	8760	123,5	100	774,146
vikakeskeyty	0,2281	0,0355					9243000	8760	123,5	100	3317,083
vikakeskeyty	0,4997	0,0732					9243000	8760	123,5	100	7259,635
vikakeskeyty	0,0000	0,0000					9243000	8760	123,5	100	0,000
vikakeskeyty	0,0285	0,0038					9243000	8760	123,5	100	413,951
vikakeskeyty	0,6622	0,0693					9243000	8760	123,5	100	9581,423
vikakeskeyty	3,0587	0,3200					9243000	8760	123,5	100	44258,111
vikakeskeyty	0,4629	0,0480					9243000	8760	123,5	100	6697,712
vikakeskeyty	0,1158	0,0116					9243000	8760	123,5	100	1674,835
vikakeskeyty	0,4070	0,0184					9243000	8760	123,5	100	5853,931

JAAKKOLA

27082016_160140

Keskeytystyyppi	KA(odott,t)	KM(odott,t)	KA(suun,t)	KM(suun,t)	AJK(t)	PJK(t)	W(t) (kWh)	T(t) (h)	KHI(k)	KHI(2005)	KAH (€)
vikakeskeyty	0,1560	0,2004					9243000	8760	123,5	100	2520,775
vikakeskeyty	0,0358	0,0071					9243000	8760	123,5	100	522,704
vikakeskeyty	0,0766	0,0067					9243000	8760	123,5	100	1105,949
vikakeskeyty	0,5545	0,0483					9243000	8760	123,5	100	8009,121

PARKANO

27082016_150116

Keskeytystyyppi	KA(odott,t)	KM(odott,t)	KA(suun,t)	KM(suun,t)	AJK(t)	PJK(t)	W(t) (kWh)	T(t) (h)	KHI(k)	KHI(2005)	KAH (€)
vikakeskeyty	0,5895	0,3102					7445000	8760	123,5	100	7156,617
vikakeskeyty	0,3212	0,1687					7445000	8760	123,5	100	3899,406
vikakeskeyty	0,2143	0,1091					7445000	8760	123,5	100	2597,842
vikakeskeyty	0,2055	0,1091					7445000	8760	123,5	100	2496,461
vikakeskeyty	0,2080	0,0540					7445000	8760	123,5	100	2461,312
vikakeskeyty	0,2012	0,0326					7445000	8760	123,5	100	2357,997
vikakeskeyty	0,2109	0,0325					7445000	8760	123,5	100	2470,585
vikakeskeyty	0,1463	0,0226					7445000	8760	123,5	100	1713,893
vikakeskeyty	0,3903	0,0551					7445000	8760	123,5	100	4565,283
vikakeskeyty	0,0000	0,0000					7445000	8760	123,5	100	0,000
vikakeskeyty	0,2577	0,0200					7445000	8760	123,5	100	2995,126
vikakeskeyty	0,0901	0,0072					7445000	8760	123,5	100	1047,083
vikakeskeyty	0,0036	0,0072					7445000	8760	123,5	100	50,254
vikakeskeyty	0,7318	0,0543					7445000	8760	123,5	100	8502,790
vikakeskeyty	0,0782	0,0056					7445000	8760	123,5	100	908,645
vikakeskeyty	0,3529	0,0240					7445000	8760	123,5	100	4098,553
vikakeskeyty	0,2210	0,0150					7445000	8760	123,5	100	2566,138
vikakeskeyty	0,3087	0,0207					7445000	8760	123,5	100	3583,937
vikakeskeyty	0,0000	0,0000					7445000	8760	123,5	100	0,000
vikakeskeyty	0,0070	0,0005					7445000	8760	123,5	100	81,690
vikakeskeyty	0,1642	0,0108					7445000	8760	123,5	100	1905,787
vikakeskeyty	0,2754	0,0103					7445000	8760	123,5	100	3188,791

LIITE D: SÄHKÖASEMAINVESTOINNIN SUURHÄIRIÖTARKASTELUN MUUTTUNEET ARVOT, RAULI-MYRSKY

PARKANO

27082016_142400

Keskeytystyyppi	KA(odott,t)	KM(odott,t)	KA(suun,t)	KM(suun,t)	AJK(t)	PJK(t)	W(t) (kWh)	T(t) (h)	KHI(k)	KHI(2005)	KAH (€)
vikakeskeytytys	0,0054	0,0034					8020000	8760	123,5	100	101,985
vikakeskeytytys	0,1178	0,0374					8020000	8760	123,5	100	2165,392
vikakeskeytytys	0,0400	0,0090					8020000	8760	123,5	100	728,739
vikakeskeytytys	0,3735	0,0548					8020000	8760	123,5	100	6751,895
vikakeskeytytys	1,4470	0,1354					8020000	8760	123,5	100	26021,325
vikakeskeytytys	0,0539	0,0046					8020000	8760	123,5	100	968,958
vikakeskeytytys	0,0000	0,0000					8020000	8760	123,5	100	0,000
vikakeskeytytys	0,5017	0,0400					8020000	8760	123,5	100	9009,656
vikakeskeytytys	0,2763	0,0219					8020000	8760	123,5	100	4962,404
vikakeskeytytys	0,4648	0,0354					8020000	8760	123,5	100	8344,935
vikakeskeytytys	0,2530	0,0181					8020000	8760	123,5	100	4539,762
vikakeskeytytys	0,5535	0,0387					8020000	8760	123,5	100	9929,855
vikakeskeytytys	0,0164	0,0011					8020000	8760	123,5	100	293,410
vikakeskeytytys	1,6359	0,1051					8020000	8760	123,5	100	29332,421
vikakeskeytytys	0,2482	0,0154					8020000	8760	123,5	100	4449,308
vikakeskeytytys	1,3502	0,0782					8020000	8760	123,5	100	24194,942

JAAKKOLA

27082016_144025

Keskeytystyyppi	KA(odott,t)	KM(odott,t)	KA(suun,t)	KM(suun,t)	AJK(t)	PJK(t)	W(t) (kWh)	T(t) (h)	KHI(k)	KHI(2005)	KAH (€)
vikakeskeytytys	3,0587	0,3200					5462000	8760	123,5	100	44258,111
vikakeskeytytys	0,4629	0,0480					5462000	8760	123,5	100	6697,712
vikakeskeytytys	0,1158	0,0116					5462000	8760	123,5	100	1674,835
vikakeskeytytys	0,4070	0,0184					5462000	8760	123,5	100	5853,931

JAAKKOLA

27082016_160140

Keskeytystyyppi	KA(odott,t)	KM(odott,t)	KA(suun,t)	KM(suun,t)	AJK(t)	PJK(t)	W(t) (kWh)	T(t) (h)	KHI(k)	KHI(2005)	KAH (€)
vikakeskeytytys	0,1560	0,2004					3298000	8760	123,5	100	2520,775
vikakeskeytytys	0,0358	0,0071					3298000	8760	123,5	100	522,704
vikakeskeytytys	0,0766	0,0067					3298000	8760	123,5	100	1105,949
vikakeskeytytys	0,5545	0,0483					3298000	8760	123,5	100	8009,121

PARKANO

27082016_150116

Keskeytystyyppi	KA(odott,t)	KM(odott,t)	KA(suun,t)	KM(suun,t)	AJK(t)	PJK(t)	W(t) (kWh)	T(t) (h)	KHI(k)	KHI(2005)	KAH (€)
vikakeskeytytys	0,5895	0,3102					2168000	8760	123,5	100	7156,617
vikakeskeytytys	0,2055	0,1091					2168000	8760	123,5	100	2496,461
vikakeskeytytys	0,2080	0,0540					2168000	8760	123,5	100	2461,312
vikakeskeytytys	0,2109	0,0325					2168000	8760	123,5	100	2470,585
vikakeskeytytys	0,1463	0,0226					2168000	8760	123,5	100	1713,893
vikakeskeytytys	0,2577	0,0200					2168000	8760	123,5	100	2995,126
vikakeskeytytys	0,0901	0,0072					2168000	8760	123,5	100	1047,083
vikakeskeytytys	0,0036	0,0072					2168000	8760	123,5	100	50,254
vikakeskeytytys	0,7318	0,0543					8020000	8760	123,5	100	8502,790
vikakeskeytytys	0,0782	0,0056					8020000	8760	123,5	100	908,645
vikakeskeytytys	0,3529	0,0240					8020000	8760	123,5	100	4098,553
vikakeskeytytys	0,2210	0,0150					8020000	8760	123,5	100	2566,138
vikakeskeytytys	0,3087	0,0207					8020000	8760	123,5	100	3583,937
vikakeskeytytys	0,0000	0,0000					8020000	8760	123,5	100	0,000
vikakeskeytytys	0,0070	0,0005					8020000	8760	123,5	100	81,690
vikakeskeytytys	0,1642	0,0108					8020000	8760	123,5	100	1905,787
vikakeskeytytys	0,2754	0,0103					8020000	8760	123,5	100	3188,791

LIITE E: SÄHKÖASEMAINVESTOINNIN SUURHÄIRIÖTARKASTELUN ALKUARVOT, AAPALI-MYRSKY

NERKOO

01012019_224927

Keskeytystyyppi	KA(odott,t)	KM(odott,t)	KA(suun,t)	KM(suun,t)	AJK(t)	PJK(t)	W(t) (kWh)	T(t) (h)	KHI(k)	KHI(2005)	KAH (€)
vikakeskeyty	0,0120	0,1678					11500000	8760	123,5	100	512,478
vikakeskeyty	0,0405	0,5213					11500000	8760	123,5	100	1651,124
vikakeskeyty	0,0006	0,0062					11500000	8760	123,5	100	22,334
vikakeskeyty	0,0401	0,3610					11500000	8760	123,5	100	1357,592
vikakeskeyty	0,0205	0,1542					11500000	8760	123,5	100	639,431
vikakeskeyty	0,0175	0,2250					11500000	8760	123,5	100	712,636
vikakeskeyty	0,0246	0,2250					11500000	8760	123,5	100	839,470
vikakeskeyty	0,0130	0,0062					11500000	8760	123,5	100	243,251
vikakeskeyty	0,0000	0,0000					11500000	8760	123,5	100	0,000
vikakeskeyty	0,0847	0,0322					11500000	8760	123,5	100	1566,932
vikakeskeyty	0,0000	0,0000					11500000	8760	123,5	100	0,000
vikakeskeyty	0,9329	0,2029					11500000	8760	123,5	100	16982,991
vikakeskeyty	0,2947	0,0524					11500000	8760	123,5	100	5344,153
vikakeskeyty	0,0369	0,0062					11500000	8760	123,5	100	668,394
vikakeskeyty	0,0318	0,0193					11500000	8760	123,5	100	601,462
vikakeskeyty	0,0888	0,0193					11500000	8760	123,5	100	1617,364
vikakeskeyty	0,2402	0,0372					11500000	8760	123,5	100	4345,368
vikakeskeyty	0,0741	0,0108					11500000	8760	123,5	100	1338,633
vikakeskeyty	2,6790	0,3671					11500000	8760	123,5	100	48385,013
vikakeskeyty	0,7924	0,0616					11500000	8760	123,5	100	14226,918
vikakeskeyty	1,3030	0,0926					11500000	8760	123,5	100	23378,971
vikakeskeyty	0,6049	0,0403					11500000	8760	123,5	100	10848,858
vikakeskeyty	0,4417	0,0286					11500000	8760	123,5	100	7920,334
vikakeskeyty	1,6012	0,1009					11500000	8760	123,5	100	28706,573
vikakeskeyty	0,0879	0,0448					11500000	8760	123,5	100	1646,402
vikakeskeyty	0,7039	0,0448					11500000	8760	123,5	100	12621,627
vikakeskeyty	1,0105	0,0551					11500000	8760	123,5	100	18102,034
vikakeskeyty	0,1172	0,0073					11500000	8760	123,5	100	2100,634
vikakeskeyty	0,0173	0,0073					11500000	8760	123,5	100	321,700
vikakeskeyty	2,3484	0,0604					11500000	8760	123,5	100	41947,067
vikakeskeyty	1,5285	0,0391					11500000	8760	123,5	100	27302,076

JAAKKOLA

01012019_230802

Keskeytystyyppi	KA(odott,t)	KM(odott,t)	KA(suun,t)	KM(suun,t)	AJK(t)	PJK(t)	W(t) (kWh)	T(t) (h)	KHI(k)	KHI(2005)	KAH (€)
vikakeskeyty	0,0143	0,2029					9243000	8760	123,5	100	495,639
vikakeskeyty	0,1787	1,5969					9243000	8760	123,5	100	4846,405
vikakeskeyty	0,0301	0,2688					9243000	8760	123,5	100	815,901
vikakeskeyty	0,0099	0,0556					9243000	8760	123,5	100	220,805
vikakeskeyty	0,0970	0,0779					9243000	8760	123,5	100	1500,482
vikakeskeyty	0,2769	0,1983					9243000	8760	123,5	100	4249,073
vikakeskeyty	0,0155	0,0074					9243000	8760	123,5	100	232,638
vikakeskeyty	0,0000	0,0000					9243000	8760	123,5	100	0,000
vikakeskeyty	1,6309	0,6204					9243000	8760	123,5	100	24241,794
vikakeskeyty	0,1013	0,1071					9243000	8760	123,5	100	1603,324
vikakeskeyty	0,0236	0,0238					9243000	8760	123,5	100	372,478
vikakeskeyty	0,0499	0,0250					9243000	8760	123,5	100	749,891
vikakeskeyty	0,0000	0,0000					9243000	8760	123,5	100	0,000
vikakeskeyty	1,1149	0,2425					9243000	8760	123,5	100	16312,617
vikakeskeyty	0,3522	0,0626					9243000	8760	123,5	100	5133,237
vikakeskeyty	0,0441	0,0074					9243000	8760	123,5	100	641,980
vikakeskeyty	0,1062	0,0231					9243000	8760	123,5	100	1553,514
vikakeskeyty	0,0380	0,0231					9243000	8760	123,5	100	577,736
vikakeskeyty	0,2870	0,0444					9243000	8760	123,5	100	4173,839
vikakeskeyty	0,0885	0,0129					9243000	8760	123,5	100	1285,816
vikakeskeyty	10,3075	1,4125					9243000	8760	123,5	100	149622,701
vikakeskeyty	0,3554	0,0306					9243000	8760	123,5	100	5132,423
vikakeskeyty	0,9469	0,0736					9243000	8760	123,5	100	13665,387
vikakeskeyty	1,5571	0,1106					9243000	8760	123,5	100	22456,060
vikakeskeyty	0,7229	0,0482					9243000	8760	123,5	100	10420,320
vikakeskeyty	0,5279	0,0341					9243000	8760	123,5	100	7607,774
vikakeskeyty	1,9135	0,1206					9243000	8760	123,5	100	27573,434
vikakeskeyty	1,2076	0,0659					9243000	8760	123,5	100	17387,485
vikakeskeyty	0,0071	0,0094					9243000	8760	123,5	100	115,000
vikakeskeyty	0,2951	0,0094					9243000	8760	123,5	100	4238,699
vikakeskeyty	1,4072	0,0426					9243000	8760	123,5	100	20211,050
vikakeskeyty	0,0077	0,0426					9243000	8760	123,5	100	171,141
vikakeskeyty	0,1323	0,0426					9243000	8760	123,5	100	1955,883
vikakeskeyty	1,0633	0,0259					9243000	8760	123,5	100	15262,865

PARKANO

01012019_235615

Keskeytystyyppi	KA(odott,t)	KM(odott,t)	KA(suun,t)	KM(suun,t)	AJK(t)	PJK(t)	W(t) (kWh)	T(t) (h)	KHI(k)	KHI(2005)	KAH (€)
vikakeskeyty	0,0046	0,0546					11500000	8760	123,5	100	180,114
vikakeskeyty	0,0000	0,0000					11500000	8760	123,5	100	0,000
vikakeskeyty	0,0117	0,0970					11500000	8760	123,5	100	381,498
vikakeskeyty	0,7953	0,0404					11500000	8760	123,5	100	14240,879

Parkano

02012019_000122

Keskeytystyyppi	KA(odott,t)	KM(odott,t)	KA(suun,t)	KM(suun,t)	AJK(t)	PJK(t)	W(t) (kWh)	T(t) (h)	KHI(k)	KHI(2005)	KAH (€)
vikakeskeyty	0,0000	0,0000					11500000	8760	123,5	100	0,000
vikakeskeyty	0,0078	0,0031					11500000	8760	123,5	100	145,139
vikakeskeyty	0,2077	0,0794					7445000	8760	123,5	100	2487,305
vikakeskeyty	0,0000	0,0000					7445000	8760	123,5	100	0,000
vikakeskeyty	0,0715	0,0187					11500000	8760	123,5	100	1306,432
vikakeskeyty	0,0000	0,0000					11500000	8760	123,5	100	0,000
vikakeskeyty	6,6960	0,9134					18945000	8760	123,5	100	199211,268
vikakeskeyty	0,3441	0,0469					11500000	8760	123,5	100	6213,443
vikakeskeyty	0,1168	0,0143					7445000	8760	123,5	100	1363,250
vikakeskeyty	0,0108	0,0325					7445000	8760	123,5	100	161,686
vikakeskeyty	0,2735	0,0325					7445000	8760	123,5	100	3192,040
vikakeskeyty	3,3999	0,4035					7445000	8760	123,5	100	39680,688
vikakeskeyty	0,1398	0,4035					7445000	8760	123,5	100	2077,437
vikakeskeyty	0,5365	0,0603					7445000	8760	123,5	100	6257,403
vikakeskeyty	0,1377	0,0759					11500000	8760	123,5	100	2588,507
vikakeskeyty	0,5564	0,0759					11500000	8760	123,5	100	10047,394
vikakeskeyty	0,7798	0,0825					7445000	8760	123,5	100	9089,088
vikakeskeyty	1,2081	0,1216					7445000	8760	123,5	100	14074,398
vikakeskeyty	1,9672	0,1548					11500000	8760	123,5	100	35324,228
vikakeskeyty	0,3063	0,0226					7445000	8760	123,5	100	3558,686
vikakeskeyty	0,2606	0,0192					7445000	8760	123,5	100	3027,651
vikakeskeyty	0,0879	0,0061					7445000	8760	123,5	100	1020,690
vikakeskeyty	0,8165	0,0422					7445000	8760	123,5	100	9466,015
vikakeskeyty	0,5059	0,0185					7445000	8760	123,5	100	5856,738

LIITE F: SÄHKÖASEMAINVESTOINNIN SUURHÄIRIÖTARKASTELUN MUUTTUNEET ARVOT, AAPELI-MYRSKY

NERKOO

01012019_224927

Keskeytystyyppi	KA(odott,t)	KM(odott,t)	KA(suun,t)	KM(suun,t)	AJK(t)	PJK(t)	W(t) (kWh)	T(t) (h)	KHI(k)	KHI(2005)	KAH (€)
vikakeskeytytys	0,0504	0,6486					8020000	8760	123,5	100	1651,124
vikakeskeytytys	0,0008	0,0077					8020000	8760	123,5	100	22,334
vikakeskeytytys	0,0499	0,4491					8020000	8760	123,5	100	1357,592
vikakeskeytytys	0,0255	0,1918					8020000	8760	123,5	100	639,431
vikakeskeytytys	0,0162	0,0077					8020000	8760	123,5	100	243,251
vikakeskeytytys	0,0000	0,0000					8020000	8760	123,5	100	0,000
vikakeskeytytys	0,1054	0,0401					8020000	8760	123,5	100	1566,932
vikakeskeytytys	0,0000	0,0000					8020000	8760	123,5	100	0,000
vikakeskeytytys	1,1607	0,2525					8020000	8760	123,5	100	16982,991
vikakeskeytytys	0,3667	0,0652					8020000	8760	123,5	100	5344,153
vikakeskeytytys	0,0459	0,0077					8020000	8760	123,5	100	668,394
vikakeskeytytys	0,0396	0,0240					8020000	8760	123,5	100	601,462
vikakeskeytytys	0,1105	0,0240					8020000	8760	123,5	100	1617,364
vikakeskeytytys	0,2988	0,0462					8020000	8760	123,5	100	4345,368
vikakeskeytytys	0,0921	0,0134					8020000	8760	123,5	100	1338,633
vikakeskeytytys	3,3332	0,4568					8020000	8760	123,5	100	48385,013
vikakeskeytytys	0,9859	0,0766					8020000	8760	123,5	100	14226,918
vikakeskeytytys	1,6211	0,1152					8020000	8760	123,5	100	23378,971
vikakeskeytytys	0,1094	0,0557					9243000	8760	123,5	100	1646,402
vikakeskeytytys	0,8758	0,0557					8020000	8760	123,5	100	12621,627
vikakeskeytytys	0,1458	0,0091					9243000	8760	123,5	100	2100,634
vikakeskeytytys	0,0216	0,0091					8020000	8760	123,5	100	321,700
vikakeskeytytys	2,9218	0,0752					8020000	8760	123,5	100	41947,067
vikakeskeytytys	1,9017	0,0487					8020000	8760	123,5	100	27302,076

JAANKOLA

01012019_230802

Keskeytystyyppi	KA(odott,t)	KM(odott,t)	KA(suun,t)	KM(suun,t)	AJK(t)	PJK(t)	W(t) (kWh)	T(t) (h)	KHI(k)	KHI(2005)	KAH (€)
vikakeskeytytys	0,1787	1,5969					3298000	8760	123,5	100	4846,405
vikakeskeytytys	0,0099	0,0556					3298000	8760	123,5	100	220,805
vikakeskeytytys	0,0970	0,0779					3298000	8760	123,5	100	1500,482
vikakeskeytytys	0,2769	0,1983					3298000	8760	123,5	100	4249,073
vikakeskeytytys	0,0155	0,0074					3298000	8760	123,5	100	232,638
vikakeskeytytys	0,0000	0,0000					3298000	8760	123,5	100	0,000
vikakeskeytytys	0,1013	0,1071					3298000	8760	123,5	100	1603,324
vikakeskeytytys	0,0236	0,0238					3298000	8760	123,5	100	372,478
vikakeskeytytys	0,0499	0,0250					3298000	8760	123,5	100	749,891
vikakeskeytytys	0,0000	0,0000					3298000	8760	123,5	100	0,000
vikakeskeytytys	1,1149	0,2425					3298000	8760	123,5	100	16312,617
vikakeskeytytys	0,3522	0,0626					3298000	8760	123,5	100	5133,237
vikakeskeytytys	0,0441	0,0074					3298000	8760	123,5	100	641,980
vikakeskeytytys	0,1062	0,0231					3298000	8760	123,5	100	1553,514
vikakeskeytytys	0,0380	0,0231					3298000	8760	123,5	100	577,736
vikakeskeytytys	0,2870	0,0444					3298000	8760	123,5	100	4173,839
vikakeskeytytys	0,0885	0,0129					3298000	8760	123,5	100	1285,816
vikakeskeytytys	6,7548	0,9257					9243000	8760	123,5	100	98052,065
vikakeskeytytys	0,3554	0,0306					3298000	8760	123,5	100	5132,423
vikakeskeytytys	0,9469	0,0736					3298000	8760	123,5	100	13665,387
vikakeskeytytys	1,5571	0,1106					3298000	8760	123,5	100	22456,060
vikakeskeytytys	0,0071	0,0094					3298000	8760	123,5	100	115,000
vikakeskeytytys	0,2951	0,0094					3298000	8760	123,5	100	4238,699
vikakeskeytytys	1,4072	0,0426					3298000	8760	123,5	100	20211,050
vikakeskeytytys	0,0077	0,0426					3298000	8760	123,5	100	171,141
vikakeskeytytys	0,1323	0,0426					3298000	8760	123,5	100	1955,883
vikakeskeytytys	1,0633	0,0259					3298000	8760	123,5	100	15262,865

PARKANO

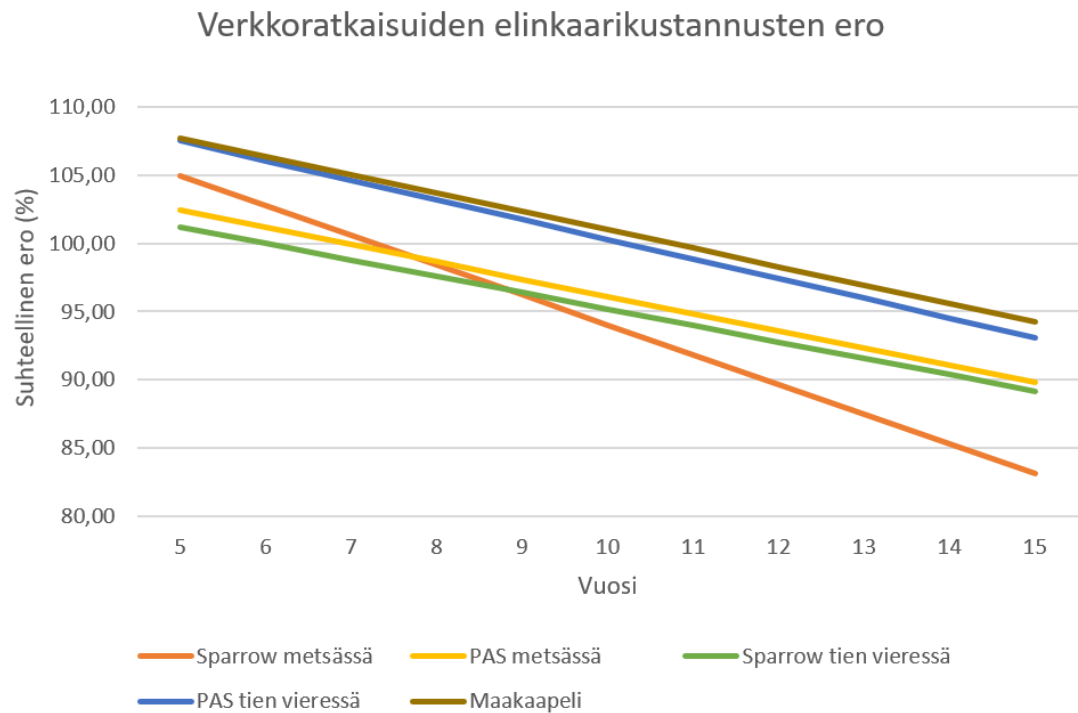
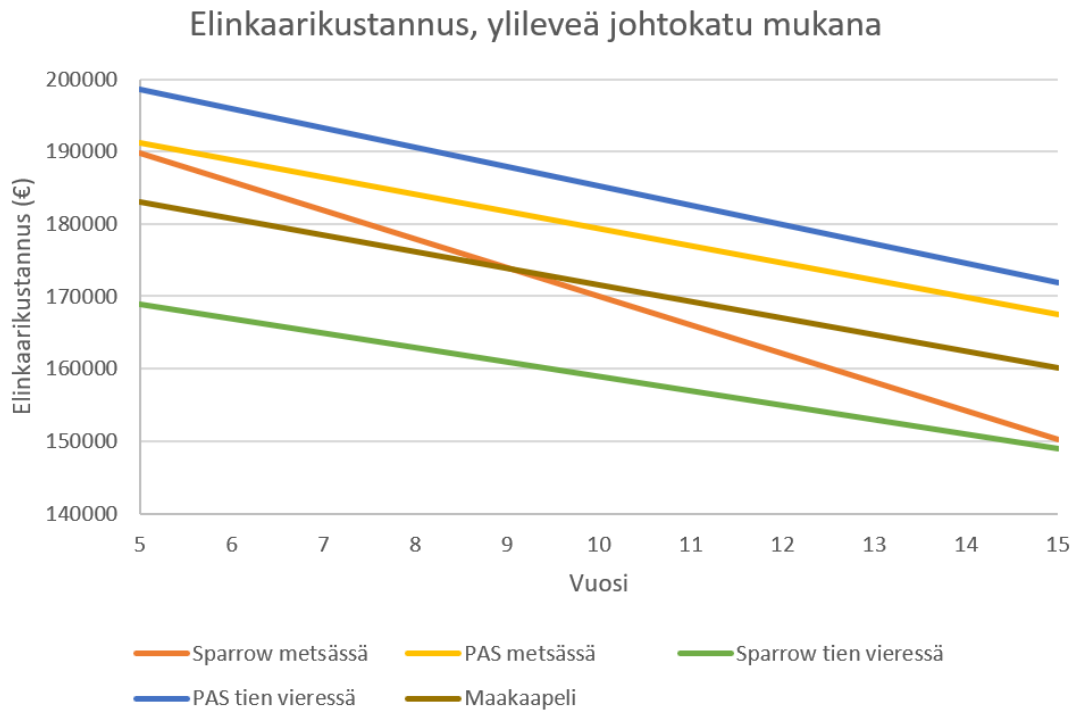
01012019_235615

Keskeytystyyppi	KA(odott,t)	KM(odott,t)	KA(suun,t)	KM(suun,t)	AJK(t)	PJK(t)	W(t) (kWh)	T(t) (h)	KHI(k)	KHI(2005)	KAH (€)
vikakeskeytytys	0,7953	0,0404					4336000	8760	123,5	100	14240,879

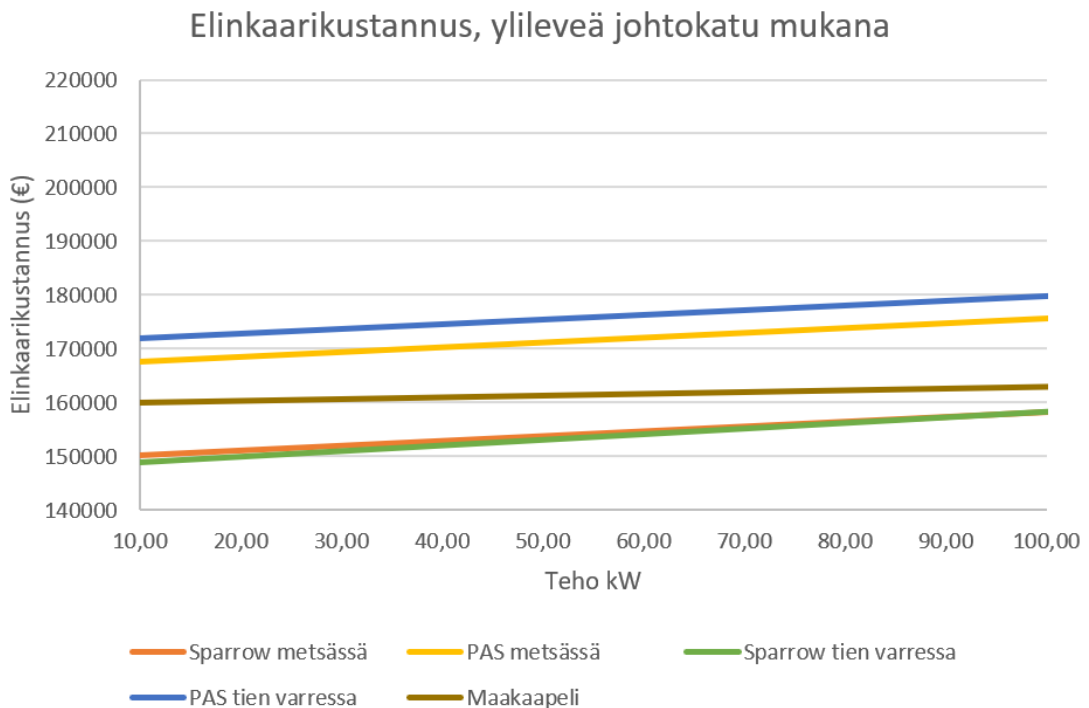
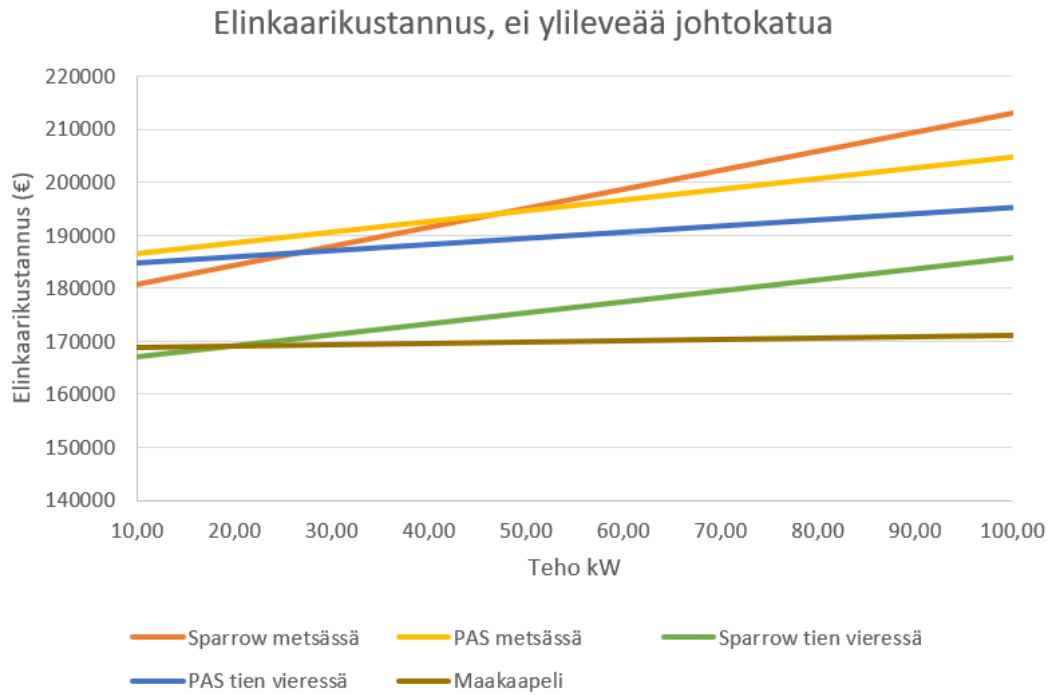
Parkano
02012019 000122

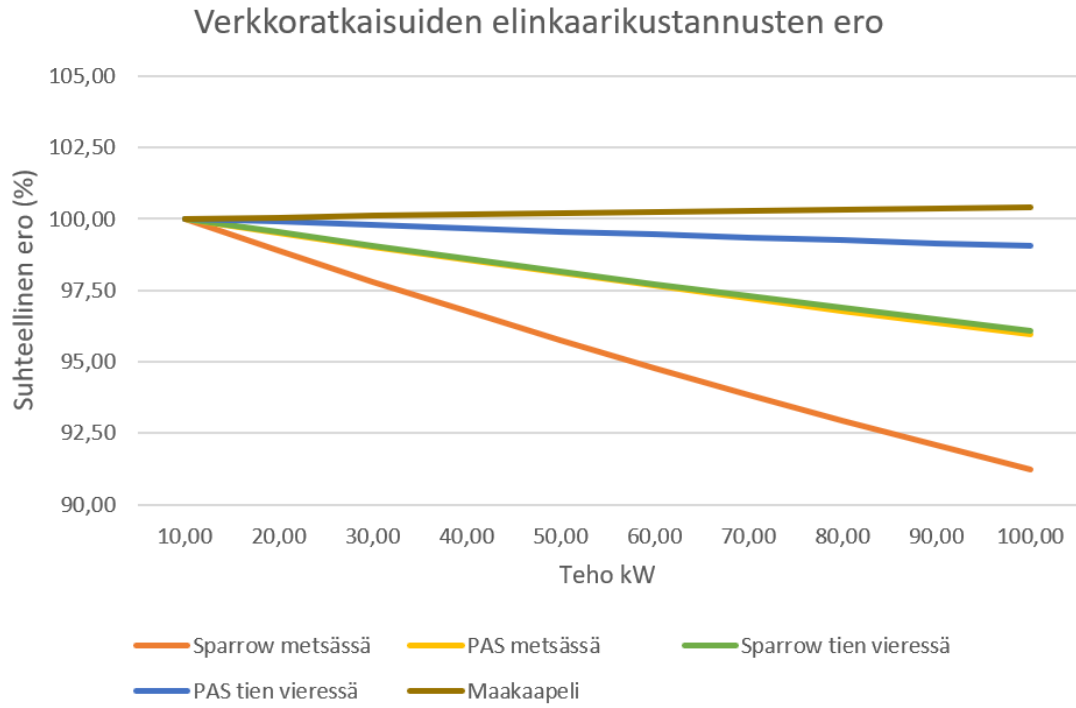
Keskeytystyyppi	KA(odott,t)	KM(odott,t)	KA(suun,t)	KM(suun,t)	AJK(t)	PJK(t)	W(t) (kWh)	T(t) (h)	KHI(k)	KHI(2005)	KAH (€)
vikakeskeyty	0,0000	0,0000					8020000	8760	123,5	100	0,000
vikakeskeyty	0,0121	0,0048					8020000	8760	123,5	100	145,139
vikakeskeyty	0,2077	0,0794					4336000	8760	123,5	100	2487,305
vikakeskeyty	0,0000	0,0000					8020000	8760	123,5	100	0,000
vikakeskeyty	0,0000	0,0000					8020000	8760	123,5	100	0,000
vikakeskeyty	14,3880	1,9627					8020000	8760	123,5	100	151395,000
vikakeskeyty	0,5314	0,0725					8020000	8760	123,5	100	6213,443
vikakeskeyty	0,2127	0,1172					8020000	8760	123,5	100	2588,507
vikakeskeyty	0,8594	0,1172					8020000	8760	123,5	100	10047,394
vikakeskeyty	0,7798	0,0825					4336000	8760	123,5	100	9089,088
vikakeskeyty	1,2081	0,1216					4336000	8760	123,5	100	14074,398
vikakeskeyty	3,0387	0,2392					8020000	8760	123,5	100	35324,228
vikakeskeyty	0,3063	0,0226					4336000	8760	123,5	100	3558,686
vikakeskeyty	0,2606	0,0192					4336000	8760	123,5	100	3027,651
vikakeskeyty	0,0879	0,0061					4336000	8760	123,5	100	1020,690
vikakeskeyty	0,8165	0,0422					4336000	8760	123,5	100	9466,015
vikakeskeyty	0,5059	0,0185					4336000	8760	123,5	100	5856,738

LIITE G: ELINKAARIKUSTANNUKSET SANEERAUSAJANKOHDAN MUUTTUESSA



LIITE G: ELINKAARIKUSTANNUKSET JOHTO- OSUUDEN TEHON MUUTTUESSA





LIITE G: ELINKAARIKUSTANNUSTEN ERO JOHTO-OSUUDEN PITUUDEN MUUTTUESSA

