

Antti Vettervik

TARVEPERUSTEINEN KUNNOSSAPITO- OHJELMA SÄHKÖVERKKOYHTIÖLLE

Diplomityö
Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta
Tarkastajat: Pertti Pakonen, Teemu Hartikainen
Kesäkuu 2023

TIIVISTELMÄ

Antti Vettervik: Tarveperusteinen kunnossapito-ohjelma sähköverkkoyhtiölle
Diplomityö
Tampereen yliopisto
Sähkötekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma
Kesäkuu 2023

Työssä päivitettiin sähköverkkoyhtiö Leppäkosken Sähkö Oy:n kunnossapito-ohjelma. Työssä tutkittiin myös IoT-sensoreiden käytettävyyttä sähköverkon toimintaympäristössä. Aiheita tutkittiin asiantuntijahaastatteluiden ja kirjallisuuskatsauksen avulla. Haastatteluita pidettiin yhteensä 14. Haastateltavina olivat tarveperusteisia kunnossapitoratkaisuja tarjoavien yritysten edustajia sekä Leppäkosken Sähkö Oy:n oma henkilökunta. Työssä keskityttiin ilmajohtojen, jakelumuuntamoiden, jakokaappien ja erottimien kunnossapitoon.

Perinteisesti sähköverkon kunnosta on huolehdittu aikaperusteisin kuntotarkastuksin. Kyseinen käytäntö voi johtaa liialliseen tai liian vähäiseen kunnossapitoon. Uudessa toimintatavassa kunnossapitoa aletaan toteuttamaan tarveperusteisesti, millä pyritään toiminnan tehostamiseen. Sähköverkon kunnan ylläpito on tärkeää, sillä yhteiskunta on riippuvainen sähkön saannista ja sen merkitys korostuu entisestään tulevaisuudessa.

Kunnossapito-ohjelman luonti aloitettiin perehtymällä sähköverkon toimintaympäristöön ja erityisesti sähköverkkoyhtiöiden toimintaa ohjaavaan viranomaisvalvontaan. Sen jälkeen paneuduttiin kunnossapidon strategioihin. Teoreettisen tarkastelun jälkeen tutustuttiin käytännön kunnossapidollisiin ratkaisuihin. Tämän jälkeen käsiteltiin sähköverkon kunnanvalvontaa IoT-sensoreita hyödyntäen. Lopuksi esitellään päivitetty kunnossapito-ohjelma.

Työn tuloksena on päivitetty kunnossapito-ohjelma, jonka mukaisesti ilmajohtoverkko tullaan tarkastamaan säännöllisesti ilmatarkastuksina. Keskijänniteverkko tullaan raivaamaan tarveperusteisesti raivaustarveanalyysin perusteella. Raivauksien yhteydessä kokeillaan pilottihanketta, jossa raivaajat tarkastavat myös pylväiden lahoisuusasteen ja suorittavat pientöitä. Hankkeen avulla voidaan välttää erillinen kävelytarkastus. Pienjänniteverkossa raivaukset tullaan jatkossakin toteuttamaan aikaperusteisesti.

Myös maakaapeliverkon komponentteja tullaan tarkastamaan aikaperusteisina tarkastuksina. Työssä esitellään uudenlainen ratkaisu, jossa Leppäkosken Sähkö Oy:n omat sähköasentajat suorittavat osan tarkastuksista muiden töiden ohella niin kutsuttuina oheistarkastuksina. Niitä voidaan suorittaa esimerkiksi muuntamoiden imurointien ja kaapelinäyttöjen yhteydessä. Hyödyntämällä oheistarkastuksia voidaan erilliset tarkastuskäynnit kohteilla välttää. Oheistarkastuksien avulla pyritään tehostamaan toimintaa vähentämällä siirtymistä aiheutuvia kustannuksia.

Tutkimuksen perusteella muuntajille ja jakokaapeille ei suositella laajamittaista sensorointia. Sen sijaan erityiskohteisiin sensoreita suositellaan. Erityiskohteita ovat korkean riskin kohteet, kuten koulujen lähistöllä olevat puistomuuntajat. Sensoreilla tullaan valvomaan ensisijaisesti rakenteiden kuntoa ja ovien tilaa. Sensoroinnilla tavoitellaan turvallisuuden parantamista. Kaukokäyttöisten erottimien kunnanvalvonnassa tullaan hyödyntämään erottimien jo olemassa olevia ominaisuuksia. Osalle kaukokäyttöisistä erottimista voidaan suorittaa etämittauksia, jolla seurataan erottimen ohjauksen vaatiman liike-energian suuruutta ja akuston kuntoa.

Työn perusteella voidaan todeta, että kunnossapito-ohjelman päivitys oli tarpeellista. Sen avulla voidaan saavuttaa taloudellisia hyötyjä ja turvata sähköverkon toimintavarmuus entistä paremmin. IoT-sensoreista on suoritettava lisätutkimusta, jotta niiden aiheuttamat hyödyt tunnetaan paremmin. Leppäkosken Sähkö Oy:n on suoritettava lisäselvitys kaukoerottimille, jotta mittauksista kerättyä dataa voidaan alkaa hyödyntämään.

Avainsanat: kunnossapito-ohjelma, tarveperusteinen, sähköverkko, kunnanvalvonta, IoT,

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck –ohjelmalla.

ABSTRACT

Antti Vettervik: Need-based maintenance programme for electric grid company
Master of Science Thesis
Tampere University
Master's Degree Programme in Electrical Engineering
June 2023

In this thesis the maintenance programme was updated for an electricity grid company Leppäkosken Sähkö Ltd. In addition, the usage of IoT sensors was studied in an electricity grid environment. The subjects were studied by interviewing specialist and by conducting a literature review. A total of 14 interviews were performed. Interviewees were representatives from companies that offer need-based maintenance solutions, as well as specialists from Leppäkosken Sähkö Ltd. In this thesis the focus was on overhead lines, distribution transformers, cable distribution cabinets and disconnectors.

Traditionally condition of the electricity grid is maintained with time-based condition monitoring. However, this approach can result in excessive or insufficient maintenance. In the new approach maintenance actions will be performed only when there is a need for them. The aim is to enhance the performance of maintenance. Maintaining the electricity grid's condition is important because society is dependent on electricity and the importance of electricity will only grow in the future.

Creation of the maintenance programme was started by researching the electricity grid's environment. The main focus was on legislation guiding the operations of the electricity grid companies. Next, maintenance strategies were studied. After the theoretical section the focus was directed towards practical maintenance applications. Lastly, condition monitoring with IoT-sensors was studied. New maintenance programme was introduced after the aforementioned approaches.

In accordance with the new maintenance programme, overhead lines will receive aerial inspections at regular intervals. The medium voltage network will undergo corridor clearance analysis to assess the need for vegetation removal. This analysis will determine when vegetation clearance is required. New pilot project will be implemented, where clearing crew will inspect the condition of the poles and carry out basic tasks during the clearing process. With the new approach separate walking inspection can be avoided. In the low voltage network clearing will be performed at regular intervals as previously.

Regular inspections will also be conducted for the components in the underground cable network. A new approach is introduced where Leppäkosken Sähkö Ltd.'s own crew will perform some of the condition inspections alongside their other work. Inspections can be done simultaneously with activities such as vacuuming distribution transformers or locating underground cables. The goal with the new approach is to reduce travel costs resulting in improved efficiency.

According to the findings in the thesis, sensor installments will not be recommended for the distribution transformers or the cable distribution cabinets in large scale. However, sensor installments are advised components in high-risk areas, such as transformers located near school zones, where the likelihood of accidents is elevated. The primary objective in implementing sensors is to improve safety. Maintenance of the remote-controlled disconnectors will be carried out by utilizing their existing features. For some of the remote controlled disconnectors remote measurements are possible. The remote measurements consist of measuring the kinetic energy required to operate the disconnector and measuring the battery condition.

Based on this thesis, an update of the maintenance programme was deemed necessary. With the programme, financial benefits can be achieved, and the reliability of the electricity network can be improved. IoT sensors require additional research to fully understand the benefits they can provide. Leppäkosken Sähkö Ltd needs to do more research on remote controlled disconnectors, so that the collected data can be utilized.

Keywords: maintenance programme, need based, condition monitoring, distribution network, IoT

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

ALKUSANAT

Tämä diplomityö tehtiin Leppäkosken Sähkö Oy:lle vuosien 2022–2023 aikana. Aihe oli mielenkiintoinen ja ajankohtainen. Haluan kiittää työn ohjaajaa Mika Marttilaa Leppäkosken Sähköltä työn aikana saadusta tuesta ja ohjauksesta. Erityismaininnan ansaitsee myös Jukka Rajala, joka toimi työn toisena, epävirallisena ohjaajana. Haluan myös kiittää Tampereen yliopiston ohjaajaa Pekka Verhoa. Lopuksi haluan kiittää Matti Kivirantaa ja muita Leppäkosken Sähkön työntekijöitä avusta, jota tarjositte työn aikana.

Tampereella, 8.6.2023

Antti Vettervik

SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO	1
2. SÄHKÖVERKON TOIMINTAYMPÄRISTÖ.....	4
2.1 Sähköverkon rakenne	4
2.1.1 Keskijänniteverkko	6
2.1.2 Pienjänniteverkko.....	7
2.2 Lainsäädäntö	7
2.3 Viranomaisvalvonta.....	8
2.3.1 Valvontamenetelmät	9
2.3.2 Kannustimet.....	12
2.3.3 Viranomaisvalvonnan muutoksia.....	14
3. KUNNOSSAPITO	16
3.1 Komponenttien ikääntyminen	17
3.2 Korjaava kunnossapito.....	18
3.3 Ehkäisevä kunnossapito	19
3.3.1 Jaksotettu kunnossapito.....	19
3.3.2 Kuntoperusteinen kunnossapito	20
3.3.3 Luotettavuusperusteinen kunnossapito	21
3.3.4 Riskiperusteinen kunnossapito.....	21
3.4 Kunnonvalvonta	22
4. KUNNOSSAPIDOLLISET RATKAISUT.....	24
4.1 Kävelytarkastukset.....	24
4.2 Helikopterit.....	24
4.3 Dronet.....	27
4.4 Laserkeilaus.....	31
4.5 Satelliitit	32
4.6 Avoin aineisto.....	34
5. SÄHKÖVERKON SENSOROINTI	35
5.1 Yleiset vaatimukset	35
5.1.1 IoT-sensorit.....	35
5.1.2 IoT-sensorijärjestelmä.....	37
5.2 IoT-sensoroinnin kustannukset	40
5.3 Keskijännitteiset johdot	41
5.3.1 Tykkylumisensorit	41
5.3.2 Vianilmaisimet.....	42
5.4 Muuntamot.....	45
5.5 Jakokaapit.....	47
5.6 Erottimet	48
6. PÄIVITETTY KUNNOSSAPITO-OHJELMA	52

6.1	Ilmajohdot	53
	6.1.1 Raivaustarkastukset.....	55
	6.1.2 Tykkylumisensori	59
	6.1.3 Satelliittidata	61
6.2	Oheistarkastukset	62
6.3	Muuntamot.....	66
6.4	Jakokaapit.....	68
6.5	Erottimet	69
6.6	Erityiskohteet	71
7.	YHTEENVETO.....	73
	7.1 Tutkimusongelmien tarkastelu.....	73
	7.2 Tutkimuksen luotettavuus ja jatkotutkimusaiheet.....	74
LÄHTEET	76
	Haastattelut:.....	84

LYHENTEET JA MERKINNÄT

BVLOS	engl. Beyond Visual Line Of Sight, Suoran näköyhteyden ulkopuolella tapahtuva toiminta miehittämättömillä ilma-aluksilla
CBM	engl. Condition Based Maintenance, kuntoperusteinen kunnossapito
CCA	engl. Copper, Chrome, Arsenic, pylvään kyllästeaine
CLC	engl. Corine Land Cover, maanpeitteistöaineisto
CM	engl. Corrective Maintenance, korjaava kunnossapito
FLIR	engl. Fault Location, Isolation and Restoration, vianpaikannusjärjestelmä
IoT	engl. Internet of Things, esineiden internet
KAH-arvo	keskeytyksestä aiheutuvan haitta
LIDAR	engl. Light Detection and Ranging, laserkeilain
LoRaWAN	engl. Long Range Wide Area network, tiedonsiirtoprotokolla
LPWAN	engl. Low Power Wide Area Network, tiedonsiirtoteknologia
NB-IoT	engl. Narrow-band IoT, IoT- tiedonsiirtoteknologia
PAS	yleisnimitys päälylystetylle avojohdolle ja suomalaisvalmisteisen päälylystetyn avojohdon tuotenimi
PM	engl. Preventive Maintenance, ehkäisevä kunnossapito
RBM	engl. Risk Based Maintenance, riskiperusteinen kunnossapito
RCM	engl. Reliability Centered Maintenance, luotettavuusperusteinen kunnossapito
SAR	engl. Synthetic Aperture Radar, Satelliittitutka-aineisto
SCADA	engl. Supervisory Control And Data Acquisition, käytönvalvontajärjestelmä
SM	engl. Scheduled Maintenance, Jaksotettu kunnossapito
StoNED	engl. Stochastic Non-smooth Envelopment of Data, tehokkuusmitausmenetelmä
TBM	engl. Time-based Maintenance, aikaperusteinen kunnossapito
Trimble DMS	engl. Distribution Management System, käytöntukijärjestelmä
Trimble NIS	engl. Network Information System, verkkotietojärjestelmä
Trimble UTG	engl. Utility To Go, maastosovelluspalvelu
UAV	engl. Unmanned Aerial vehicle, miehittämätön ilma-alus
UBM	engl. Usage-Based Maintenance, käyttöperusteinen kunnossapito
VLOS	engl. Visual Line of Sight, Suoraan näköyhteyteen perustuva toiminta miehittämättömillä ilma-aluksilla
C_D	korollisen vieraan pääoman kohtuullinen kustannus
C_E	oman pääoman kohtuullinen kustannus
D	verkkotoimintaan sitoutunut oikaistu korollinen vieras pääoma
E	verkkotoimintaan sitoutunut oikaistu oma pääoma
i	diskonttaus korko
JHA	jälleenhankinta-arvo
n	ajanjaksojen kokonaislukumäärä
NKA	nykykäyttöarvo
NPV	nettonykyarvo
$R_{k, pre-tax}$	kohtuullinen tuottoaste
R_t	rahavirran arvo vuonna t
t	tarkasteltava ajanjakso
$WACC_{post-tax}$	kohtuullinen tuottoaste yhteisöverojen jälkeen
$WACC_{pre-tax}$	kohtuullinen tuottoaste ennen yhteisöveroja
yvk	voimassa oleva yhteisöverokanta

1. JOHDANTO

Kehittyneet yhteiskunnat ovat riippuvaisia sähköstä ja sen merkitys tulee korostumaan entisestään tulevaisuudessa. Häiriöttömän sähkön saannin turvaamiseksi on huolehdittava sähköverkon kunnosta. Perinteisesti sähköverkon kunnossapito on perustunut säännöllisesti tehtäviin kuntotarkastuksiin. Kyseessä ei kuitenkaan ole kovin tehokas keino, sillä se voi johtaa laitteiden liialliseen tai liian vähäiseen huoltoon. Kummastakin aiheutuu ylimääräisiä kustannuksia sähköverkkoyhtiöille. Kohdistuessa kunnossapitotoimet tarpeen perusteella, voidaan kunnossapitoprosessia tehostaa.

Sähköverkkoyhtiöiden toimintaa ohjaa viranomaisten asettamat lait ja säädökset. Energiavirasto valvoo verkkoyhtiöiden toimintaa valvontamallin avulla, jolla määritellään yhtiöille kohtuullinen tuotto. Sähköturvallisuuslaki velvoittaa pitämään sähkölaitteistot turvallisena. Lisäksi se vaatii kunnossapito-ohjelmien laatimisen ja noudattamisen jakeluverkon komponenteille. (Sähköturvallisuuslaki 2016/1135 § 1, 44–48)

Vuonna 2013 voimaan tullut sähkömarkkinalaki velvoittaa verkkoyhtiöt kehittämään jakeluverkkojensa toimitusvarmuutta. Lain voimaantulo käynnisti investointipainotteisen ajanjakson, jolloin verkkoa maakaapelointiin runsaasti (Partanen et al. 2020, s. 21). Tästä seurasi siirtohintojen merkittävä nousu, jota pyrittiin rajoittamaan vuonna 2021 voimaan tulleella sähkömarkkinalain muutoksella. Uusi laki rajoittaa jakeluverkkoyhtiöiden suurinta sallittua tuottoa ja siirtomaksujen kertakorotusten suuruutta. Lain myötä jakeluverkkoyhtiöiltä vaaditaan kustannustehokasta sähköverkon suunnittelua, rakentamista ja ylläpitoa. Tarvittaessa Energiavirasto voi puuttua verkkoyhtiön toimintaan, mikäli yritys ei toimi riittävän kustannustehokkaasti. Lain tarkoituksena on saada verkkoyhtiöt huomiomaan maakaapeloinnin lisäksi muutkin toimenpiteet toimitusvarmuuden parantamiseksi. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2021) Esimerkiksi kunnossapidollisia käytäntöjä kehittämällä on mahdollista parantaa verkon toimitusvarmuutta. Kunnossapidon merkitys tulee korostumaan viimeistään vuonna 2036, kun investointipainotteinen ajanjakso päättyy. Silloin verkkoyhtiöiden on täytettävä toimitusvarmuusvaatimukset ja yhtiöiden toiminta tulee keskittymään verkon tehokkaaseen käyttöön. (Partanen et al. 2020, s. 27) Tehokkaan käytön edellytyksenä on verkon hyvän kunnon lisäksi myös tuntemus sen todellisesta kunnosta.

Työn toimeksiantaja Leppäkosken Sähkö Oy (myöhemmin Leppäkosken Sähkö) on sähköverkkoyhtiö, jolla on noin 30 000 asiakasta. Leppäkosken Sähkö on osa Leppäkoski

Group Oy konsernia. Vuonna 2021 konserni työllisti noin 70 henkilöä ja sen liikevaihto oli noin 56 miljoonaa euroa. (Leppäkoski Group Oy 2022) Leppäkosken Sähkö omistaa keskijänniteverkkoa noin 1560 km ja pienjänniteverkkoa noin 2860 km. Suurjänniteverkkoa yrityksellä ei ole lainkaan. (Energiavirasto 2022) Leppäkosken Sähkön jakelualue on jakaantunut maantieteellisesti laajalle. Sähköverkkoja on muun muassa Ylöjärvellä, Hämeenkyrössä, Ikaalisissa, Jämijärvellä, Parkanossa ja Kihniössä. (Leppäkoski Group Oy 2022) Sähköverkot sijaitsevat sekä kaupungeissa että maaseudulla. Maaseudulla verkko on rakenteeltaan sekaverkkoa, jossa maakaapelien osuus kasvaa ja ilmajohtojen osuus vastaavasti vähenee. Kaupungeissa on lähtökohtaisesti vain maakaapeliverkkoa. Leppäkosken sähkönjakeluverkko on jaettu alueisiin, joiden kunnossapitoa on toteutettu alueittain.

Tämä työn toteutus on ajankohtainen sähkömarkkinalain muutosten lisäksi myös miehittämättömien ilma-alusten eli dronejen ja IoT-sensortechnologioiden (internet of things suom. esineiden internet) yleistymisen takia. Molemmista teknologioista on tapahtunut merkittävää kehitystä, josta on seurannut kustannusten alentumista. Perinteisesti ilmatarkastukset on suoritettu helikoptereilla, mutta dronet tarjoavat uudenlaisen keinon ilmatarkastuksiin helikoptereiden rinnalle. Dronejen käyttöä on aiemmin rajoittanut tiukka lainsäädäntö, mutta siihen tulleet kevennykset ovat helpottanut dronejen hyödyntämistä.

Tämän työn tavoitteena on selvittää ratkaisut seuraaviin tutkimusongelmiin:

1. Millainen tarvepohjaisuuteen perustuvan kunnossapito-ohjelman Leppäkosken Sähkölle tulisi luoda?
2. Onko IoT-sensoreiden hyödyntäminen sähköverkon komponenttien jatkuvatoimisessa kunnonvalvonnassa teknistaloudellisesti järkevää?

Ensimmäinen tavoite tälle työlle on tarvepohjaisuuteen perustuvan kunnossapito-ohjelman luominen Leppäkosken Sähkölle. Kohdistamalla kunnossapito vain sinne, missä sitä todella tarvitaan, voidaan saavuttaa taloudellisia säästöjä, parantaa turvallisuutta ja lisätä komponenttien käyttöikä. Työssä keskitytään vain pien- ja keskijänniteverkkojen komponentteihin. Suurjännitettä ei tarkastella, sillä Leppäkosken Sähkö ei omista kyseistä verkkoa. Aiheen ulkopuolelle jätettiin myös sähköasemat, sillä niiden kunnossapito-ohjelmat päivitettiin joitakin vuosia sitten. Sähköasemilla on kriittinen rooli sähkönjakelujärjestelmissä, joten niille on perusteltua tehdä säännöllisiä tarkastuksia tarveperusteisten tarkastusten sijaan.

Työn toisena tavoitteena on selvittää, onko sähköverkon komponenttien jatkuvatoiminen kunnonvalvonta IoT-sensoreilla teknistaloudellisesti järkevää. IoT-teknologia mahdollistaa reaaliaikaisen kunnonvalvonnan. Sähköverkon toimintaympäristö luo haasteita IoT-

sensorien hyödyntämiseen. Jotta niitä voidaan hyödyntää laajamittaisesti, sensoreilta vaaditaan hyvää akunkestoisuutta, tiedonsiirrolta pitkää kantamaa ja elinkaarikaarikkutannuksilta edullisuutta.

Työ toteutetaan osin kirjallisuuskatsauksena ja osin haastatteluina. Lisäksi Leppäkosken Sähkön dataa, kuten keskeytystilastoja, analysoidaan mahdollisuuksien mukaan. Työn aikana haastateltiin Leppäkosken Sähkön työntekijöiden lisäksi tarvepohjaisia kunnossapitoratkaisuja tarjoavien yritysten edustajia. Haastattelut olivat vapaamuotoisia, eikä niitä nauhoitettu. Keskusteluista koostettiin muistiinpanot ja tarpeen vaatiessa aiheeseen palattiin myöhemmin sähköpostilla. Haastatteluissa esiin tulleita salassa pidettäviä asioita ei julkaista tässä työssä. Esimerkiksi sensorien hinnoittelusta julkaistaan ainoastaan suuntaa antavia hintoja.

Työn toisessa luvussa esitellään sähköverkon toimintaympäristöä. Luvussa käydään aluksi läpi sähköverkon rakennetta, jonka jälkeen käsitellään sähköverkkoyhtiöiden toimintaa ohjaavaa lainsäädäntöä ja valvontaa. Kolmannessa luvussa tarkastellaan kunnossapitoa teoreettisesta näkökulmasta. Siinä esitellään yleisimpiä kunnossapitostrategioita ja käsitellään niiden vahvuuksia ja heikkouksia. Neljännessä luvussa esitellään kunnossapidollisia ratkaisuja, joiden avulla kunnossapitoa voidaan kohdistaa tarpeperusteisesti. Viidennessä luvussa tarkastellaan sähköverkon jatkuvatoimista kunnonvalvontaa IoT-sensoreilla. Kuudennessa luvussa esitellään uusi kunnossapito-ohjelma siltä osin kuin nykyiseen ohjelmaan tulee muutoksia. Työn lopussa olevassa yhteenvedossa työn sisältö koostetaan lyhyesti ja tarkastellaan työn luotettavuutta.

2. SÄHKÖVERKON TOIMINTAYMPÄRISTÖ

Sähköverkon tehtävä on siirtää voimalaitosten tuottamana sähköenergia loppukäyttäjille (Lakervi & Partanen 2009, s. 11). Sähköverkko toimii alustana monenlaisille sähkönkäytön palveluille (Energiateollisuus ry). Suomessa lähes jokainen talous on kytketty sähköverkkoon. Sähköverkossa energiaa voidaan siirtää kustannustehokkaasti pitkiäkin matkoja. Sen ansiosta tuotanto voidaan suunnitella taloudellisesti, sillä tuotantolaitosten ei tarvitse sijaita kulutuspaikkojen lähetyksillä.

Yhteiskuntamme on energiamurroksessa. Termillä tarkoitetaan muutosta energiasektorilla, jossa perinteisistä fossiilista polttoaineista hankkiudutaan eroon ja ne korvataan vähäpäästöisillä vaihtoehdoilla. Energiamurros aiheuttaa monenlaisia muutoksia sähköverkkoihin. Esimerkiksi kuluttajista saattaa tulla sähköntuottajia aurinkovoimaloiden yleistymisen ansiosta. (Fortum Oyj) Vähäpäästöiset tuotantomuodot ovat usein säästä riippuvaisia. Siitä seuraa, että sähköntuotannon ja kulutuksen välisen tasapainon ylläpidosta tulee entistä haasteellisempää. (Pahkala et al. 2018, s. 8) Yksi ratkaisu tähän on kulutusjousto, jossa sähkönkulutus pyritään ajoittamaan tuotannon perustella (Elenia Oy).

Tulevaisuuden sähköverkoissa älykkyyden määrä tulee lisääntymään. Älykästä sähköjärjestelmää pidetään hajautetun ja vähähiilisen sähköjärjestelmän palvelualustana, siksi älyverkoilla tulee olemaan tärkeä rooli energiamurroksessa (Pahkala et al. 2018, s. 8–11). Älyverkossa sekä sähkö että tieto kulkevat kahteen suuntaan. Tämä tarjoaa hyötyjä sidosryhmille. Esimerkiksi kuluttajille tarjoutuu mahdollisuus taloudellisiin säästöihin mikrotuotannon ja kulutusjoustoprosessien ansiosta, ja yrityksille syntyy uusia liiketoimintamahdollisuuksia. (Pahkala et al. 2018, s. 8, 11, 27)

Tässä luvussa esitellään sähköverkojen rakennetta. Tarkastelussa käydään pääpiirteittäin läpi keski- ja pienjänniteverkot. Suurjänniteverkoja tai sähköasemia ei juurikaan tarkastella, sillä ne ovat rajattu tämän työn ulkopuolelle. Luvun lopussa käydään läpi sähköverkkoliiketoimintaan liittyvää lainsäädäntöä ja viranomaisvalvontaa.

2.1 Sähköverkon rakenne

Suomen sähköjakelujärjestelmä koostuu seuraavista kokonaisuuksista: voimalaitokset, kantaverkko, suurjännitteiset jakeluverkot, jakeluverkot ja sähkönkuluttajat (Fingrid Oyj). Tyypillisiä jännitetasoja on 400 kV tai 110 kV kantaverkossa, 110 kV suurjännitteisessä

jakeluverkossa, 20 kV keskijänniteverkossa ja 400 V pienjänniteverkossa (Lakervi & Partanen 2009, s. 11).

Sähkönjakelujärjestelmien komponentit voidaan jakaa primäärisiin ja sekundäärisiin komponentteihin. Primäärikomponentteja ovat muun muassa sähköasemat, keskijännitejohdot, jakelumuuntamot ja pienjännitejohdot. Sekundäärisiä komponentteja puolestaan ovat esimerkiksi sähköasemilla olevat suojarieleet ja apujännitejärjestelmät, käyttökeskukset, tietojärjestelmät, asiakastietojärjestelmät ja materiaalin hallintajärjestelmät. (Lakervi & Partanen 2009, s. 11) Edellisten lisäksi sähkönjakelujärjestelmiin on tullut uusia komponentteja kuten sähkövarastoja. Niiden merkitys tulee korostumaan tulevaisuudessa, sillä sähkövarastojen avulla voidaan alentaa sähkökäyttäjien kustannuksia sekä parantaa sähköverkon toimitusvarmuutta. (Pahkala et al. 2018, s. 14)

Voimalaitoksissa tuotetun sähkön jakelun pohjana toimii kantaverkko. Se mahdollistaa sähköntuottajien ja kuluttajien välisen kaupan sekä kansallisesti että kansainvälisesti. Kantaverkon toimivuudesta huolehtii Suomen kantaverkon järjestelmävastaaja Fingrid Oyj (myöhemmin Fingrid). Fingridin vastuulla on muun muassa verkon ylläpito ja kehittäminen sekä sähkömarkkinoiden toiminnan edistäminen. (Fingrid Oyj) Kantaverkkoon on liittyneenä suoraan joitakin suuria voimalaitoksia ja tehtaita, mutta pääosin siihen liittyy jakeluverkko tai suurjännitteinen jakeluverkko.

Jännitteen muunto kantaverkkotasolta jakeluverkkotasolle tapahtuu sähköasemilla. Siellä voidaan suorittaa myös kytkentöjä sekä jakaa sähköenergian siirtoa eri johdoille. Sähköasemat koostuvat muun muassa muuntajista, kiskostoista, erottimista, katkaisijoista, kojeistoista ja mittamuuntajista. (Elovaara & Haarla 2011b, s. 76) Aseman rakenne määräytyy pitkälti sen käyttötarkoituksen perusteella. Esimerkiksi kytkinlaitoksissa käytettävä eristeaine määräytyy saatavilla olevan tilan perusteella. Ilmaeristeisiä laitoksia suositaan haja-asutusalueella, kun taas kompaktimpia kaasueristeisiä laitoksia suositaan taajamissa. (Lakervi & Partanen 2009, s. 119). Sähköasemat pyritään sijoittamaan mahdollisimman lähelle kulutusta, kuitenkin jo olemassa olevan suurjänniteverkko huomioiden (Elovaara & Haarla 2011b, s. 97), koska sijainnilla on vaikutusta keskijänniteverkon rakenteeseen muun muassa johtopituuksien ja mitoituksien kannalta. Sähköasema on tärkeä osa jakeluverkkoa, sillä pääosa verkon suojauksesta sijaitsee siellä. (Lakervi & Partanen 2009, s. 119).

Vuonna 2022 teollisuus kulutti noin 44 % Suomen sähköstä, ja muu kulutus kuten asuminen ja maatalous käytti noin 52 %. Loput 4 % kului häviöihin. (Energiateollisuus ry 2023, s.5) Sähkökäyttäjien kulutustottumuksissa on tulevaisuudessa kuitenkin oletettavissa muutoksia. Muutoksia paikalliseen kulutukseen aiheuttavat erityisesti sähköautot

ja kulutuksenohjausteknologia. Pientuotannon ja sähkövarastojen yleistyminen puolestaan johtaa tilanteeseen, jossa sähkönsiirto verkossa on kaksisuuntaista. Edellä mainitut seikat luovat haasteita sähköverkonhaltijoille. Niiden seurauksena verkon haltijoiden on luotava uusia toimintatapoja verkon suunnittuun ja käyttötoimintaan. (Pahkala et al. 2018, s. 27) Pelkästään Leppäkosken Sähkön jakelualueella hajautetun tuotannon uskotaan kymenkertaistuvat vuoteen 2050 mennessä nykyisestä 6 MW tasosta 60 MW tasoon. Vuoteen 2050 mennessä sähköautojen kotilatauspisteiden määrän uskotaan kasvavan nykyisestä 550:stä 17 000:nteen (Lång 2022, s. 22).

2.1.1 Keskijänniteverkko

Keskijänniteverkko alkaa sähköasemalta lähtevillä keskijännitejohdoilla. Ne voivat olla joko maakaapeleita tai ilmajohtoja, jotka on suojattu suojareleellä. Yksittäistä sähköasemalta lähtevää runkojohtoa kutsutaan johtolähdöksi ja sillä syötetään yksittäisen alueen sähköverkkoa. Johtojen suojaus toteutetaan sähköasemilla ja tarvittaessa lisäsuojauksena verkon varrella sijaitsevilla verkkokatkaisijoilla. Johtolähdöt erotetaan toisistaan erottimilla. Niiden avulla voidaan mahdollistaa tai estää sähkön syöttö eri alueille.

Kaupunkialueella suositaan yleensä silmukoiduksi rakennettua maakaapeliverkkoa, vaikkakin verkkoa käytetään säteittäisenä. Tämä johtuu siitä, että taajamissa on paljon asiakkaita ja näin ollen kuormitusten etäisyydet ovat lyhyitä. Lyhyiden etäisyyksien ansiosta silmukoitu verkko voidaan toteuttaa kohtuullisin kustannuksin. Silmukoidussa verkossa voidaan välttyä pitkiltä katkoilta, joita esimerkiksi kaapelin korjaus aiheuttaa. (Lakervi & Partanen 2009, s. 13, 125)

Perinteisesti maaseudulla on suosittu säteittäisestä rakennettua ilmajohtoverkkoa. Sähköverkkoa ei ole teknistaloudellisesti järkevää silmukoida, sillä etäisyydet ovat suuria ja kuormitukset pieniä. Maaseudulla säteittäisen verkon rakentaminen on huomattavasti edullisempaa. Lisäksi keskeytyksistä aiheutuva haitta jää haja-asutus alueella niin alhaiseksi, että liialliset investoinnit toimitusvarmuuden parantamiseksi eivät ole perusteltuja. (Lakervi & Partanen 2009, s. 13, 125) Viime aikoina maaseudulla on alettu suosimaan myös kaapelointia sähkömarkkinalain muutosten seurauksena. Lakimuutos kannustaa yrityksiä parantamaan sähkön toimitusvarmuutta, johon kaapelointi toimii usein ratkaisuna.

Sähköverkon jakorajoina ovat tyypillisesti joko käsi- tai kaukokäyttöiset erottimet (Lakervi & Partanen 2009, s. 13). Erotin on kytkinlaite, jolla voidaan luoda luotettava sähköinen avausväli eri verkon osien välille. Erottimella ei voida avata kuormitettua virtapiiriä, vaan siihen tarvitaan kuormaerotinta. Suomessa suositaan kuormaerottimia, joilla voidaan

katkaista sekä kuormitusvirta että luoda sähköinen avausväli. Näitä on käytössä keskijänniteverkossa erityisesti paikoissa, joissa on tarve erottaa kuormitettuja verkon osia toisistakaan. Kuormaerottimia suositaan myös tilanteissa, joissa suuria kuormittamattomia muuntajia tai kaapeliverkkoja täytyy erottaa muusta verkosta. (Elovaara & Haarla 2011b, s. 191–192)

2.1.2 Pienjänniteverkko

Pienjänniteverkossa on alhaisin jännitetaso. Yleisin käytetty jännitetaso on 400 V, johon kuluttajat liittyvät. Jännitteen muuntaminen keskijännitteestä pienjännitteeksi tapahtuu jakelumuuntamalla. Riippuen verkon rakenteesta, kyseessä voi olla puisto-, pylväs tai kiinteistömuuntamo. (Lakervi & Partanen 2009, s. 157–158) Pienjänniteverkon johdot suojataan vikavirran ja ylikuormituksen osalta sulakkeilla, jotka sijaitsevat jakelumuuntamoilla, maakaapeliverkon varrella olevissa jakokaapeissa tai ilmajohtoverkonvarrella olevissa pylväskytkimissä. Verkon rakenne on yleensä säteittäinen joitakin taajaman renkaaksi rakennettuja verkkoja lukuun ottamatta. Rakenteen muodosta riippumatta pienjänniteverkkoja käytetään säteittäisenä. (Lakervi & Partanen 2009, s. 157–168)

Puistomuuntamoita suositaan taajamissa, joissa tilarajoitusten vuoksi on päädytty maakaapeliverkkoon. Kaupunkien keskustoissa, joissa ei ole tilaa edes puistomuuntamoille, käytetään kiinteistömuuntamoita. Pylväsmuuntamoita käytetään erityisesti haja-asutusalueella olevissa ilmajohtoverkoissa. Uutta verkkoa rakennettaessa pylväsmuuntamoiden käyttö on nykyisin kohtalaisen harvinaista. (Lakervi & Partanen 2009, s. 157–160)

Pienjänniteverkossa esiintyvät viat eivät useinkaan aiheuta kustannuksiltaan merkittävää haittaa, mutta henkilöturvallisuuden kannalta se on huomattava tekijä. Suomessa tapahtuvista sähkötapaturmista yli 60 % tapahtuu pienjännitteellä. Tämän johtuu siitä, että pienjännitelaitteiden kanssa ollaan usein tekemisissä lähietäisyydellä. Vahinkojen välttämiseksi pienjänniteverkon suojaukselle on asetettu tiukat vaatimukset. (Lakervi & Partanen 2009, s. 159)

2.2 Lainsäädäntö

Sähköverkkotoiminta on eriytettävä muista sähköliiketoiminnoista sähkömarkkinalain (588/2013) 77. §:n perustella. Käytännössä tämä tarkoittaa, että sama yritys ei saa toimia sähköverkkotoimialalla ja sähköenergian tuotanto- tai kaupanalalla. Eriyttäminen seurausena sähköverkkoliiketoiminnalle on laadittava erillinen tuloslaskelma ja tase. Eriyttämällä pyritään estämään toiminta, jossa monopoliasemassa olevalla verkkoliiketoiminta-

minnalla tuetaan kilpailun piiriin kuuluvaa sähkökauppaa. Tämän takia verkkoliiketoiminnan tulee olla oikeudelliselta muodoltaan, organisaatioltaan ja päätöksenteoltaan riippumaton sähkökaupasta. (Partanen et al. 2018, s. 2)

Vuoden 2013 sähkömarkkinalaissa määritettiin, että asemakaava-alueilla ei sallita myrskyn tai lumikuorman seurauksena yli kuuden tunnin yhtäjaksoista sähkökatkosta. Haja-asutusalueella vastaavassa tilanteessa sähkökatkos ei saa olla yli 36 tunnin mittainen. Edellä mainitut tavoitteet on täytettävä vuoteen 2028 mennessä. (Partanen 2018, s. 20) Lainmuutoksen seurauksena verkkoyhtiöiden oli tehtävä merkittäviä investointeja sähkön toimitusvarmuuden parantamiseksi. Vuonna 2017 lakiin tuli muutos, jossa tietyin ehdoin määräaika voitiin siirtää vuoteen 2036 (Partanen 2018, s. 20). Ehtoja kevennettiin edelleen vuonna 2021 (Sähkömarkkinalaki 2013/588 § 119). Sen seurauksena yhä useammalla yhtiöllä määräaika siirtyi vuoteen 2036.

Sähköturvallisuuslain tarkoituksena on varmistaa sähkölaitteiden turvallinen käyttö. Turvallisuudesta huolehtiminen on laitteiston haltijan vastuulla. Haltijan pitää muun muassa tarkkailla laitteistojen kuntoa ja tarpeen vaatiessa poistaa viat riittävän nopeasti. Luokan 2 ja 3 laitteille on laadittava kunnossapito-ohjelmat. Jakeluverkon komponentit luokitellaan luokan 3 laitteiksi. (Sähköturvallisuuslaki 2016/1135 § 1, 44–48) Kunnossapito-ohjelman sisällön osalta ei ole olemassa yksityiskohtaisia ohjeita tai standardeja. Käytännössä ohjelman on oltava sisällöltään niin kattava, että sitä noudattaessa voidaan varmistua sähköturvallisuuden toteutumisesta. (Verho 2020) Ohjelma voi sisältää esimerkiksi luettelon laitteistoista, niille suoritettavista huoltotoimenpiteistä sekä huollon aikataulutuksesta. Sähköturvallisuuslaki (2016/1135 § 49–50) määrää, että luokan 3 laitteille on suoritettava määräaikaistarkastus viiden vuoden välein. Tarkastuksessa varmistetaan sekä laitteistojen turvallisuus että kunnossapito-ohjelman noudattaminen. Tarkastus voidaan toteuttaa pistokokeina.

2.3 Viranomaisvalvonta

Sähköverkkoliiketoimintaa ei ole avattu kilpailulle, sillä ei olisi kansantaloudellisesti järkevää rakentaa rinnakkaisia kilpailevia verkkoja (Partanen et al. 2018, s. 53). Tämän seurauksena sähköverkkoyhtiöiden toiminta on tarkkaan säänneltyä ja valvottua. Näin voidaan varmistua, että verkkoyhtiöt hinnoittelevat palvelunsa kohtuullisesti, tasapuolisesti ja kustannuksia vastaavasti. (Elovaara & Haarla 2011a, s. 51–52) Kansantaloudellisesti on tärkeää, ettei sääntelystä itsestään aiheudu kohtuuttomia kustannuksia (Partanen et al. 2018, s. 53). Lisäksi valvonnan periaatteiden on oltava ymmärrettäviä osapuolille. (Partanen et al. 2020, s. 27).

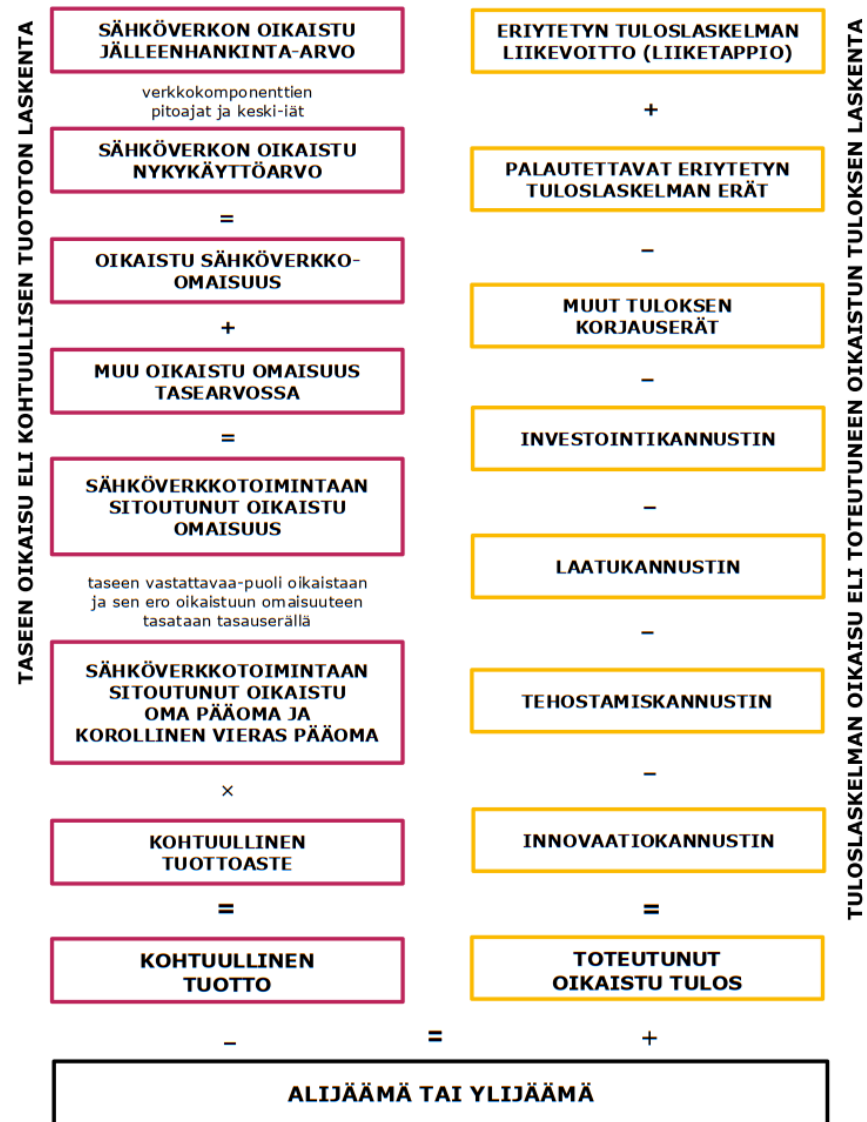
Verkkoyhtiöihin ei kohdistu kilpailijoiden aiheuttamaa painetta, vaan kilpailuasetelma luodaan regulaation avulla. Mikäli säännöstelyä ei olisi, yrityksillä ei olisi tarvetta kehittää toimintaansa ja ne voisivat hinnoitella tuotteensa ja palvelunsa mielivaltaisesti (Energiavirasto 2021, s. 9). Partanen ja muut (2020, s.8) toteavat raportissaan, että sääntelyn keskeisin tavoite on verkkoyhtiöiden tehokkuuden maksimointi. Useimmissa tapauksissa se tarkoittaa, että verkkoyhtiö tekee omana toteutuksenaan vain ydinprosessinsa ja muut toiminnot ulkoistetaan. (Partanen et al. 2020, s. 8) Perinteisesti verkkoyhtiöt ovat olleet kuntaomisteisia ja niiden tavoitteena on ollut mahdollisimman edullisten palveluiden tarjoaminen asiakkaille. Omistajamuutosten myötä maksimaalisen tuoton tavoittelu on kuitenkin yleistynyt. (Partanen et al. 2018, s. 53)

Energiavirasto (ent. Energiamarkkinavirasto) sekä myöntää toimiluvat sähköverkkoyhtiöille että valvoo niiden toimintaa. Valvonta toteutetaan jälkipainotteisesti neljän vuoden mittaisina valvontajaksoina. Energiaviraston tehtävä on huolehtia, että yritys hinnoittelee sähkönsiirron maltillisesti ja eikä näin ollen saa toiminnastaan kohtuutonta tuottoa. Kohtuullisen tuoton raja on määritelty huomioimalla sähköverkkoliiketoiminnan riskipitoisuus suhteessa muiden liiketoimien riskipitoisuuksiin (Elovaara & Haarla 2011a, s. 51). Sähköverkkoliiketoiminnan riskit liittyvät usein verkkojen pitkään pitoaikaan ja investointeihin. Investointien suunnittelusta tekee haasteellista muun muassa se, että sähkön kysynnän ja lainsäädännön muutoksien arviointi pitkällä aikavälillä on vaikeaa. (Partanen et al. 2020, s. 25)

Määräysten lisäksi Energiavirasto on luonut kannustinjärjestelmän, jonka tarkoituksena on ohjata yhtiöt toimimaan halutulla tavalla (Elovaara & Haarla 2011a, s. 51–52). Seuraavissa alaluvuissa esitellään valvontamenetelmät, joiden avulla sähköverkkoyhtiöiden toimintaa valvotaan.

2.3.1 Valvontamenetelmät

Sähköverkonhaltijoiden toimintaa valvotaan useilla eri menetelmillä, joista muodostuu laaja kokonaisuus. Kuvassa 1 on koostekuva näistä menetelmistä. Kuvan vasemman puolen menetelmillä lasketaan kohtuullinen tuotto ja oikealla puolella toteutunut oikaistu tulos. Kohtuullista tuottoa ja toteutunutta oikaistua tulosta vertaillaessa nähdään, onko yritys hinnoitellut toimintansa kohtuullisesti. Seuraavaksi esitellään pääpiirteittäin kuvassa näkyvillä olevat menetelmät.



Kuva 1. Verkkoliiketoiminnan valvontamenetelmät (Energiavirasto 2021, s. 6).

Kohtuullisen tuoton laskenta aloitetaan jälleenhankinta-arvon selvittämisestä. Jälleenhankinta-arvo (JHA) lasketaan kertomalla komponentin arvo sen määrällä, kuten kaavasta

$$JHA = \text{yksikköhinta} \times \text{määrä} \quad (1)$$

on nähtävissä. Kaavassa *yksikköhinta* tarkoittaa Energiaviraston määrittämää yksikköhintaa kullekin komponentille ja *määrä* kunkin komponentin kokonaislukumäärää verkossa. Koko verkon jälleenhankinta-arvo saadaan, kun kaikkien verkon komponenttien jälleenhankinta-arvot summataan yhteen. Yksikköhinnat on määritelty sähköverkkoyhtiöille kohdistettujen kyselyjen perusteella. Komponentin jälleenhankinta-arvon avulla voidaan edelleen laskea komponentin nykykäyttöarvo (NKA) kaavalla

$$NKA = \left(1 - \frac{\text{keski-ikä}}{\text{pitoaika}}\right) \times JHA, \quad (2)$$

jossa *keski-ikä* tarkoittaa komponentin keskimääräistä ikää. *Pitoaika* puolestaan tarkoittaa sen todellista teknistaloudellista käyttöikää, joka on verkonhaltijan valittavissa. Pitoajan suuruuteen vaikuttaa muun muassa valittu kunnossapito- ja investointistrategia. Koko verkon nykykäyttöarvo saadaan, kun kaikkien verkon komponenttien nykykäyttöarvot summataan yhteen. (Energiavirasto 2021, s. 25–32) *NKA* kuvastaa sähköverkkoon sitoutuneen pääoman jäljellä olevaa arvoa. Komponentin *NKA* alenee vuosittain sen tasapoiston verran, mutta sen arvo ei voi mennä nolaa pienemmäksi. (Partanen et al. 2020, s. 18)

Seuraavassa vaiheessa nykykäyttöarvoon lisätään muu omaisuus tasearvossa, jotta päästään sitoutuneeseen omaisuuteen. Taseen oikaisun ja tasauksen jälkeen päästään sähköverkkotoimintaan sitoutuneeseen pääomaan ja korolliseen vieraaseen pääomaan. Pääomat kerrotaan kohtuullisella tuottoasteella ja tulokseksi saadaan kohtuullinen tuotto. (Energiavirasto 2021, s. 6)

Kohtuullisen tuottoasteen laskennassa käytetään Weighted Average Cost of Capital eli WACC-mallia. Malli kuvastaa oman ja vieraan pääoman keskimääräistä kustannusta. Oman pääoman kustannuksia laskettaessa huomioidaan muun muassa riskitön korkokanta ja markkinoiden keskimääräinen tuotto. Vieraan pääoman laskennassa riskittömän korkokannan lisäksi huomioidaan vieraan pääoman riskipremio. WACC-laskennassa yhteisöverot huomioidaan, jotta eri yhtiöt ovat tasa-arvoisessa asemassa yhtiömuodoista riippumatta. Kohtuullinen tuottoaste yhteisöverojen jälkeen ($WACC_{post-tax}$) lasketaan kaavalla

$$WACC_{post-tax} = C_E \times \frac{E}{E+D} + C_D \times (1 - yvk) \times \frac{D}{E+D}, \quad (3)$$

jossa, C_E on oman pääoman kohtuullinen kustannus, C_D korollisen vieraan pääoman kohtuullinen kustannus, E verkkotoimintaan sitoutunut oikaistu oma pääoma, D verkkotoimintaan sitoutunut oikaistu korollinen vieras pääoma ja yvk voimassa oleva yhteisöverokanta. Kohtuullinen tuottoaste ($R_{k, pre-tax}$) saadaan kaavalla

$$R_{k, pre-tax} = WACC_{pre-tax} \times (E \times D), \quad (4)$$

jossa kohtuullinen tuottoaste kerrotaan verkkotoimintaan sitoutuneen oman pääoman ja korollisen vieraan pääoman summan kanssa. (Energiavirasto 2021, s. 39–45)

Toteutuneen oikaistun tuloksen laskenta aloitetaan eriytetyn tuloslaskelman mukaisen liikevoiton selvittämisestä. Siihen lisätään palautettavat eriytetyn tuloslaskelman erät ja vähennetään muut tuloksen korjauserät. Viimeisessä vaiheessa vähennetään kannustimien vaikutus. (Energiavirasto 2021, s. 39–45) Kannustimia tarkastellaan tarkemmin seuraavassa alaluvussa.

Kun toteutuneesta oikaistusta tuloksesta vähennetään kohtuullinen tuotto, saadaan tuotto, joka voi olla yli- tai alijäämäinen. Mikäli erotus on positiivinen, kyseessä on ylijäämäinen tuotto. Vastaavan erotuksen ollessa negatiivinen kyse on alijäämäisestä tuotosta. (Energiavirasto 2021, s. 8) Verkkoyhtiön tuoton ylittäessä kohtuullisen tason, verkkoyhtiön on huomioitava seuraavan jakson hinnoittelussa edellisen jakson ylituotto. (Elovaara & Haarla 2011a, s. 51) Jos verkkoyhtiön tuotto puolestaan jää alijäämäiseksi, yhtiö voi halutessaan käyttää alijäämän hintojen korotukseen tai tulevien ylijäämien kompensointiin. Alijäämän tasoittaminen on vapaaehtoista, kun taas ylijäämäiset tuotot on tasattava seuraavassa valvontajaksossa. (Energiavirasto) Kohtuullisen tuoton ylittäessä yli 5 %:n rajan, aiheutuu ylijäämästä lisäksi korkokustannuksia (Energiavirasto 2021, s. 20).

2.3.2 Kannustimet

Yrityksen sääntely ei voi perustua pelkästään valvontaan, vaan myös ohjausta tarvitaan. Tämä johtuu siitä, että yrityksellä on väistämättä parempi tietämys toimintansa kustannuksista kuin sitä valvovalla viranomaisella. Tämän seurauksena on luotu kannustinjärjestelmä, jossa yritysten toimintaa ohjataan kansantaloudellisesti järkevään suuntaan. (Partanen et al. 2018, s. 55) Useimpien kannustimien enimmäisvaikutusta on rajattu asettamalla niille lattia- ja kattotasot (Energiavirasto 2021, s. 73, 86–87). Näin voidaan varmistua, että yksittäisellä kannustimella ei ole liian suurta vaikutusta toteutuneeseen oikaistuun tulokseen.

Investointikannustin koostuu kahdesta osatekijästä, joissa verkkoyhtiöitä ohjataan tekemään kustannustehokkaita investointeja sekä mahdollistetaan korvausinvestoinnit. Ensimmäisen osan kannustinvaikutus perustuu ideaan, jossa Energiavirasto on määrittänyt yksikköhinnat kaikille verkon komponenteille. Mikäli verkkoyhtiö kykenee toteuttamaan investoinnit yksikköhintoja alhaisemmin hinnoin, verkkoyhtiö saa investoinneilleen toteutuneita kustannuksia suuremman arvon. Toisin sanoen Energiavirasto arvostaa verkon arvon korkeammalle kuin mitkä sen todelliset investointikustannukset ovat olleet. (Energiavirasto 2021, s. 63) Kannustin toimii myös toiseen suuntaan. Mikäli investointikustannukset ovat suuremmat kuin yksikköhinnat, verkko arvotetaan todellisia kustannuksia alhaisemmaksi. (Partanen et al. 2020, s. 15) Investointikannustimen toinen osa perustuu sähköverkon oikaistusta jälleenhankinta-arvosta laskettavaan tasapoistoon (Energiavirasto 2021, s. 63). Kyseisellä tavalla laskettu tasapoisto kuvaa verkkoon tarvittavien investointien määrää keskimääräisen ikääntymisen perustella (Partanen et al. 2020, s. 11). Toisin sanoen laskennallisesti verkon kunto heikkenee vuosittain tasapoistojen verran, joten verkkoon on vuosittain investoitava kyseinen määrä, jotta verkon kunto pysyy nykyisellään. Investointikannustin mahdollistaa vaadittavien investointien teon ilman,

että ne laskevat sallitun liikevaihdon suuruutta. Kannustin ohjaa verkonhaltijoita valitsemaan komponenteille todellista vastaavat pitoajat sekä ylläpitämään niitä tosiasiallisessa käytössä valittujen pitoaikojen mukaisesti (Energiavirasto 2021, s. 63–65).

Laatukannustimen avulla yrityksiä ohjataan parantamaan sekä toimitusvarmuutta että sähkönsiirron ja -jakelun laatua sähkömarkkinalain asettamaa tasoa paremmaksi. Sähkön laatua mitataan keskeytyksestä aiheutuvan haitan, KAH-arvon, avulla. Kyseinen termi pyrkii kuvaamaan sähkönkatkon aiheuttamaa haittaa asiakkaalle. Haitan suuruuteen vaikuttaa muun muassa katkon pituus ja se, oliko katko suunniteltu vai ei. (Energiavirasto 2021, s. 65–67) Kannustinvaikutus syntyy, kun toteutunutta KAH-arvoa verrataan kullekin verkkoyhtiöille asetettuun referenssitason. Mikäli toteutunut kustannus on suurempi kuin referenssitaso, alennetaan verkkoyhtiön sallittua tuottoa ja päinvastoin. Referenssitaso määrittyy verkonhaltijan kahden edeltävän valvontajakson toteutuneiden keskeytyskustannusten keskiarvona. Keskeytyskustannukset ovat laskeneet viime vuosina merkittävästi verkkoon tehtyjen toimitusvarmuusinvestointien myötä. (Partanen et al. 2020, s. 23, 57)

Tehostamiskannustimella pyritään parantamaan yritysten kustannustehokkuutta. Tehokkuus määräytyy tuotoksien ja panoksien suhteesta eli tuottavuudesta. Kannustin on kaksiosainen. Ensimmäinen osa on yhteinen kaikille verkkoyhtiöille. Sillä pyritään tehostamaan yritysten toimintaa yleisen tuottavuuskehityksen mukaisesti. Tuottavuuden kehitys on verkkotoiminnasta ja ajanjaksosta riippuvainen. Tämän seurauksena on haasteellista määrittää yrityskohtaista kannustinta. Tämän takia on määritetty yleinen taso, johon verkkoyhtiöiden on pyrittävä. Esimerkkinä koko toimialan tuottavuutta parantavana muutoksena toimii uudistus, jossa energian tuntimittauksesta siirryttiin etäluentaan. Tehostamiskannustimen toinen osa on yksilöllinen jokaiselle verkonhaltijalle. Yritysten toiminnan tehokkuutta arvioidaan StoNED-menetelmällä (engl. Stochastic Non-smooth Envelopment of Data). Siinä huomioidaan yrityskohtaiset panos-, tuotos- ja toimintaympäristömuuttujat. Panosmuuttujiin sisältyy kontrolloitavissa olevat kustannukset ja sähköverkon jälleenhankinta-arvo. Tuotosmuuttujiin sisältyy siirretyn energian määrä, sähköverkon kokonaispituus, käyttöpaikkamäärä ja keskeytyskustannukset. Toimintaympäristömuuttujat koostuvat liittymien ja käyttöpaikkojen suhdelvusta. Tehostamiskannustimen kannustinvaikutus lasketaan, kun vertailutasosta vähennetään toteutuneet kustannukset. (Energiavirasto 2021, s. 73–77, 86) Partanen ja muut (2020, s. 56) toteavat raportissaan, että tehostamiskannustimen merkitys tulee kasvamaan tulevaisuudessa, kun investointipainotteinen aikajakso muuttuu käyttöpainotteiseksi. Toisin sanoen tulevaisuuden sähköverkkoihin tehtävien investointien määrä vähenee, mutta verkkojen operoinnin merkitys kasvaa.

Innovaatiokannustimella ohjataan yrityksiä kehittämään edistyksellisiä ratkaisuja verkko-liiketoiminnassaan. Kehitystyö on aikaa ja resursseja vaativa prosessi. Tämän seurauksena yhtiöitä kannustetaan investoimaan myös hankkeisiin, jotka eivät välittömästi tuota taloudellista hyötyä. Jotta hankkeet voidaan laskea innovaatiokannustimen alaiseksi, hankkeiden tuloksien on oltava julkisia. Luottamuksellista tietoa ja teollisoikeudellisesti suojattavia tuloksia ei kuitenkaan tarvitse julkaista. (Energiavirasto 2021, s. 86–87)

Vuoden 2022 alussa toimitusvarmuuskannustin poistettiin käytöstä (Varonen 2021, s. 20). Sen tavoitteena oli ohjata yhtiötä täyttämään sähkömarkkinalain toimitusvarmuuskriteerit mahdollisimman kustannustehokkaasti. Toimitusvarmuuskannustin mahdollisti tietyn ehdoin saatavan alaskirjauksen, mikäli komponentti uusittiin verkosta ennen sen käyttöänsä päättymistä. Ilman kannustinta verkkoyhtiö menettää jäljellä olevan nykykäyttöarvon, mikäli komponentti uusitaan ennen aikaisesti. Kannustin myös suosi vierimetsän hoitoa. (Partanen et al. 2020, s. 19–21) Vierimetsänhoidolla tarkoitetaan johtoalueen vieressä olevien huonokuntoisten puiden poistoa, jotta ne eivät uhkasi sähkönjakelua (Savon Voima Oyj). Kannustin poistettiin investointien aikataulun pidentymisen, yleisen tehostamistavoitteen nollaan asettamisen ja liiketoimintastrategioiden tasapuolistamisen johdosta. (Varonen 2021, s. 20)

2.3.3 Viranomaisvalvonnan muutoksia

Toimintaympäristö, jossa verkkoyhtiöt toimivat, on ollut jatkuvassa muutoksessa jo usean vuoden ajan (Partanen et al. 2020, s. 29). Muutoksia ovat aiheuttaneet muun muassa toimitusvarmuustason vaatimat suuret investoinnit, kulutuksen muutokset ja hajautetun tuotannon yleistymisen. Kuormituksiin muutoksia ovat aiheuttaneet erityisesti aurinkosähköjärjestelmien ja sähköautojen yleistymisen (Partanen et al. 2020, s. 67). Muutosten seurauksena myös viranomaisvalvonnan on muututtava. Lyhyellä aikavälillä tapahtuvien liiallisten muutosten tekeminen ei kuitenkaan ole suotavaa, sillä siitä seuraa merkittäviä taloudellisia kustannuksia. Liian suuret muutokset voisivat johtaa tilanteeseen, jossa yritysten kustannusten optimointi kohdistuu lyhyelle aikavälille pitkän aikavälin optimoinnin sijaan. (Partanen et al. 2018, s. 62) Verkon komponenttien käyttöikien ollessa pitkiä, myös yritysten tavoitteiden ja viranomaisten säännöstelyn on oltava pitkäjänteistä.

Partanen ja muut (2020, s. 13, 31, 65) toteavat raportissaan, että tuleva valvontajakso tulee olemaan useimmilla yrityksillä investointipainotteinen. Tämä johtuu siitä, että toimitusvarmuusvaatimusten täyttö vaatii edelleen suuria investointeja. Vaikka toimitusvarmuusvaatimusten täytön takaraja siirtyikin vuoteen 2036, yritysten toiminta jatkuu siitä

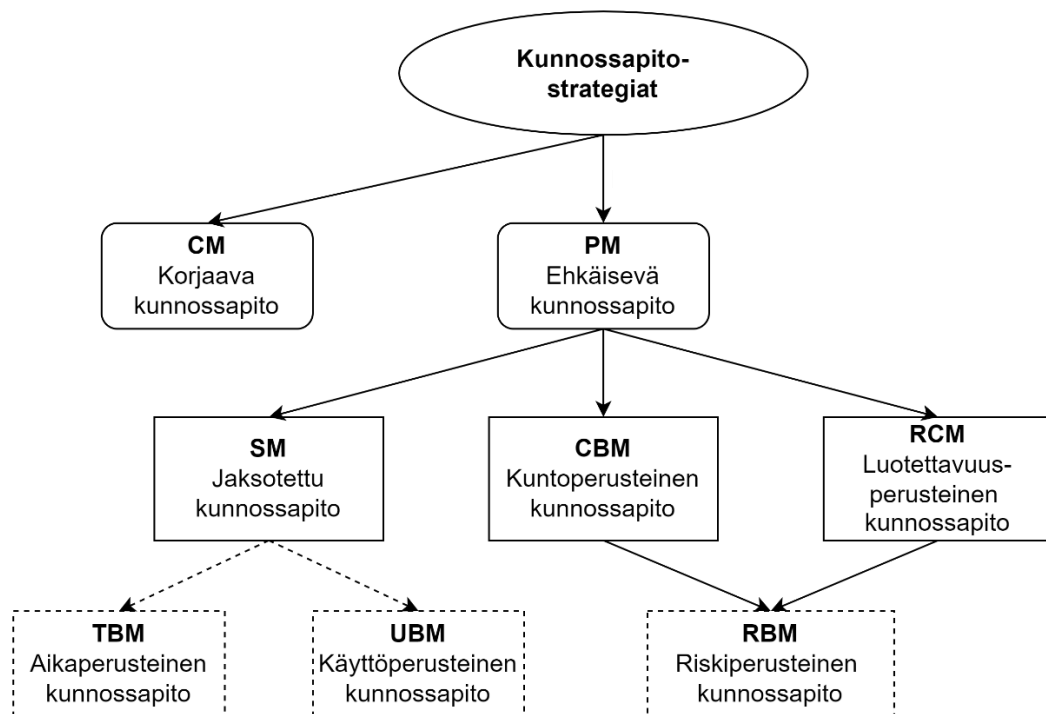
huolimatta investointipainotteisena. Kyseisessä raportissa toteutettiin esimerkkilaskelma, jonka perusteella toimitusvarmuuskriteerien täytön vaatimia investointeja ei voida kattaa tasapoistoilla ja kohtuullisella tuotolla. Sen sijaan verkkoyhtiöiden on rahoitettava investointeja ulkoisella tai sisäisellä pääomalla. Rahoituksen järjestäminen voi osoittautua haasteelliseksi, sillä laskennan mukaan pääoman tuottoprosentti osoittautui vain 0,1 %:n suuruiseksi tarkasteluajanjaksolla vuodesta 2016 vuoteen 2035. (Partanen et al. 2020, s. 13, 31, 65) Näin alhaisella oletetulla pääomantuottoasteella rahoittajien löytäminen on haasteellista etenkin, jos operatiivista tehokkuutta ja investointitehokkuutta ei saada parannettua.

Investointien määrä vähentyy kaikilla verkkoyhtiöllä viimeistään vuonna 2036. Silloin verkkojen on oltava säävarmoja, joten käyttötoiminnan rooli verkkoyhtiöiden toiminnassa korostuu. (Partanen et al. 2020, s.27) Nykyisen valvontamallin ongelma kuitenkin on, että säännöstely ei juurikaan kannusta verkon kunnossapitoon, sen sijaan se kannustaa investointeihin. Esimerkiksi investoinneilla voidaan lisätä verkon jälleenhankinta-arvon suuruutta (Partanen et al. 2020, s. 30), mutta kunnossapitoon kohdistetut kustannukset eivät sitä nosta. Suuremman jälleenhankinta-arvon ansiosta verkkoyhtiöille sallitaan korkeampi tuotto. Tämä näkyy loppuasiakkaille korotettuina sähkön hintoina (Partanen et al. 2020, s. 50). Sääntely ei kuitenkaan estä kunnossapidon toteuttamista. Esimerkiksi laatukannustin ohjaa verkon kunnossapitoon (Energiavirasto 2021, s. 63–65). Kannustimen ansiosta verkkoyhtiölle sallitaan suurempi tuotto, mikäli toimitusvarmuutta parannetaan esimerkiksi johtokatuja raivaamalla. Yleisesti ottaen sääntely ohjaa verkkoyhtiöitä minimoimaan käyttötoiminnan kustannukset ja maksimoimaan investoinnit. Kansantaloudellisesta näkökulmasta olisi järkevämpää maksimoida nykyisten komponenttien käyttöiät kuin korvata ne uusilla. Toki toimitusvarmuusvaatimusten seurauksena investoinneilta ei voi täysin välttyä.

3. KUNNOSSAPITO

Sähköverkkoihin on sitoutunut suuri pääoma ja niiden käyttöikä on pitkä. Tämän seurauksena on tärkeää, että verkostojen käyttöikä saadaan maksimoitua, samalla elinkaarikustannukset minimoiden. Edellä mainittu onkin kunnossapidon perimmäinen tarkoitus. Kunnossapito on osa verkosto-omaisuuden hallintaa, jossa kehitetään, ylläpidetään ja käytetään verkostoa. (Lakervi & Partanen 2009, s. 215)

Kunnossapito voidaan jakaa korjaavaan ja ehkäisevään kunnossapitoon. Jaottelu tapahtuu vian havaitsemisen perustella. Korjaavassa kunnossapidossa toimenpiteitä tehdään vasta vikaantumisen jälkeen. Ehkäisevässä kunnossapidossa erilaisten toimenpiteiden avulla pyritään välttymään vioilta. Vika voidaan määritellä tilaksi, jossa laite ei kykene tekemään siltä vaadittua toimintaa. (Järviö et al. 2007, s. 47) Ehkäisevä kunnossapito voidaan edelleen jakaa jaksotettuun, kuntoperusteiseen ja luotettavuusperusteiseen kunnossapitoon. Kunnossapidon jaottelua on havainnollistettu kuvassa 2. Käytännössä kunnossapitoa toteutetaan yhdistelmänä edellä mainittuja strategioita. Osa komponenteista huolletaan vasta niiden vikaannuttua, kun taas toisille kunnossapitoa kohdistetaan ennakkoidusti.

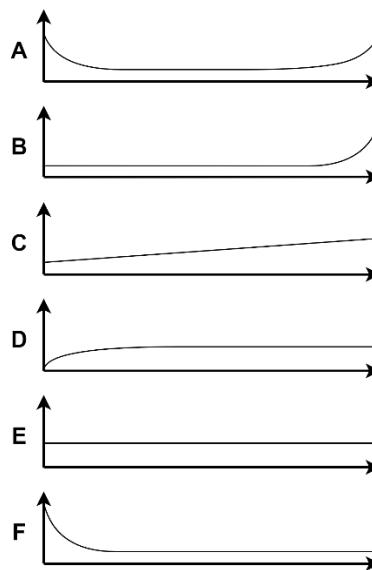


Kuva 2. Kunnossapitostrategioiden luokittelu (Mukailtu lähteistä: Sambrekar et al. 2018, s. 345; Verho 2020).

Tässä luvussa käsitellään kunnossapitostrategioihin liittyvää teoriaa. Aluksi esitellään erilaisia tapoja, miten komponentit saattavat ikääntyä. Sen jälkeen tarkastellaan kuvassa 2 näkyvät kunnossapitostrategiat. Luvun lopussa esitellään kunnonvalvonnan keinoja.

3.1 Komponenttien ikääntyminen

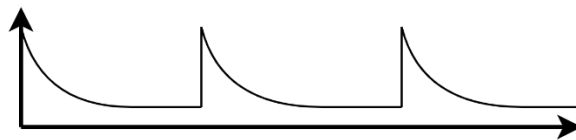
Kunnossapitokustannukset ovat merkittävä osa yritysten operatiivisista kustannuksista. Jotta kunnossapito voi olla tehokasta, on ymmärrettävä kuinka komponentit ikääntyvät. (Moubray 1997, s 3–4) Kuvassa 3 on esitettyä kuvaajien avulla erilaisia ikääntymismalleja.



Kuva 3. Komponenttien ikääntymismallit (Mukailtu lähteestä Moubray 1997, s 11–12).

Kuvan 3 kuvio A esittää perinteistä käsitystä komponenttien ikääntymisestä. Siinä tuotteella esiintyy elinkaaren alkuvaiheessa paljon vikoja esimerkiksi asennus- ja valmistusvirheiden seurauksena. Alun vikaherkkyden jälkeen vikoja esiintyy vain satunnaisesti, kunnes vikaherkkyys jälleen kasvaa komponentin elinkaaren loppuvaiheessa. Tätä mallia kutsutaan termillä kylpyammekäyrä (engl. bathtub curve). Kuvio B esittää mallia, jossa vältytään alun virheiltä, mutta muuten seurataan käyrää A. Kuvio C puolestaan esittää mallia, jossa vikaantumisherkkyys kasvaa tasaisesti ajan kuluessa. Kuviossa D komponentti on aluksi varmatoiminen, mutta vikaherkkyys kasvaa nopeasti tasoon, jossa se pysyy koko tuotteen elinkaaren ajan. E kuvio puolestaan kuvastaa mallia, jossa vikaantumista sattuu satunnaisesti koko elinkaaren ajan. Kuvio F kuvastaa tilannetta, jossa komponentti on alussa vikaherkkä, mutta toimintavarmuus tasoittuu alun jälkeen.

Kylpyammeikäyrä on perinteisesti käytössä ollut ikääntymismalli, vaikka se kuvaa varsin harvoin komponenttien todennukaista ikääntymistä. Esimerkiksi lentokoneiden komponenttien vikaantumista tutkittaessa mallit D, E ja F kuvastivat yli 80 %:a komponenteista, kun taas kylpyammeikäyrä esiintyi vain 4 %:lla tapauksista. Noin 70 %:lla komponenteista oli havaittavissa eliniän alkuvaiheessa suurta vikaherkkyttä. (Smith & Hinchcliffe 2004, s. 57–61) Tätä ei kuitenkaan voida suoraan yleistää sähköverkkoon sijoitettaviin suurjännitekomponentteihin. Kyseisille komponenteille suoritetaan käyttöönottotarkastuksia, joissa valmistus- ja asennusviat yleensä havaitaan. (Verho 2020). Huolimatta alkuvaiheen vikojen yleisyydestä on selvää, että kunnossapitoa ei ole kannattavaa ylimitoittaa, sillä se saattaa jopa heikentää käyttövarmuutta (Smith & Hinchcliffe 2004, s. 57–61), joka on nähtävissä kuvasta 4. Huoltojen yhteydessä esimerkiksi inhimilliset virheet ovat mahdollisia, jonka seurauksena vikojen määrä saattaa kasvaa korkeammalle kuin mitä se oli ennen huoltoa.



Kuva 4. Ylimoitettun kunnossapidon vaikutuksen (mukailtu lähteestä Järviö et al. 2007, s. 60).

Laitteen käyttöikää tarkasteltaessa on ymmärrettävä teknisen, strategisen ja taloudellisen käyttöiän eroavaisuudet. Tekninen käyttöikä tarkoittaa ikää, jonka ajan laite selviää odotettavista rasituksista. Strateginen käyttöikä tarkoittaa ikää, jossa laite on vaihdettava ulkoisten syiden takia, vaikka laite olisikin teknisesti toimintakuntoinen. Esimerkiksi laitteen kapasiteetti voi osoittautua liian pieneksi, jonka takia laite on vaihdettava kapasiteetiltaan suurempaan ennen vanhan laitteen teknisen eliniän päättymistä. Taloudellinen käyttöikä puolestaan tarkoittaa ikää, jossa laite on taloudellisista syistä vaihdettava. Mikäli laitteen ylläpitokustannukset kasvavat suuremmiksi kuin laitteen uusiminen, on laite tullut taloudellisen käyttöikänsä päähän. (Verho 2020) Komponentin teknisen käyttöiän määrittämisen vaikeuteen vaikuttaa merkittävästi sen ikääntymismalli. Esimerkiksi kuvan 3 kuviosta C käyttöikä on huomattavasti haasteellisempi tunnistaa kuin kuviosta A. (Moubray 1997, s 11–12)

3.2 Korjaava kunnossapito

Yksinkertaisin kunnossapitostrategia on korjaava kunnossapito (engl. Corrective Maintenance, CM). Siinä laitteet korjataan vasta niiden vikaannuttua, eikä ennakkohuoltoa tehdä juuri lainkaan. Se on vanhanaikainen, mutta edelleen käytössä oleva strategia.

Tämä johtuu siitä, että laitteistot vaurioituvat usein ilman varoitusta. Lisäksi tietämys laitteiston kunnosta ja eliniästä voi olla heikkoa. (Kobbacy & Murthy 2008, s. 51) Strategiaa käyttämällä voidaan kerätä tietokantaa laitteiden ominaisuuksista (Järviö et al. 2007, s. 49). Tämän asioista tietämys laitteistoista kasvaa ja näin ollen strategia voidaan vaihtaa esimerkiksi aikaperusteiseksi. Korjaavasta kunnossapidosta ei kuitenkaan voi kokonaan luopua, sillä ennalta-aavistamattomilta vioilta ei voi täysin välttyä (Verho 2020).

Strategian etuina on, että se voidaan ottaa käyttöön ilman suunnittelua ja pienin kustannuksin. (Sambrekar et al. 2018, s. 341–346) Uhkana kuitenkin on, elinkaarikustannukset nousevat suuriksi hälytystöinä suoritettavien korjausten seurauksena. Lisäksi suunnittelun puute laskee laitteistojen käyttöasteita. (Kobbacy & Murthy 2008, s. 51) Pahimmillaan strategian käyttö voi johtaa kestävämpään tilanteeseen, jossa vikaantumisia esiintyy suuria määriä kerralla. (Verho 2020) Sambrekar ja muut (2018, s. 341–346) toteavat artikkelissaan, että yllättävät vikaantumiset heikentävät yrityksen kilpailukykyä laskeamalla laatua, kustannustehokkuutta ja tuottavuutta. Artikkelissa myös todetaan, että korjaava kunnossapitostrategiaa voidaan hyödyntää vain laitteille, joiden vikaantumine ei aiheuta liian suurta haittaa eikä henkilöturvallisuus vaarannu. Esimerkiksi Leppäkosken Sähköllä korjaavaa kunnossapitoa hyödynnetään maakaapeleille, sillä niiden vikaantumien on usein ennalta arvaamatonta eikä ehkäisevän kunnossapidon toteutus ole kustannustehokasta.

3.3 Ehkäisevä kunnossapito

Ehkäisevällä kunnossapidolla (engl. Preventive Maintenance, PM) tarkoitetaan toimia, joiden tavoitteena on ehkäistä syntyviä vikoja. Kunnossapitoa voidaan hoitaa säännöllisesti tai vasta tarpeen vaatiessa. Strategian vahvuutena on, että laitteistojen kunto pysyy korkeana, mutta vaarana on, että laitteistoa huolletaan liiallisesti ja näin aiheutetaan ylimääräisiä kustannuksia. (Lakervi & Partanen 2009, s. 228–230)

Tässä työssä tarveperusteisella kunnossapidolla tarkoitetaan kunnossapitostrategiaa, joka on yhdistelmä ehkäisevän kunnossapidon strategioita. Tarveperusteisessa kunnossapidossa laitteille pyritään suorittamaan kunnossapitotoimia vasta tarpeen vaatiessa. Seuraavissa alaluvuissa käydään läpi ehkäisevän kunnossapidon alakategoriat: jaksotettu, kuntoperusteinen, luotettavuusperusteinen ja riskiperusteinen kunnossapito.

3.3.1 Jaksotettu kunnossapito

Jaksotettu kunnossapito (engl. Scheduled Maintenance, SM) perustuu oletukseen, jonka mukaan laitteiston vikaantuminen on ennustettavissa. Ennusteet laitteen huoltotarpeesta

tehdään omien kokemusten tai valmistajien suositusten perusteella. (Kobbacy & Murthy 2008, s. 30, 534) Huoltotarve saattaa määräytyä myös suoraan lainsäädännöstä. (Verho 2020). Jaksotettu kunnossapito on yleisesti suosittu strategia, sillä sen käyttö on helppoa ja yksinkertaista. Strategia perustuu säännöllisesti tehtäviin huoltotoimenpiteisiin eikä sen käyttö näin ollen vaadi kuntotietojen keräämistä. (de Jonge et al. 2017, s. 21–28) Kunnossapidollisia toimia voidaan suorittaa joko tietyn ajanjakson (engl. Time-based Maintenance, TBM) tai käyttökertojen (engl. Usage-Based Maintenance, UBM) välein (Sambrekar et al. 2018, s. 344–345).

Strategian heikkoutena on, että komponentin käyttöikä ei välttämättä hyödynnetä optimaalisesti. Mikäli huoltotoimenpiteitä tehdään liian usein, kustannuksia syntyy huoltotoimenpiteistä ja menetetyistä eliniästä. Jos taas huoltoa tehdään liian harvoin, laitteistoa rikkoutuu ennen kuin huolto on ajoitettu toteutettavaksi. Myös tällöin syntyy ylimääräisiä kustannuksia. (de Jonge et al. 2017, s. 21–28)

3.3.2 Kunterusteinen kunnossapito

Kunterusteisessa kunnossapidossa (engl. Condition Based Maintenance, CBM) enakoivia huoltotoimenpiteitä tehdään, kun laitteiston kunto alittaa sille määritetyn raja-arvon. Toisin sanoen laite huolletaan vasta, kun se on riittävän ikäännytynyt. (Kobbacy & Murthy 2008, s. 52) Raja-arvo on määriteltävä huolellisesti, sillä liian korkeana se aiheuttaa ylimääräistä huoltoa. Vastaavasti jos raja-arvo asetetaan liian alhaiseksi, laitteisto saattaa vikaantua ennen huoltotoimia. Raja-arvoa määriteltäessä on huomioitava huoltoprosessin eri vaiheet ja niiden kestot. Aikaa on varattava muun muassa korjauksen suunnitteluun, varaosien hankintaan, henkilökunnan vikapaikalle saapumiseen ja korjaustöiden toteuttamiseen. (de Jonge et al. 2017, s. 21–28)

Kunterusteinen kunnossapito mahdollistaa kustannustehokkaan kunnossapidon, sillä laitteiden käyttöasteet pyritään maksimoimaan. Strategian käyttö vaatii kunnan seuranta. Tietoa voidaan kerätä jatkuvalla online-kunnanvalvonnalla tai satunnaisesti toteutettavilla mittauksilla. Seuranta aiheuttaa kustannuksia etenkin käyttöönottovaiheessa, mutta käyttöönoton jälkeen strategiasta ei aiheudu merkittäviä kustannuksia. Kunnan seuranta tarjoaa arvokasta tietoa laitteistoista. Kerättävää tietoa voidaan hyödyntää muissakin yrityksen toiminnoissa kuin kunnossapidossa, esimerkiksi suunnittelussa. (Kobbacy & Murthy 2008, s. 52, 563) Mittausdatan on oltava riittävän tarkkaa, jotta sitä voidaan hyödyntää tehokkaasti. De Jonge ja muut (2017, s. 27) toteavat tutkimuksessaan, että pienet mittavirheet eivät vaikuta merkittävästi strategian luotettavuuteen. Vasta suuremmat virheet laskevat merkittävästi strategian tehokkuutta. Tällaisissa tapauksissa yksinkertaisempi aikaperusteinen kunnossapito voi olla tehokkaampi ratkaisu.

Kunterusteinen kunnossapito sopii erityisesti kohteisiin, joissa huoltamisesta ja vikaantumisesta aiheutuvat kulut ovat korkeat. (Kobbacy & Murthy 2008, s. 534).

Haasteita kunterusteiseen kunnossapitoon aiheuttaa komponenttien erilaiset ikääntymiset (de Jonge et al. 2017, s. 21–28). Satunnaisesti vikaantuvalla komponenteilla on haasteellista ajoittaa kunnossapitoa. Sen sijaan komponenteilla, joiden ikääntyminen on ennustettavissa, kunnossapidon ajoittaminen on helpompaa. Alaluvussa 3.1 käsiteltiin tarkemmin komponenttien ikääntymistä.

3.3.3 Luotettavuusperusteinen kunnossapito

Luotettavuusperusteisessa kunnossapidossa (engl. Reliability Centered Maintenance, RCM) huoltotoimet kohdistetaan prosesseille ja laitteille, jotka tarvitsevat niitä eniten. Tärkeysjärjestys voidaan luoda esimerkiksi kustannusten, turvallisuuden, ympäristövaatimusten tai laadun perusteella. Strategian käyttö vaatii vikaantumismekanismien tunnistamista, jotta laitteille voidaan suunnitella kunnossapidolliset ratkaisut. (Järviö et al. 2007, s. 123–126)

Strategia mahdollistaa kunnossapidon toteuttamisen kustannustehokkaasti, sillä parhaat huoltokeinot valitaan kullekin laitteelle erikseen. Mikäli jollekin laitteelle ei ole mahdollista suorittaa huoltotoimia, vikaantumiseen varaudutaan muilla keinoilla. Strategian käyttö parantaa myös turvallisuutta, sillä turvallisuutta vaarantavat tekijät pyritään poistamaan systeemistä. Turvallisuusnäkökulma otetaan mukaan päätöksentekoon ja näin ollen myös työntekijöiden suhtautuminen turvallisuutta kohtaan paranee. Oikein kohdistetulla kunnossapidolla voidaan nostaa yrityksen tuottavuutta sekä kasvattaa tärkeiden laitteiden käyttöikä ja luotettavuutta. (Moubray 1997, s.18–20)

Luotettavuusperusteista kunnossapitoa on pidetty hyvin raskaana ja kalliina toteuttaa. Tämä johtuu siitä, että strategia ei perustu oletuksiin, vaan ainoastaan tukittuun tietoon. Nykyisin on otettu käyttöön kevyempiä ratkaisuja, joissa salitaan tiettyjen oletusten tekeminen. Esimerkiksi yhdestä prosesseista kerättyä tietoa voidaan hyödyntää muissa vastaavanlaisissa prosesseissa. (Järviö et al. 2007, s. 126) Laadukkaasti toteutettuna strategia voi kuitenkin maksaa itsensä takaisin alasta riippuen vuosissa tai jopa kuukausissa (Moubray 1997, s. 20; Smith & Hinchcliffe 2004, s. 69).

3.3.4 Riskiperusteinen kunnossapito

Riskiperusteinen kunnossapito (engl. Risk Based Maintenance, RBM) muistuttaa luotettavuusperusteista kunnossapitoa. Riskiperusteinen kunnossapito suunnitellaan vikaan-

tumisesta aiheutuneen riskin perusteella. Riskin suuruus määräytyy vikaantumisen todennäköisyydestä ja siitä aiheutuvan haitan suuruudesta. (Sambrekar et al. 2018, s. 346) Verho (2020) määrittelee riskiperusteisen kunnossapidon yhdistelmäksi luotettavuusperusteista ja kunterusteista kunnossapitoa. Laitteistojen kuntotietojen keräämistä tarvitaan, jotta voidaan arvioida realistisesti vikaantumisen todennäköisyys tietyllä hetkellä. (McCalley et al. 2003, s. 2) Yleisesti voidaan todeta, että 20 %:a laitteista aiheuttaa 80 %:a systeemin riskeistä. Tämän seurauksena on järkevää kohdistaa huoltotoimet riskialttiimpiin laitteisiin. (Sambrekar et al. 2018, s. 346)

Riskiperusteinen kunnossapito muodostuu kahdesta osakokonaisuudesta: riskien arvioinnista ja riskit huomioivan kunnossapito-ohjelman suunnittelusta. Riskien arvioinnilla selvitetään, mitä systeemissä voi vikaantua, miten vikatilanteeseen päädytään, kuinka todennäköinen vikaantuminen on ja mitä seurauksia siitä aiheutuu. Riskejä voidaan arvioida kvalitatiivisesti tai kvantitatiivisesti. Kvalitatiivista riskien arviointia käytetään, kun riski on pieni ja tunnettu. Kvantitatiivista tutkimusta on syytä toteuttaa vain, jos se on teknistaloudellisesti järkevää. (Arunraj & Maiti 2007, s. 656–659)

Riskit huomioivaa kunnossapito-ohjelmaa luotaessa on määriteltävä hyväksyttävä riskitaso. Valittu taso määrittää, minkä laitteiden kunnossapitoon panostetaan ja mitkä jätetään vähemmälle huomioille. (Arunraj & Maiti 2007, s. 656–659) Tason valinnalla on merkittäviä vaikutuksia strategiakustannuksiin sekä saavutettavaan toimintavarmuuteen.

Rajala (2023) kertoi haastattelussa, kuinka sähköverkkoliiketoiminnassa sähköturvallisuusriskin hallinta on kaiken toiminnan lähtökohtana. Esimerkiksi ilmajohdon vikaantuminen metsässä aiheuttaa eri suuruusluokan riskin kuin ilmajohdon vikaantuminen koulun läheisyydessä. (Rajala 2023) Tämän vuoksi sähköverkkoyhtiön voi olla järkevää toteuttaa kunnossapitoa riskiperusteisesti.

3.4 Kunnonvalvonta

Kunnonvalvonnalla pyritään havaitsemaan laitteen kunnossa tai sen ominaisuuksissa tapahtuvat muutokset, joista voi seurata laitteen vioittuminen normaalin käytön aikana. Kunnonvalvontaan kuuluu myös kerätyn tiedon analysointi ja sen perusteella tehtävät johtopäätökset. Suurjännitelaitteiden kunnonvalvonnan kannalta tärkeimmät seurattavat ominaisuudet ovat mekaaninen kestävyys ja sähköinen eristyskyky. Ongelmana kuitenkin on, että näitä ominaisuuksia ei voida suoraan mitata käytössä olevista laitteesta, sillä suora mittaaminen yleensä vioittaa tarkasteltavan kohteen. Sen sijaan on käytettävä

epäsuoria mittauskeinoja, joiden avulla arvioidaan komponentin kuntoa. Esimerkiksi eristeen kuntoa voidaan arvioida mittaamalla muuntajaöljyn vesipitoisuutta tai eristeen läpi kulkevan vuotovirran suuruutta. (Lahti 2023d) Vastaavasti pylvään mekaanista kuntoa voidaan arvioida mittaamalla pylväiden lahoisuutta.

Kunnonvalvonta voidaan toteuttaa käytön aikaisena seurantana, mittaavana kunnossapidona tai online-kunnonvalvontana. Käytönaikainen seuranta perustuu suurelta osin silmämääräisiin tarkastuksiin, mutta se voi myös sisältää joitakin mittauksia. Perinteisesti sähköverkon kunnonvalvonta on toteutettu käytönaikaisena seuranta, jossa tietyn ajanjakson välein komponenteille suoritetaan kuntotarkastuksia. Sopiva tarkastusväli laitteille määritellään omien kokemusten, valmistajien suositusten tai lainsäädännön perusteella (Kobbacy & Murthy 2008, s. 30, 534; Verho 2020). Silmämääräinen tarkastaminen on kohtalaisen nopeaa, mutta sen avulla ei välttämättä havaita kaikkia vikoja.

Mittaavassa kunnossapidossa määritellään laitteen kunto erilaisin mittauksin. Ne voidaan toteuttaa käytönaikaisesti tai niiden toteutus voi vaatia käyttökätkon (Lahti 2023d). Keskeytyksen vaativia mittauksia pyritään välttämään, koska siitä aiheutuvat keskeytyskustannukset nostavat mittauksen kokonaiskustannuksia merkittävästi.

Kunnonvalvonta voidaan toteuttaa myös jatkuvatoimisesti käytön aikana eli online-kunnonvalvontana. Online-kunnonvalvonnan vahvuutena on, että siten voidaan havaita myös alkavat viat. Haittapuolena puolestaan on mittauksen toteutuksen korkeat kustannukset. Tämän takia online-kunnonvalvontaa on suosittu vain tärkeimmillä komponenteilla. (Lahti 2023d) IoT-teknologia on luo uusia mahdollisuuksia kustannustehokkaan online-kunnonvalvontaan.

Kunnonvalvontaa voidaan toteuttaa manuaalisesti tarkastamalla esimerkiksi sähköverkon komponentit niistä otettujen kuvien perusteella. Tehokkaampi keino on kuitenkin automaattinen kunnonvalvonta, jossa järjestelmät hoitavat tarkastukset. Koneälypohjaisia kuvantarkastusjärjestelmiä on kehitetty, mutta niiden luotettavuutta ei ole kyetty nostamaan riittäväälle tasolle. (Odo et al. 2011, s. 1–2). Työn aikana suoritetuissa haastatte luissa ilmeni, että automatisoidut kuvan tarkastusohjelmat vaativat usein manuaalisen tarkastuksen, jolla varmistetaan tarkastusten laatu. Koneälypohjaiset tarkastusmenetelmät ovat kuitenkin kehittyneet pitkälle laserkeilausmateriaalin (engl. Light Detection and Ranging, LIDAR) analysoinnissa, jota hyödynnetään johtokadun raivaustarpeen selvitykseen (Cortex Ventures Oy 2013a, s. 1). Laserkeilaimia tarkastellaan tarkemmin aluvussa 4.4.

4. KUNNOSSAPIDOLLISET RATKAISUT

Sähköverkkojen kunnossapito on monitahoinen prosessi, eikä kunnossapidon järjestämiseen ole vain yhtä oikeaa tapaa. Keinojen valintaan vaikuttaa muun muassa verkon rakenne ja kunto. Lisäksi henkilöstön tietotaito ja yrityksen riskinotto-kyky vaikuttavat sopivien toimintatapojen valintaan.

Tässä luvussa esitellään keinoja, joiden avulla sähköverkon kuntoa voidaan seurata. Luvun alussa käsitellään perinteisempiä menetelmiä kuten kävely- ja helikopteritarkastuksia. Sen jälkeen tarkastellaan dronejen käyttöä, joiden suosio on merkittävästi kasvanut viime aikoina. Seuraavaksi esitellään laserkeilaus ja sen hyödyntämiskohteet. Luvun lopussa käsitellään satelliittien ja avoimen aineiston hyödyntämistä.

4.1 Kävelytarkastukset

Vanhin ja yksinkertaisin tapa verkon kunnonvalvontaan on kävelytarkastukset. Ne toteutetaan yksinkertaisesti kävelemällä sähkölinjan reittiä samalla tarkastaen verkon komponentit ja kirjatien havainnot ylös. (Paananen & Rajala 2013, s. 1) Kävelytarkastajat tekevät tyypillisesti joitakin pientöitä tarkastusten ohessa, kuten hengenvaarakylttien ja harusmerkkien kiinnityksiä sekä maadoitusten suojaputkien asennuksia (Ilvesmäki 2008, s. 9). Pientöiksi voidaan myös luokitella johtolähtöjen ja sulakekokojen merkintöjen korjaus.

Kävelytarkastusten heikkouksena on, että se on kallista ja hidasta. Headpower Oy:n (2022, s. 24) suorittaman kyselytutkimuksen mukaan tarkastuksen aiheuttamat kulut ovat tyypillisesti 100–200 €/km ja tarkastusnopeus 0,5–2 km/h. Tästä seuraa, että tarkastuksessa on oltava useita tarkastajia mukana tai vaihtoehtoisesti yhdellä tarkastajalla tarkastukseen menee merkittävän pitkä aika. Suuri tarkastajien määrä heikentää tarkastuksen tasalaatuisuutta (Paananen & Rajala 2013, s. 1–2). Vaikka kävelytarkastukset ovatkin vanhahtava keino verkon kunnonvalvontaan, eivät ne silti ole menettänyt merkitystään. Esimerkiksi ilmajohtojen pylväiden lahoisuutta ei ole mahdollista tarkastaa muuten kuin kävelytarkastuksin.

4.2 Helikopterit

Helikopteria on hyödynnetty sähköverkon kuntotarkastuksissa perinteisesti siten, että tarkastus suoritetaan helikopterista sähköalan ammattilaisen toimesta. Huomiot verkon kunnosta kirjataan suoraan helikopterista. Tarkastusta suorittaessa lentonopeuden on

oltava riittävän hidas, jotta tarkastajalle jää aikaa vikojen havainnointiin sekä merkitsemiseen. Lentonopeus on tyypillisesti 20–40 km/h. Tarvittaessa tarkastaja ottaa kuvia vikapaikoista, jotta niitä voidaan hyödyntää vian korjauksia suunniteltaessa. Ongelmaksi kuitenkin muodostuu kuvien suuri määrä. Manuaalinen kuvan tunnistaminen ja sijoittaminen oikeaan vikapaikkaan on tämän vuoksi haasteellista. (Paananen & Rajala 2013, s. 1) Helikopterista suoritettava verkon kuntotarkastaminen on kokonaisuudessaan hidas ja kallis prosessi. Tämän takia sitä ei juurikaan enää suosita.

Helikoptereita voidaan hyödyntää myös myrskyvaurioiden laajuuksien selvitykseen eli niin sanottuihin vikalentoihin. Helikopterin avulla vikojen sijainnit voidaan paikantaa nopeasti. Häiriötilanteessa tarkastettavien kohteiden määrä on huomattavasti vähäisempi kuin verkon kuntotarkastusta suorittaessa. Tämän takia helikopteri voi lentää vikalentoilla huomattavasti nopeammin kuin kunnossapitolennoilla. (Laine 2015, s. 47) Vikalentoilla lentonopeudet ovat tyypillisesti 50–100 km/h suuruisia ja siitä aiheutuvat kustannukset 10–50 €/km (Headpower Oy 2022, s. 70). Helikopterissa oleva sähköalan ammattilainen tunnistaa verkossa olevat viat ja ohjeistaa korjauspartiot kohteisiin tarvittavien varusteiden kanssa. Helikopterin hyödyntäminen häiriötilanteessa vaatii lentokapasiteetin varaamista häiriöiden varalle. (Laine 2015, s. 47) Leppäkosken Sähkö ei useimmiten hyödynnä helikoptereita vikalentoihin, sillä niiden saatavuus on hyvin rajoittunut isojen myrskyjen aikaan. Helikopterikapasiteettia voidaan toki varata pelkästään Leppäkosken Sähkön käyttöön ennen myrskyjä. Siitä aiheutuvat kustannukset ovat kuitenkin niin merkittävät, että siihen ei usein päädytä. Sen sijaan isommat yritykset, kuten Elenia Oy (myöhemmin Elenia) hyödyntää helikoptereita myrskytuhojen korjauksissa säännöllisesti (Elenia Oy 2022, s. 13). Vikalentojen haasteena on, ettei helikopterilla yleensä lennetä myrskyisissä olosuhteissa. Tämän seurauksena vikojen paikannus voidaan aloittaa vasta myrskyn laannuttua. (Latini 2023)

Lentotarkastus voidaan toteuttaa myös kuvaamalla verkko helikopterista ja tarkastamalla se myöhemmin toimistolla. Helikopterissa ei tällöin tarvita sähköalan ammattilaista, vaan kuvaaja on riittävä (Paananen & Rajala 2013, s. 1). Helikopteri kuvaa sähköverkon 20–100 m ilmajohtojen yläpuolella (Visimind AB). Lentonopeus verkkoa kuvatessa on tyypillisesti 40–80 km/h ja siitä aiheutuvat kustannukset 35–110 €/km. Kuluihin sisältyy sekä valokuvamateriaalin että laserkeilausmateriaalin keruu ja analysointi. (Headpower Oy 2022, s. 25) Laserkeilaimella johtokadusta luodaan 3D-malli, jonka avulla voidaan määrittää esimerkiksi johtokadun raivaustarve. Laserkeilaimia tarkastellaan tarkemmin alaluvussa 4.4. Verkkoa kuvatessa helikopterin nopeus on selkeästi korkeampi kuin suoraan helikopterista kuntotarkastusta suorittaessa. Korkeamman lentonopeuden ansiosta tarkastus vaatii vähemmän lentotunteja, joten myös kustannukset jäävät alhaisemmaksi.

Vain suur- tai keskijänniteverkkoa on kannattavaa kuvata. Pienjänniteverkkoa kuvatessa lentonopeudet jäävät liian alhaisiksi. (Paananen & Rajala 2013, s. 1)

Kuvien kautta suoritettava sähköverkon kuntotarkastus on edelleen paljon ihmistyötä vaativa manuaalinen prosessi. Manuaalinen tarkastaminen on subjektiivista ja se on virhealttiimpaa ja kuin automatisoitu tarkastus. Koneälyä hyödyntäviä automaattisia järjestelmiä kehitetään jatkuvasti. Niiden luotettavuus ei kuitenkaan ole niin hyvä, että voitaisiin varmistua riittävästä tulosten oikeellisuudesta. Haasteita automatisoinnille aiheuttavat vaihtelevat kuvausolosuhteet ja monenlaiset komponenttien vikaantumismekanismit. (Odo et al. 2011, s. 1–2)

Helikopterikuvauksessa on paljon etuja perinteisiin tarkastuskeinoihin verrattuna. Lentotarkastus on huomattavasti nopeampaa kuin esimerkiksi kävelytarkastus. Tällöin tarkastajia tarvitaan vähemmän ja siten tuloksista tulee tasalaatuisempia. Toinen selkeä etu verkon kuvaukselle on, että siitä saatavaa materiaalia voidaan hyödyntää muissakin toiminnoissa kuin kunnossapidossa, kuten suunnittelussa. (Paananen & Rajala 2013, s. 1–2)

Helikopterikuvauksen heikkoutena on, että kaikkea vaadittua ei voida tarkastaa helikopterista. Esimerkiksi pylväiden lahoisuusasteen selvitys vaatii erillisen kävelytarkastuksen. (Paananen & Rajala 2013, s. 1–2) Myös Suomen pimeät talvet luovat haasteita helikopterikuvaukselle. Kuvat ovat heikkolaatuisia pimeällä, sateella tai sumussa kuvatessa. Tästä syystä lennot painottuvat kesäaikaan ja silloinkin vain poutaisiin päiviin (Latini 2023). Lisäksi helikopterikuvauksen hinta on suhteettoman korkea, mikäli tarkoituksena on kuvata vain pieni osa verkkoa. Lyhyen verkon tarkastuksen korkeat kustannukset johtuvat helikopterin käytön aiheuttamista kiinteistä kustannuksista. Esimerkiksi helikopterin siirrosta tukikohdasta kuvattavalle kohteelle syntyy aina siirtokuluja, joihin kuvattavan kohteen laajuus ei vaikuta. Lyhyen verkon kuvauksessa esimerkiksi dronejen käyttö voi olla kustannustehokkaampaa. Droneja käsitellään tarkemmin alaluvussa 4.3.

Helikopterilla on mahdollista suorittaa myös yksityiskohtaista kuntotarkastusta. Siinä halutut komponentit kuvataan manuaalisesti kameraoperaattorin toimesta. Tällöin saadaan tarkkoja kuvia tietystä komponentista, kuten eristimestä. Tämän tapaisen tarkastuksen haasteena on, että lentonopeudet jäävät hyvin alhaisiksi. Kuvauskohteesta riippuen lentonopeus voi jäädä alle 10 km/h suuruiseksi. (Latini 2023) Tästä takia yksityiskohtainen verkon kuvaus on huomattavan kallista ja sitä kannattaakin tehdä vain tarkkaan harjoituille kohteille.

4.3 Dronet

Viimevuosina miehittämättömien ilma-alusten (engl. Unmanned Aerial Vehicle, UAV) eli dronejen suosio on yleistynyt niin siviili- kuin ammattilaiskäytössä. Dronejen yleistymisen on mahdollistanut komponenttien, kuten akkujen ja kuvauslaitteistojen, nopea kehittyminen. Niiden käyttövoimana toimii tyypillisesti sähkö, vaikka polttomoottorikäyttöisiä ilma-aluksiakin on olemassa. Polttomoottorikäyttöisiä lennokkeja suositaan varsin harvoin niiden moottorin aiheuttaman tärinän vuoksi. (Matikainen et al. 2016, s. 22)

Sähköverkkojen kunnonvalvonnassa droneja hyödynnetään vastaavin tavoin kuin helikoptereita. Droneilla voidaan muun muassa kuvata ja laserkeilata sähköverkkoja. Dronejen päästöt ovat alhaisemmat kuin helikopterien ja niistä aiheutuu vähemmän melua (Reneco Oy 2017, s. 40). Dronejen heikkoutena on niiden rajoittunut lentoaika, joka ovat huomattavasti lyhyempiä kuin helikopterilla. Tyypillinen lentoaika dronella on puolesta tunnista kahteen tuntiin. Pienen kokonsa ja ketteryytensä ansiosta niillä voidaan lentää hyvin lähellä sähkölinjaa. (Matikainen et al. 2016, s. 22) Laserkeilaimien käyttö droneissa on yleistynyt viime aikoina laserkeilaimien koon sekä kustannusten laskun myötä (Evision Oy 2022a). Eroavaisuutena helikopteriin on, että droneihin ei tyypillisesti mahdu kuin yksi kamera (Ratia & Kortman 2023). Tämän seurauksena verkon kuvaus molemmista suunnista sekä laserkeilaus yhdestä suunnasta voi vaatia jopa kolme lentoa. Sama voidaan toteuttaa helikopterilla yhdellä lennolla.

Yksi potentiaalinen käyttökohde droneille on vikalennot, joissa määritetään myrskyvahinkojen laajuus. Droneja voidaan hyödyntää myös myrskyjen jälkeisissä PAS-linjojen tarkastuksissa. Droneilla saadaan kattava kuva vahingoista ilman kohteella käymistä. Myrskyt voivat sulkea esimerkiksi tien, jonka seurauksena siirtyminen maastossa voi olla haasteellista. Dronejen käyttökustannukset ovat huomattavasti alhaisemmat kuin helikoptereiden (Matikainen et al. 2016, s. 22–23). Lisäksi niillä on hyvä saatavuus. Droneja voidaankin varata myrskyjen varalle matalammalla kynnyksellä kuin helikoptereita, sillä siitä aiheutuvat kustannukset ovat huomattavasti alhaisemmat. Droneja voidaan lennättää huonommissa olosuhteissa kuin helikoptereita (Ratia & Kortman 2023). Tämän mahdollistaa muun muassa se, että dronejen lennättämisen aiheuttamat turvallisuusriskit ihmisille, eläimille ja ympäristölle on merkittävästi alhaisempia kuin helikopterien aiheuttamat riskit (Reneco Oy 2017, s. 40).

Dronejen laajamittainen hyödyntäminen sähköverkkojen tarkastuksissa on ollut varsin vähäistä lainsäädännön aiheuttamien rajoitteiden vuoksi. Droneja ei lähtökohtaisesti saa lennättää ilmailuilta kielletyillä alueilla, kuten ydinvoimaloiden, öljynjalostamoiden tai lentoasemien läheisyydessä (Liikenne- ja viestintävirasto Traficom 2022c). Laine (2015, s.

50) kertoo diplomityössään, kuinka vuonna 2015 droneja lennätettiin lähtökohtaisesti vain suorassa näköyhteydessä (engl. Visual Line of Sight, VLOS). VLOS-lennoissa kantama rajoitettiin 500 m:iin ja korkeus 150 m:iin. Mikäli droneja haluttiin lennättää suoran näköyhteyden ulkopuolella (engl. Beyond Visual Line of Sight, BVLOS), se vaati erillisen ilmatilan varaamisen. Hakemus ilmatilan varaamisesta oli jätettävä 10 viikkoa ennen lentoajankohtaa. Tämän seurauksena vikalentoja ei voitu suorittaa BVLOS-lentoina, sillä lentoaikaa ja paikkaa ei voitu tietää etukäteen.

Elenian teettämässä tutkimuksessa (Rejlers Finland Oy 2019, s. 32–36) tutkittiin dronejen hyödyntämismahdollisuuksia PJ-verkkojen kuntotarkastuksissa. Artikkelissa todettiin, että PJ-verkon kuntotarkastus VLOS-lentoina ei ole tehokasta. Tämä johtuu siitä, että näköyhteyden säilyttäminen rajoittaa merkittävästi toimintamatkaa, joten tarkastukseen vaatima aika kasvaa. Tutkimuksessa ei kokeiltu BVLOS-lentoina toteutettavaa kuntotarkastusta, mutta sen käytettävyyttä arvioitiin teoreettisesti. BVLOS-lentojen todettiin olevan tehokas tapa verkon tarkastamiseen. Näköyhteyden ulkopuolella tapahtuva lentotoiminta vaati ilmatilavarauksen, joten lennettävät reitit oli suunniteltava tarkkaan etukäteen. Käytännössä BVLOS-tarkastukset toteutettaisiin suunnitteleamalla etukäteen jokaisen päivän aikana lennettävä reitti ja varaamalla kyseinen ilmatila kuvauspäivälle. Artikkelissa myös todettiin, että lupahakemus itsessään on kevyt täyttää, mutta se on jätettävä useita viikkoja ennen itse lentotoimintaa.

Vuoden 2020 lopussa voimaan tullut asetus muutti dronejen lennättämisen sääntöjä. Lentotoiminta voidaan jakaa kolmeen kategoriaan: avoimeen (engl. open), erityiseen (engl. specific) ja sertifioituun (engl. certified). Ehdot avoimessa kategoriassa toimimiseen ovat kaikista kategorioista kevyimmät. Lentäjältä vaaditaan aiheeseen perehtymistä ja yleensä kokeen suorittamista. Lisäksi käytössä olevat dronet on rekisteröitävä. Vähäisten ehtojen vuoksi lentämiseen on asetettu rajoitteita enemmän avoimessa kuin muissa kategorioissa. Esimerkiksi suurin sallittu lentokorkeus on 120 m:ä ja lentoonläh- tömassa 25 kg. Lisäksi lentojen on oltava VLOS-lentoja. (Liikenne- ja viestintävirasto Traficom 2022a; 2022b)

Lennot luokitellaan erityisen kategorian lennoiksi, mikäli yksikin avoimen kategorian ehdoista ylittyy. Esimerkiksi lentokorkeuden ylittäessä 120 m:ä tai lennon ollessa BVLOS-lento, lennot luokitellaan erityisen kategorian lennoiksi. Erityisessä kategoriassa toimiminen vaatii erillisen luvan hakemista. (Liikenne- ja viestintävirasto Traficom 2022b) Lupahakemuksessa todistetaan, että lentotoiminnan turvallisuus voidaan säilyttää, vaikka avoimen kategorian ehdot ylittyisivät. Hakemuksessa suoritetaan riskiarvio lentotoimin-

nasta, jossa arvioidaan lentotoiminnan riskejä ja kuinka niitä voidaan lieventää. (Liikenne- ja viestintävirasto Traficom 2022a). Erityisessä luokassa toimiminen vaatii myös lentäjien lisäkouluttamista (Evision Oy 2022b).

Kolmas ja korkeaehtoisin kategoria on sertifioidun kategorian lennot. Lennot luokitellaan sertifioidun kategorian lennoiksi tilanteessa, jossa erityisessä kategoriassa suoritettussa riskiarvioinnissa riskiä ei voida riittävästi lieventää. Lisäksi ihmisten tai vaarallisten aineiden kuljettamien ja yli kolmen metrin kokoisten dronejen käyttö ihmisjoukkojen yllä johtaa lennon luokitteluun sertifioitu kategoriaan. (Liikenne- ja viestintävirasto Traficom 2022a) Sähköverkon kuvauslennot on pyrittävä kuitenkin suorittamaan erityisen kategorian lentoina, sillä siellä toimiseen ehdot ovat kevyemmät. Esimerkiksi Evision Oy suorittaa sähköverkon kuvauslentoja erityisen kategoriassa BVLOS-lentoina (Evision Oy 2022b).

Leppäkosken Sähkö on hyödyntänyt droneja lähinnä vikalentoihin. Kuvassa 5 on nähtävissä Leppäkosken Sähköllä käytössä oleva DJI Inspire 2 -drone. Kyseisen laitteen voidaan lentää noin puolituntia kerralla ja sillä voidaan lentää 94 km/h nopeudella. Sen maksimi lentoonlähtö aino on 4 kg ja hinnaltaan laite on noin 6000 € (sis. alv. 24 %). (Verkkokauppa.com Oyj) Laitteeseen voidaan liittää monenlaisia kameroita, joilla mahdollistetaan monipuolinen verkon kuvaus. Haasteeksi on kuitenkin osoittautunut, että Leppäkosken Sähkön henkilöstöllä on lentoluvat vain VLOS-lentoihin. Tämän seurauksena dronen potentiaalia ei voida hyödyntää täysmääräisesti. Tulevaisuudessa on harvittava lisälupien hankintaa. Evision Oy:tä haastatellessa esiin tuli vaihtoehto, jossa Leppäkosken Sähkön henkilökunta lentäisi Evision Oy:n luvilla. Haastattelun aikaan ei kuitenkaan ollut selvää, onko tämä lupateknisesti mahdollista.

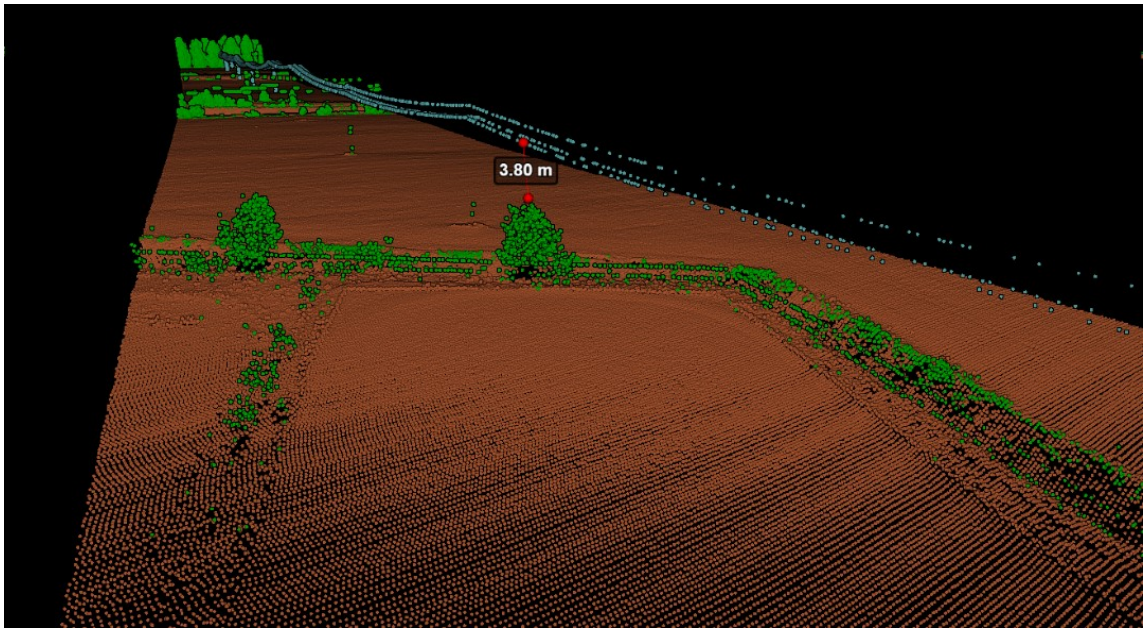


Kuva 5. Leppäkosken käytössä oleva DJI Inspire 2 -drone (Kuvaaja Antti Vettervik 2023).

Droneja voidaan lennättää sähköverkon tarkastuksissa myös autonomisesti. Autonomisella lennolla ei tarvita dronelle erillistä ohjaajaa, vaan haluttu reitti ohjelmoidaan lennettäväksi etukäteen. Lähtökohtaisesti autonomisia lentoja hyödynnetään vikalennoilla, sillä vikalennoilla ei vaadita yhtä suurta lentotarkkuutta kuin kuntotarkastuslennoilla. Automaation lisäämisen pitkän aikavälin tavoitteena on poistaa inhimilliset virheet ja näin tehdä tarkastuksista tasalaatuisempia. Lisäksi autonomian ansiosta voidaan saavuttaa pidempi kantama droneille, sillä yhteyttä ohjaajaan ei tarvitse säilyttää. Autonomiset lennot luovat potentiaalisen käyttökohteen PAS-linjojen myrskyn jälkeisille tarkastuksille. Käytännössä tämä tapahtuisi suunnitteleamalla PAS-linjojen tarkastuslennot etukäteen. Myrskyn jälkeen dronet lähetettäisiin tarkastamaan verkko heti, kun olosuhteet sen sallivat. Näin johdot voitaisiin tarkastaa nopeammin kuin tilanteissa, joissa tarvitaan erillinen ohjaaja dronelle. Haastattelussa ilmeni, että he ovat suorittaneet onnistuneita automaattisia sähköverkon tarkastuslentoja droneillaan. Automaattiset lennot ovat kuitenkin vielä testausvaiheessa eikä niitä voida täysmääräisesti hyödyntää. (Seppänen et al. 2023)

4.4 Laserkeilaus

Laserkeilaimen toiminta perustuu sen lähettämiin laserpulsseihin. Laite mittaa pulssien paluuseen kulunutta aikaa, niiden intensiteettiä ja heijastuksien kulmaa. Niiden perusteella laite luo korkearesoluutioisen 3D-mallin tarkasteltavasta kohteesta. (Evision Oy 2022a) Kyseisestä 3D-mallista käytetään nimitystä pistepilvi. Se koostuu suuresta määrästä pisteitä, joiden sijainti tunnetaan vähintään 20–50 cm tarkkuudella. (Cortex Ventures Oy 2013b, s. 4) Esimerkkikuva pistepilvestä on nähtävissä kuvassa 6. Kuvassa on pellolla kulkeva ilmajohto, josta on mitattu etäisyys sen alla olevaan puuhun.



Kuva 6. Pistepilvikuva ilmajohdosta, kuvakaappaus Visimind webDPM -ohjelmistosta (Leppäkosken Sähkö Oy 2020).

Laserkeilain ei vaadi valoa toimiakseen (Evision Oy 2022a). Tämä on merkittävä etu vikalennoilla, sillä se nopeuttaa verkon tarkastamista pimeissä olosuhteissa. Laserkeilaimen heikkoutena on, että lumisade aiheuttaa häiriötä pistepilveen. Häiriöt on kuitenkin mahdollista poistaa jälkikäsitelyllä (Evision Oy 2022c). Laserkeilaus on tyypillisesti toteutettu helikoptereilla sähköverkon toimintaympäristössä, mutta se on mahdollista myös lentokoneilla, dronella, tai kävellen.

Laserkeilausaineistolle voidaan suorittaa raivausanalyysi, jonka tuloksena saadaan tieto johtokadun raivaustarpeesta. Analyysissä pistepilvestä tunnistetaan kohteet, kuten rakennukset, puut, pylväät ja johtimet. Tunnistuksen jälkeen mitataan kasvillisuuden ja rakenteiden etäisyydet sähkölinjasta. Etäisyyksien ja ennalta määriteltujen ehtojen perusteella johtokadulle määrätään sille tehtävät toimenpiteet. Tällaisia voivat olla esimerkiksi alustanraivaus, oksiminen, vierimetsänhoito tai yksittäisten puiden poisto. (Cortex Ventures Oy 2013b, s. 4–6, 15–16) Kohteelle voidaan myös määrätä tarkistuskäynti, mikäli

johtimen lähetyksillä on jokin vierasesine (Cortex Ventures Oy 2013c, s. 20). Raivausanalyysin ansiosta raivaustyöt voidaan toteuttaa tarveperusteisesti perinteisen aikaperusteisen raivauksen sijaan.

Laserkeilausaineisto sisältää suuren tietomäärän ja sen käsittely on teknisesti vaativaa. Datan manuaalinen analysointi vaatii paljon työtä ja näin ollen siitä aiheutuvat kustannukset ovat suuret. Käyttämällä automatisoitua datan analysointia, voidaan saavuttaa merkittäviä säästöjä etenkin henkilökuluissa. Sen ansiosta henkilöresurssit voidaan kohdistaa muihin tehtäviin. (Cortex Ventures Oy 2013a, s. 4) Automatisointi myös poistaa tarkastajien subjektiivisuuden (Laine 2015, s. 24) eli tarkastuksista tulee tasalaatuisempia.

4.5 Satelliitit

Satelliittien tuottama data tarjoaa uudenlaisia mahdollisuuksia sähköverkkojen kunnossapitoon. Sähköverkkoyhtiöt eivät juurikaan ole hyödyntäneet satelliittidataa operatiivisessa toiminnassa, mutta se tarjoaa potentiaalisia käyttökohteita tulevaisuudessa. Artikkelissa (Headpower Oy 2022) tukittiin satelliittien hyödynnettävyyttä. Tutkittavia käyttökohteita olivat satelliittidatan hyödynnettävyys infrastruktuuririskien, kasvillisuuden ja suurhäiriötilanteiden hallinnassa.

Infrastruktuuririskillä tarkoitetaan kolmannen osapuolen aiheuttamaa uhkaa sähköverkolle. Tällaisia voivat olla esimerkiksi sähköverkon läheisyyteen kasatut puupinot, uudet rakennukset tai työmaat. Infrastruktuuririskien hallinnalla pyritään tunnistamaan riskien aiheuttajat, jotta niitä voitaisiin välttää. Analyysissä kahta satelliittikuvaa verrataan keskenään ja niistä pyritään tunnistaman eroavaisuudet. Haasteita aiheuttavat vuodenaikojen vaihtelut sekä varjojen aiheuttamat poikkeamat kuvissa. Näistä seuraa virheellisiä havaintoja. Tältä voidaan kuitenkin välttyä ottamalla kohteesta useampi kuva. Tutkimuksen perusteella algoritmi kykeni tunnistamaan muutokset hyvällä tarkkuudella, ongelma kuitenkin aiheutti havaintotyyppien luokittelu. Toisin sanoen muutokset havaittiin, mutta algoritmi ei kyennyt tunnistamaan hyvällä tarkkuudella, oliko muutos esimerkiksi rakennustyömaa vai uusi tie. (Headpower Oy 2022, s. 32–35, 65)

Kasvillisuuden hallinnassa tukittiin monia eri käyttötapoja. Tapoja olivat muun muassa aluskasvillisuuden raivaustarpeen määrittäminen, vierimetsän hoidon tarve ja avohakkuiden tunnistaminen. Näistä potentiaalisemmaksi vaihtoehdoksi osoittautui avohakkuiden tunnistus, jossa satelliittidatasta pyritään tunnistamaan uudet avohakkuualueet. Sähköverkkoyhtiöllä on harvoin käytössä menetelmiä avohakkuiden tunnistukseen. Toisinaan avo-

hakkuista tehdään satunnaisia ilmoituksia, mutta muuten verkkoyhtiöllä ei ole tietoa avohakkuista. Tämän vuoksi avohakkuiden tunnistus voi tulevaisuudessa osoittautua hyödylliseksi menetelmäksi, sillä se ei kilpaile minkään olemassa olevan menetelmän kanssa. (Headpower Oy 2022, s. 55–64)

Leppäkosken Sähköllä avohakkuiden tunnistaminen perustuu pääosin asiakkaiden, urakoitsijoiden tai työntekijöiden ilmoituksiin (Joensuu 2023). Artikkelissa (Headpower Oy 2022) todetaan, että hakkuut aiheuttavat uhan sähköverkolle, mikäli sähkölinjan läheisyyteen jätetään yksittäisiä puita. Yksittäisten puiden kaatumistodennäköisyys on korkeampi kuin puiden, joita muut puut suojaavat tuulelta. Algoritmin tunnistamista kohteista 80 %:a osoittautui avohakkuiksi. Tunnistuksen tarkkuuden mahdollisti avohakkuiden aiheuttama suuri pinta-alallinen muutos. Virheellisistä tunnistuksista merkittävä osa johtui liian suurista etäisyyksistä. Toisin sanoen algoritmi tunnisti avohakkuun oikein, mutta se ei aiheuttanut uhkaa sähköverkolle pitkän etäisyyden ansioista. Tutkimuksessa suoritetun kustannuslaskennan perusteella avohakkuiden tunnistuksesta seuraa 3–6 €/km/a kustannukset, mikäli analyysi suoritetaan 15 kertaa vuoden aikana. Tutkimuksen mukaan strategia maksaa itsensä takaisin, mikäli analyysin avulla voidaan välttää 1,5–3 vikaa 1000 km:ä kohden vuoden aikana. Kustannuksiin vaikuttaa luonnollisesti vaaditun tarkkuuden taso. Mikäli tarkkuutta halutaan nostaa, on käytettävä tarkempaa satelliittiaineistoa, joka on luonnollisesti myös kalliimpaa. (Headpower Oy 2022, s. 37–38, 55–64)

Artikkelissa (Headpower Oy 2022) kerrotaan, että suurhäiriöiden hallinnassa pyrittiin saamaan tilannekuva myrskyjen aiheuttamista tuhoista. Analyysissä käytettiin SAR-aineistoa (engl. Synthetic Aperture Radar). Sen toiminta perustuu tutkan lähettämään sähkömagneettiseen säteilyyn, joka heijastuu maanpinnasta takaisin. Heijastuneen säteilyn arvo mitataan, jonka ansioista voidaan havaita maan pinnalla olevia kohteita ja paikallistaa ne. Tutka-aineiston vahvuutena on, että pilvet tai muut ilmakehän esteet eivät aineistolle. Tutkimuksen mukaan tutka-aineistoa ei toistaiseksi voida hyödyntää suurhäiriöiden hallintaan yritysten operatiivisessa toiminnassa. Haasteita aiheutti etenkin aineiston saatavuus ja laatu sekä prosessoinnin luotettavuus. (Headpower Oy 2022, s. 14–16, 53–64, 75)

Satelliittien määrä on viisinkertaistunut viimeisen 10 vuoden aikana. Suurin osa yli 5000 maata kiertävästä satelliitista on kaupallisessa käytössä. Tarjonnan kasvamisen myötä sen aiheuttamat kustannukset ovat laskeneet. Nykyisin on mahdollista saada jopa viikoittain päivittyvää satelliittidataa. Tulevaisuudessa on oletettavissa vastaavanlaista kasvua kuin tähän mennessä. Satelliittidatan analysoinnin pohjautuminen tekoälyyn johtaa siihen, että sen luotettavuus paranee koko ajan, kun sitä hyödynnetään. (Headpower Oy 2022, s. 9–17, 73–75)

4.6 Avoin aineisto

Avoimien aineistojen hyödyntäminen on yksinkertainen keino kunnossapidon tehostamiseen. Siinä erilaisten aineistojen avulla kunnossapitoa kohdistetaan tietyille kohteille. Avoimen datan avulla voidaan arvioida esimerkiksi komponenttien likaantumista tai ilki-vallan riskiä (Turunen 2021, s. 25). Mikäli komponentti sijaitsee likaherkällä alueella, sille kohdistetaan tehostettua kunnossapitoa. Likaherkkiä alueita ovat esimerkiksi teiden ja kivimurskaamojen lähistöt. Vastaavasti komponentin sijainnin ollessa koulujen tai vilkasliikenteisten kulkuväylien läheisyydessä, voidaan olettaa ilki-vallan riskin olevan normaalia korkeampi (Turunen 2021, s. 25).

Kunnossapitoa voidaan kohdistaa maantieteellisen sijainnin ja maanpeitteistöaineistojen (engl. Corine Land Cover, CLC) perusteella. CLC-aineistoissa maaperä on luokiteltu erilaisiin luokkiin. Esimerkiksi Leppäkosken Sähkön käytössä olevassa Trimble NIS -verkkotietojärjestelmässä (engl. Network Information System) CLC-olosuhteet on luokittelu seuraavasti: avoimet kankaat, niityt ja kalliomaat; harvapuustoinen metsä; kosteikot ja avoimet suot; maatalousalue; metsä; rakennettualue; tien vierus; vesialue. Kun tarkasteltavan komponentin sijainti ja maaperän luokitus tiedetään, voidaan arvioida sen likaantumistodennäköisyyttä ja sen perusteella kohdistaa kunnossapitoa likaherkille komponenteille.

Avoimen datan hyödyntämisen vahvuus on sen käytön yksinkertaisuus ja edullisuus. Turunen (2021, s. 26) toteaa diplomityössään, että avoimen datan käyttö ei edellytä pohjatietoja komponenteista eikä erillistä tiedonkeruuta. Käyttötavan heikkoutena on sen tulosten epäluotettavuus, sillä käyttötapa sisältää paljon oletuksia ja yksinkertaistuksia. Esimerkiksi tiet eivät ole keskenään samanlaisia. Yhden tien lähistöllä likaa saattaa kertyä paljon, kun taas toisen tien läheisyydessä sitä ei kerry juuri lainkaan. Lisäksi aineistossa olevat virheet ja puutteet edelleen laskevat käyttötavan luotettavuutta. Trimble NIS -verkkotietojärjestelmässä olevia CLC-olosuhteita voi pitää vain suuntaa antavina virheellisten merkintöjen takia.

CLC-aineistojen avulla kohdistettua kunnossapitoa voidaan tarkentaa kentältä tulevien kunnossapitohuomioiden avulla. Likaisiin kohteisessa on lisättävä puhdistustoimia, kun taas puhtaista sitä voidaan vähentää. CLC-olosuhteita hyödyntämällä saadaan kuitenkin kohtalainen lähtökohta, josta toimintatavan käyttö voidaan aloittaa.

5. SÄHKÖVERKON SENSOROINTI

Sähköverkkojen kunnonvalvonta on tyypillisesti perustunut säännöllisesti suoritettaviin kuntotarkastuksiin. Tarkastusvälit ovat usein vuosien mittaisia, jonka seurauksena ajankohtaista tietoa verkon kunnosta ei ole saatavilla. Pitkien tarkastusvälien seurauksena nopeasti kehittyviä vikoja ei välttämättä ehditä havaitsemaan ennen vikaantumista. Tarkastukset ovat suurelta osin silmämääräisiä, joten niiden tulosten tarkkuus on hyvin rajoittunut. Tarkastusten subjektiivisuuden takia eri tarkastajien tuloksissa voi ilmetä eroavaisuuksia. Nykyisin sähköverkon kunnonvalvonta voidaan toteuttaa jatkuvatoimisena IoT-sensorien avulla. Sähköverkon toimintaympäristössä sen käytännön toteutus on kuitenkin haasteellista. Sähköverkko on laajalle maantieteelliselle alueelle sijoittunut kokonaisuus, jossa olosuhteet vaihtelevat suuresti.

Tässä luvussa käsitellään sähköverkon komponenttien jatkuvatoimista kunnonvalvontaa IoT-sensorien avulla. Aluksi tarkastetaan IoT-sensorien ja sensorijärjestelmän vaatimuksia yleisellä tasolla. Sen jälkeen paneudutaan yksityiskohtaisesti eri verkon komponenttien sensorointi mahdollisuuksiin.

5.1 Yleiset vaatimukset

5.1.1 IoT-sensorit

Sähköverkkoon sijoitettavien IoT-sensorien on kestävä haastavia olosuhteita. Niiden on kestävä muun muassa kylmyyttä, kuumuutta, kosteutta ja pölyä. Sensoreilta vaaditaan myös pitkää käyttöikää. Niiden on kestävä vähintään tarkastusajanjakson verran, jotta sensori ei lisää seurattavan kohteen huoltotarvetta. Myös sensorien akkujen on kestävä kyseinen aika. Ylimääräisistä käynnit kohteilla aiheutuisi merkittäviä kustannuksia sensorien suuren määrän ja pitkien etäisyyksien seurauksena. (Ihonen et al. 2019, s. 3–4) Edellä mainittujen seikkojen lisäksi sensorien keräämään tietoa on oltava laadukasta ja luotettavaa, jotta tietoa voidaan hyödyntää päätöksenteossa (Niemi 2019, s. 35, 53, 56).

IoT-sensorien on oltava energiatehokkaita, jotta niiden akut kestävät vähintään kuntotarkastusten välisen ajanjakson. Sensorien sähköistys on mahdollista toteuttaa myös suoraan ulkoisesta virtalähteestä. (Niemi 2019, s. 35) Asiantuntijahaastatteluissa kuitenkin ilmeni, että kyseinen ratkaisu on varsin harvoin taloudellisesti kannattava, sillä sähkönsyötön rakentaminen on usein työläs prosessi. Mikäli sensorin tehontarve on suuri, ei

aina voi välttää suoran sähkönsyötön rakentamista. Akunkestoa voidaan parantaa pidentämällä lähetysväliä. Sensori asetetaan lähettämään tietoa esimerkiksi kerran päivässä tai kun mitattavassa suureessa tapahtuu selkeä muutos (Seppänen et al. 2023). Rauhalampi (2020, s. 112) mainitsee diplomityössään vaihtoehdosta, jossa sensorit asennetaan jo tehtaalla komponentteihin. Tällöin sähkönsyöttö voitaisiin toteuttaa kustannustehokkaasti ilma akustoja. Rauhalampi kuitenkin kertoo, että kyseinen ratkaisu heikentää IoT-ratkaisujen ketteryyttä. IoT-ratkaisujen yhdistäminen osaksi laajaa tuotantoprosessia vaatii tarkkaa testaamista ja varmistamista ennen kuin sensorit voidaan liittää osaksi komponentteja.

Huomattava osa IoT-sensorijärjestelmän kokonaiskustannuksista syntyy IoT-sensorien asennuskuluista (Seppänen et al. 2023). Tämän takia kulut on pyrittävä minimoimaan. Asennukset tulisi pyrkiä ajoittamaan kuntotarkastusten yhteyteen, näin kohteelle ei tarvitse käydä pelkästään sensorin asentamista varten. Asennuksen on oltava mahdollisimman yksinkertaista, jotta kohteella ei tarvitse käyttää paljoa aikaa. Sensorin konfiguroinnin, käyttöönoton ja kiinnityksen on oltava yksinkertaista ja nopeaa. (Niemi 2019, s. 43–46) Sensorit asennetaankin tyypillisesti esimerkiksi kaksipuoleisella teipillä tai vahvalla magneetilla (Farin 2023). Asennus on pyrittävä tekemään jännitetyönä, jotta keskeytyskustannuksilta vältytään (Niemi 2019, s. 57). Tulevaisuudessa asennuskuluja voidaan karsia asennuttamalla sensorit jo komponentin valmistusvaiheessa tehtaalla (Rauhalampi 2020, s. 54).

IoT-sensoreita on hyödynnetty teollisuudessa. Ongelmana kuitenkin no, että teollisuuden olosuhteet ja seurattavat suureet eroavat sähköverkkoista. (Niemi 2019, s. 87) Tämän vuoksi IoT-sensoreilla ei ole lähtökohtaisesti järkevää mitata suoraan sähköisiä suureita, sillä markkinoilla on saatavilla vain vähän laitteita, joilla tämä on mahdollista. Mikäli sähköisiä arvoja haluttaisiin mitata suoraan, pitäisi sensori todennäköisesti kehittää alusta alkaen itse. (Ihonen et al. 2019, s. 4) Sensorin kehittämisestä aiheutuvat kulut ovat suuret ja niitä on syytä välttää. Toki kehittämällä laite suoraan omiin käyttötarkoituksiin on laitteesta mahdollista tehdä juuri halutunlainen (Niemi 2019, s. 35–39) Sensorien mittaushetkien tulisi sen sijaan olla muita kuin sähköisiä suureita, kuten lämpötila, ilmankosteus tai valoisuus. Niiden avulla arvioidaan laitteen kuntoa tai varmistetaan sen turvallisuus. (Ihonen et al. 2019, s. 4)

Sopivaa IoT-sensoria valittaessa on syytä harkita tarkkaan, mitä suureita halutaan mitata. Lähtökohtaisesti kannattaa valita sensori, joka sisältää useita mitta-antureita, joilla voidaan mitata useita suureita. Mitattavien suureiden korkea määrä ei merkittävästi nosta sensorin kustannuksia, sillä mitta-anturit ovat kustannuksiltaan yleensä edullisia

verraten muihin sensorin komponentteihin, kuten mikroprosessoreihin tai tietoliikennepiireihin. Kun sensoriin sisällytetään useita antureita, sensorin kustannustehokkuus nousee. Antureihin kohdistetulla pienellä taloudellisella lisäpanostuksella saadaan arvokasta lisätietoa kohteesta. (Niemi 2019, s. 38–39) Toki poikkeuksiakin on olemassa, esimerkiksi äänianturit ovat huomattavan kalliita (Farin 2023).

IoT-sensorit sijaitsevat laajalla maantieteellisellä alueella ja ne ovat yleensä akkukäyttöisiä. Tästä johtuen tiedonsiirrolta vaaditaan pitkää kantamaa ja energiatehokkuutta. (Eldefrawy et al. 2019, s. 1) Sensoreiden suuresta lukumäärästä johtuen tiedonsiirron on oltava edullista, jotta järjestelmän kokonaiskustannukset pysyvät maltillisina. Tähän tarkoitukseen soveltuu LPWAN-teknologiat (engl. Low Power Wide Area Network). Niitä ovat esimerkiksi SigFox, NB-IoT (engl. Narrow-band IoT) tai LoRaWAN (engl. Long Range Wide Area Network). (Eldefrawy et al. 2019, s. 1) Leppäkoski Group Oy on Pirkanmaalle rakennetun LoRaWAN-verkon osaomistaja (Leppäkoski Group Oy 2020), siksi kyseistä verkkoa pyritään hyödyntämään mahdollisimman paljon Leppäkosken Sähkölle toteutettavassa sensorijärjestelmässä.

Tehdasympäristöissä hyödynnetään päätelaitteita, jotka lähettävät usealta sensorilta kerätyt tiedot eteenpäin. Hyödyntämällä päätelaitteita voidaan laskea kustannuksia, sillä tarvittavien tiedonsiirto komponenttien määrä vähenee. Sähköverkon toimintaympäristössä päätelaitteiden hyödyntäminen ei kuitenkaan ole usein mahdollista. Tämä johtuu siitä, että mitattavien kohteiden väliset etäisyydet ovat niin pitkiä, että jokaiseen sensoriin kannattaa sijoittaa tiedonsiirtokomponentti. Poikkeuksena tästä ovat sähköasemat, joissa pienellä alueella on useita mitattavia kohteita. Toinen potentiaalinen kohde päätelaitteiden hyödyntämiseen on muuntamot. Muuntamot koostuvat kolmesta lohkoista, joten kaikkien haluttujen kohteiden seuranta voi olla haasteellista toteuttaa yhdellä sensorilla. (Niemi 2019, s. 35, 56)

5.1.2 IoT-sensorijärjestelmä

Sensorijärjestelmän käyttöönotto on laaja kokonaisuus, joka vaatii suuren alkuinvestoinnin. Järjestelmä muodostuu seuraavista kokonaisuuksista: mittaus, tiedonsiirto, tiedon säilytys ja analysointi. Alkuinvestointeihin sisältyy sensorien hankintakustannukset, asennuskulut ja kiinteät kustannukset, joita syntyy muun muassa järjestelmän käyttöönotosta ja ylläpidosta. Alkuinvestointien jälkeen järjestelmän ylläpidosta aiheutuu kuluja muun muassa tiedonsiirrosta, datananalysoinnista ja laitehallinnasta. Järjestelmä ei luo tuloja verkkoyhtiölle, mutta sen avulla voidaan saavuttaa taloudellisia säästöjä sekä pa-

rantaa turvallisuutta. Hyötyjen realisoitumiseen saattaa kuitenkin mennä vuosia. Pitkäkatseinen investointi ei kuitenkaan ole harvinaista sähköverkoalalla, sillä komponenttien pitoajat ovat usein vuosikymmenien pituisia. (Niemi 2019, s. 33–34, 62)

Sensoreilta kerätään valtava määrä dataa eikä se tuota lisäarvoa ilman analysointia. Yksi kustannustehokas tapa datan hallitsemiseen on pilvipalvelutoimittajien tarjoamien IoT-alustojen hyödyntäminen. Tällöin yrityksen ei itse tarvitse omistaa omaa palvelininfrastruktuuria. Esimerkiksi Google tarjoaa Google Cloud Platform -alustaa, Amazon AWS IoT -alustaa ja Microsoft Azure IoT -alustaa. IoT-alusta koostuu useista keskenään yhteyksistä olevista palveluista. (Niemi 2019, s. 21–25) Niiden avulla datan keräys, käsittely ja analysointi helpottuu (Amazon Web Services, inc 2019, s. 3). Alustaan voi sisältää myös koneoppimismalleja tai hälytysviestijärjestelmiä (Niemi 2019, s. 21–25). Valmiiden IoT-alustojen vahvuuksia ovat helppokäyttöisyys ja skaalautuvuus. Niiden toimivuus on varmistettu muiden toimesta eikä uusien sensoreiden liittäminen järjestelmään tuota ongelmia. (Amazon Web Services, inc 2019, s. 3)

Datan hallinta voidaan toteuttaa myös suoraan sensoritoimittajien tarjoamien omien pilvipalveluiden kautta. Tällöin verkkoyhtiöiden ei itse tarvitse kehittää sensorijärjestelmää, jolloin käyttöönottokustannukset ovat alhaisemmat. Palvelu ei kuitenkaan välttämättä vastaa täysin yhtiön tarpeita. Niemi (2019, s. 63) suosittelee diplomityössään tämän kaltaisten ratkaisujen hyödyntämistä vain lyhytkestoisissa pilottihankkeissa. Laajemmissa kokonaisuuksissa IoT-järjestelmän tulee olla integroituna verkkoyhtiön muihin järjestelmiin, jotta sen käyttö on jouhevaa. Ulkopuolisen toimittajan palvelun integrointi verkkoyhtiön järjestelmiin on yleensä haasteellista ja kallista.

Sensoreilta kerätään dataa ja sitä analysoidaan, jotta kunnossapitoprosessia voidaan tehostaa. Tällä pyritään sähköverkon luotettavuuden ja turvallisuuden parantamiseen. Data-analytiikan avulla voidaan selvittää vikaantumisten todelliset aiheuttajat (Ihonen et al. 2019, s. 2). Datan hyödyntämiseen haasteita luo kuitenkin se, että komponentteja on lukuisia eri malleja lukuisilta eri valmistajilta. Tästä seuraa, että pienillä verkkoyhtiöillä kestää todella kauan riittävän kattavan datanmäärän keräämiseen, jotta kunnossapitotietojen avulla voidaan tehdä luotettavia johtopäätöksiä esimerkiksi laitteen eliniästä. Jotta tiedon hyödyntämien tehostuisi, tulisi verkkoyhtiöiden kehittää yhteinen tietojärjestelmä kunnossapitotietoja varten. Järjestelmään kerättäisiin kootusti kunnossapitotietoja. Sen ansioista verkkoyhtiöillä olisi pääsy suurempaan määrään dataan ja esimerkiksi valmistusvirheelliset komponentit havaittaisiin helpommin. Yhteisen tietojärjestelmän käytävyyttä hankaloittaa Suomen maantieteellisesti vaihtelevat olosuhteet. Sen seurauksena yhdestä sijainnista kerättyä dataa ei välttämättä voida hyödyntää toisessa sijainnissa olevan kohteen kunnossapidon suunnitteluun. Esimerkiksi pylväiden lahoisuuden

etenemiseen vaikuttaa merkittävästi sen sijainnin olosuhteet. Tämän ongelman ratkaisemiseksi tietokantaan olisi tarkkaan dokumentoitava olosuhteet, jossa komponentti sijaitsee. Edellä kuvattu ehdotus ei ole uusi, kyseistä ideaa on kuvattu jo ainakin Niemen (2019, s. 29) ja Turusen (2021, s. 30) diplomitoissa.

Sensorijärjestelmän on tuettava nykyisten tarpeiden lisäksi myös tulevaisuutta. Tämän seurauksena järjestelmältä vaaditaan modulaarisuutta ja joustavuutta, jotta uuden teknologian kehittyessä tekniikka voidaan ottaa käyttöön vaivattomasti. (Niemi 2019, s. 34) Sensorijärjestelmä on pyrittävä rakentamaan siten, että eri valmistajien sensorit tuottavat tietoa yhteen ja samaan järjestelmään. Tämän vuoksi ei ole suositeltavaa hyödyntää laitevalmistajien tarjoamia omia pilvipalveluita datan analysointiin. Kokonaisuuden hallinnasta tulee hyvin haasteellista ja kallista, mikäli jokaisen eri valmistajan sensori vaatii oman järjestelmänsä toimiakseen.

Sähköverkkoyhtiöissä yleisesti käytössä olevalla SCADA-käytönvalvontajärjestelmällä (supervisory control and data acquisition) voidaan kerätä ja jalostaa automaatiolaitteistoista saatua tietoa. Sillä voidaan myös tuottaa hälytyksiä ja ohjata automaatiolaitteita. SCADA-järjestelmä on kriittinen osa sähkönjakeluverkkoa, joten sen tietoturva-vaatimukset ovat korkeat. Tietoturva-vaatimusten vuoksi se toimii omalla palvelemillaan. SCADA-järjestelmää ei voida käyttää alustana IoT-järjestelmälle, sillä IoT-sensorien tiedonsiirron vaatimukset eivät täytä SCADA-järjestelmän vaatimuksia. Mikäli kyseiset vaatimukset haluttaisiin täyttää, sensorien tiedonsiirron kustannukset nousisivat erittäin suuriksi. (Niemi 2019, s. 25) Sen sijaan sensorijärjestelmän analysoima tieto on mahdollista viedä SCADA-järjestelmään. Tarkoituksena ei siis ole viedä kaikkea sensoreilta kerättyä dataa SCADA-järjestelmään vaan ainoastaan oleellinen analysoitu tieto. Esimerkiksi järjestelmään voidaan viedä yleiskuvaus kertyneestä tykkylumen määrästä tai hälytykset auki jääneistä muuntamon ovista. Mikäli analysoitu tieto viedään SCADA-järjestelmään, käyttökeskuksella on ajantasainen kuva verkon kunnosta ilman lukuisten eri järjestelmien käyttöä.

Toinen yksinkertaisempi vaihtoehto käyttökeskuksen ajan tasalla pitämiseen on sähköpostihälytysten käyttäminen. Siinä sensorijärjestelmä lähettää käyttökeskuksen henkilökunnalle viestin sähköpostilla ongelmatilanteen ilmetessä. (Rajala 2023) Tämän kaltainen käytäntö toimii vain hankkeissa, joissa sensorien määrä on vähäinen. Kokonaisuuden hallinnasta tulee vaikeaa, mikäli sensoreita on paljon. Myös väärin hälytysten määrän on oltava vähäinen, sillä todelliset hälytykset voivat kadota virheellisten hälytysten sekaan.

Sensorijärjestelmää suunniteltaessa on huolehdittava, että toimittajaloukuilta (engl. vendor lock-in) vältytään (Niemi 2019, s. 63). Toimittajaloukku tarkoittaa tilannetta, jossa järjestelmän toimittaja on ainoa taho, jolla on mahdollisuus tehdä muutoksia järjestelmään. Tämä on epäsuotava tilanne, sillä toimittajan kyvykkyyden voivat olla puutteellisia tai toimittaja voi pyytää työstä kohtuuttoman suurta korvausta, koska kilpailua ei ole. Tietojärjestelmät ovat tärkeä osa nykyaikaisten organisaatioiden toimintaa. Tästä johtuen järjestelmän hankintaa ei voi täysmääräisesti ulkoistaa vaan tilaajan on oltava hankinnassa aktiivisesti mukana. Tämä vaatii tilaajalta ymmärrystä tietojärjestelmästä ja sen toiminnasta. Toimittajaloukun välttämiseksi on varmistettava, että järjestelmän haltijalla on sekä oikeus että kyvykkyys teettää tulevia muutostöitä järjestelmään vapaasti valitsemallaan toimittajalla. (Kivekäs 2012)

5.2 IoT-sensorioiden kustannukset

IoT-sensorioiden aiheutuvat kustannukset koostuvat laitteen hankinnasta, sen asennuksesta, tiedonsiirrosta sekä tiedon varastoinnista ja analysoinnista. Sensorien hankintakustannukset ovat vahvasti riippuvaisia sensoroitavasta kohteesta ja laitteelta vaadituista ominaisuuksista. Myös asennuskustannukset ovat riippuvat sensorioiden kohteesta. Lisäksi asennuskustannuksiin vaikuttaa merkittävästi se, voidaanko asennus suorittaa muiden töiden yhteydessä vai vaatiiko asennus erillisen käynnin kohteella. Alla olevia hinnoitteluja voi pitää vain suuntaa antavana, sillä esimerkiksi sensorien määrällä on huomattava merkitys sensorioiden aiheutuviin kuluihin. Sensorien määrän ollessa suuri, hankinnoista voi olettaa saavansa paljousalennusta. Näin ollen suhteelliset kulut sensoria kohden alenevat.

Tietoliikenteen kustannuksiin vaikuttaa käytetty tiedonsiirtoteknologia. Tässä työssä oletetaan, että kaikkien tarkasteltavien kohteiden tiedonsiirto voidaan toteuttaa LoRaWAN-verkossa. Haastattelun (Mansikka 2023) perusteella tietoliikennekulujen arvioidaan olevan 0,5 €/kk sensoria kohden.

Haastattelun (Alatalo 2023) perusteella sensorien tiedon varastoinnin ja analysoinnin aiheuttamat kulut oletetaan olevan 2 €/kk sensoria kohden, mikäli oletetaan sensorien kokonaismäärän olevan alle 100 kpl. Kaiken kaikkiaan tiedonsiirrosta ja analysoinnista aiheutuu kuluja noin 30 € vuodessa sensoria kohden.

Tiedonsiirron ja analysoinnin kulut maksetaan kuukausittain. Tämän vuoksi tulevien vuosien maksut on muutettava tämän päivän rahanarvoon. Laskennan yksinkertaistamiseksi oletetaan, että maksu suoritetaan kerran vuodessa 30 €:n suuruisena jokaisen

vuoden lopussa. Tulevat rahavirrat saadaan muutettua tämän päivän arvoon nettonykyarvon (*NPV*) kaavalla

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{R_t}{(1+i)^t}, \quad (5)$$

jossa n on ajanjaksojen kokonaislukumäärä, t on ajanjakso, R_t on rahavirran arvo ajanjaksolla t ja i on diskonttauskorko (Microsoft Corporation). Tässä työssä diskonttauskorkona käytetään 3 % suuruutta. Esimerkiksi tykkylumisensorin oletetaan kestävän 10 vuotta, jolloin tiedonsiirron ja analysoinnin kokonaiskulujen nettonykyarvoksi saadaan

$$\sum_{t=1}^{10} \frac{30 \text{ e}}{(1+0,03)^t} \approx 255,9 \text{ e}. \quad (6)$$

5.3 Keskijännitteiset johdot

5.3.1 Tykkylumisensorit

Tykkylumi on puihin tai oksiin kertyvä lumikerrotustuma. Tykyn synty vaatii korkean il-mankosteuden sekä fyysikaalisen tarttumismekanismiin, jolla vesi kiinnittyy puustoon. (Il-matieteen laitos) Tykkylumen huomattava paino aiheuttaa ongelmia sähköverkoille. Tyk-kylunta voi kertyä sähköjohdoille ja pahimmassa tapauksessa johto saattaa katketa. Edellä mainittua todenkøisemmin tykkylumi aiheuttaa ongelmia kasaannuttuaan sähkö-linjan vieressä olevaan puustoon. Puut kallistuvat lumen painosta, jolloin ne saattavat osua sähkölinjaan. (Martikainen 2006, s. 51, 55)

Sähkölinjoihin on mahdollista asentaa sensoreita, jotka mittaavat johdon kallistuskulman muutosta. Tykkylumen kertyessä linjalle tai puun kaatuessa sen päälle, linja painuu alas-päin ja anturin kulma muuttuu. (Digita Oy 2023a, s. 16) Esimerkkinä edellä mainitun kal-taisesta sensorista toimii Digital Matter Guppy, industrial -sensori, joka on hintaluokal-taan noin 150 €:a. Kyseinen sensori voidaan asentaa jännitetyönä maasta käsin tai he-likopterilla. Asennukseen kuluu aikaa alle viisi minuuttia. Huomionarvoista on, että mer-kittävä osa asennukseen kuluva ajasta ja sen aiheuttamista kustannuksista syntyy kohteelle siirtymisestä. Yleiskuvan saamiseksi tykkylumisensoreita asennetaan joiden-kin satojen metrien välein. Tykkylumiherkkiin paikkoihin kannattaa kuitenkin asentaa sensori jokaiseen jänneväliin. Akun säästämiseksi sensori lähettää tiedon johdon kul-masta säännöllisin aikaväleihin esimerkiksi kerran vuorokaudessa. Jotta linjalle keräänty-nyt tykkylumi havaintaan nopeasti, sensori on asetettu lähettämään kulmatiedot välittø-mästi, mikäli anturin kulmassa tai kiihtyvyydessä tapahtuu merkittävä muutos. (Farin 2023)

Sensorin avulla kehittyviin ongelmiin on mahdollista puuttua ennakoivasti ja vikapaikkojen paikannus nopeutuu (Digita Oy 2023b, s. 6). Sensorin kommunikointi voidaan toteuttaa muun muassa LoRaWAN-verkossa. Sensorin akun kesto on yli kymmenen vuotta. Se on suunniteltu kestäämään lämpötiloja välillä -40°C – $+125^{\circ}\text{C}$ (Digita Oy 2022). Sensorin käyttöikä on huomattavasti lyhyempi kuin sähköverkon johtimen. Tämän takia johdojen seuranta vaatii useita sensorien vaihtoja johdon käyttöiän aikana. Sensoriin on teoriassa mahdollista vaihtaa uusi akku. Käytännössä akun vaihto on niin haasteellista, että on kannattavampaa vain asentaa uusi sensori johdolle vanhan viereen.

Päällystetty avojohto eli niin sanottu PAS-johto on keskijänniteverkossa käytetty johto (Lakervi & Partanen 2009, s. 145). PAS on yleisnimitys päällystetyille johdoille. Muita päällystettyjä johtoja on muun muassa BLL- ja SAX-johdot. (Suutari 2018, s. 8, 16) PAS-johdon pinnalla olevan eristimen ansiosta johdolla makaava puu tai oksa ei aiheuta välitöntä vikaa. Ajan myötä puu kuitenkin vaurioittaa eristysrakenteen ja aiheuttaa läpilyönin. Tähän voi mennä useampi päivä. Jotta vioilta voidaan välttyä, johdot on aina tarkastettava myrskyjen jälkeen. (Lakervi & Partanen 2009, s. 145) Sähkölinjan tarkastus on mahdollista toteuttaa IoT-sensoreilla. Edellä esiteltyä tykkylumisensoria Digital Matter Guppy, industrialia voidaan käyttää myös PAS-johdon tarkastukseen. Sensori antaa reaaliaikaisen tiedon linjalle kaatuneista puista ja sijainneista. Sensorien avulla tarkastus voidaan toteuttaa kustannustehokkaasti ja ympäristöystävällisesti. (Digita Oy 2023b, s. 6) Sensoreita on asennettava jokaiseen jänneväliin ja jokaiseen johtimeen, mikäli halutaan korkein varmuustaso (Farin 2023). Toki verkkoon voidaan asentaa pienempi määrä sensoreita, mutta silloin tarkastuksen varmuus heikkenee. Riskinä on, että osa verkosta voi jäädä sensoreiden katvealueeseen, joihin kaatuvia puita sensorit eivät havaitse.

5.3.2 Vianilmaisimet

Sähköverkossa esiintyvät viat on perinteisesti paikannettu rajaus- ja kokeilukytkennöin. Ne kuitenkin rasittavat sähköverkon komponentteja, sillä vikatilanteissa esiintyvät virrat ovat todella suuria. Vianpaikannusta tehdään myös laskennallisesti sähköasemalla olevien katkaisijan suojarieleen mittaamien vikavirtojen ja verkkotopologian avulla. Näiden tietojen avulla järjestelmä laskee arvion mahdollisesta vikapaikasta. Kyseinen tapa toimii melko hyvin maasta erotetussa verkossa sekä oikosulku- ja maasulkuvioissa. Sen sijaan sammutetussa verkossa voidaan tunnistaa luotettavasti vain oikosulkuviat. Ongelmia vianpaikantamisessa saattaa esiintyä johtolähdöllä, jossa on useita haarautuvia johtoja. Kyseisessä tilanteessa laskenta voi tuottaa usean potentiaalisen vikapaikan, joista to-

dellisen vikapaikan löytyminen on haasteellista. Tämä johtuu siitä, että useassa kohdasta verkkoa esiintyy yhtä suuri laskennallinen vikavirran suuruus. (Halkosaari 2020, s. 44–45)

Toinen keino laskennalliseen vianpaikannukseen on vianilmaisimien hyödyntäminen. Vianilmaisimien ovat laite, joka tunnistaa sen läpi kulkevan vikavirran mittamuuntajien avulla. Vianilmaisimien ilmoittaa valvomon, onko kyseisen laitteen läpi kulkenut vikavirtaa. Vianilmaisimien tunnistaa tehokkaasti oikosulkuviat kaikissa tilanteissa. Sen sijaan maasulkujen tunnistus on haasteellista maasta erotetussa verkossa. Uusissa vianilmaisimissa viat tunnistetaan sensoriteknologian avulla. Esimerkkinä sensoriteknologiasta on oikosulkuindikaattori, joka havaitsee oikosulussa nopeasti nousevan ylivirran. Sensoriteknologiaa hyödyntämällä voidaan tunnistaa oikosulkujen lisäksi myös maasulut niin maasta erotetuissa kuin sammutetuissa verkoissakin. (Halkosaari 2020, s. 44–45)

Safegrid Oy (myöhemmin Safegrid) tarjoaa sensoriteknologiaa hyödyntäviä vikailmaisimia vikojen paikannukseen (Safegrid Oy c). Kyseisillä vianilmaisimilla voidaan tunnistaa muun muassa pieni ja suuri impedanssiset maasulut, oikosulut sekä kuorman muutokset, joita voi seurata esimerkiksi katkaisijan aukeamisesta. (Safegrid Oy 2023a; 2023c) Vianilmaisimen toiminta perustuu transienttien havaitsemiseen magneettikenttien muutoksista, joita seuraa esimerkiksi oikosulun aiheuttamasta virran muutoksesta. Kun verkossa on useita sensoreita, voidaan verrata eri sensorien havaintohetkiä toisiinsa ja aikaerojen avulla päätellä vian sijainti. Vian paikallistaminen on mahdollista, sillä transienttisignaalin kulkunopeus ja verkkotopologia tunnetaan. (Ola 2023; Safegrid Oy 2023b) Transientti on hyvin lyhytkestoinen, mutta suuren amplitudin omaava ilmiö, jonka havaitseminen vaatii korkean näytteenottotaajuuden. Transientti esiintyy esimerkiksi maasulussa nollavirrassa ja -jännitteessä. (Kauppi 2014, s. ix, 50) Safegrid tarjoaa vianilmaisimia sekä ilmajohto- että kaapeliverkkoon. Ne kykenevät paikantamaan vikapaikan jopa 100 metrin tarkkuudella (Ola 2023; Safegrid Oy a)

Ilmajohtoverkkoon sijoitettava vianilmaisimien Grayhawk on hintaluokaltaan 2000 €:n suuruinen (Haikonen & Paavilainen 2023). Laite asennetaan KJ-pylvääseen. Verkkosivuiltaan Safegrid ilmoittaa laitteen asennuksen vaatimaksi ajaksi 30 minuuttia (Safegrid Oy b). Asennukseen kuluva aika on kuitenkin vahvasti riippuvainen sähkönsyötön rakentamisesta. (Haikonen & Paavilainen 2023). Tästä johtuen vianilmaisimet pyritään sijoittamaan kohteisiin, joissa on pienjänniteverkko lähettyvillä.

Kaapeliverkkoon suunniteltu vianilmaisimien Grayfox on hintaluokaltaan hieman alle 2000 €:a (Haikonen & Paavilainen 2023). Asennusajaksi ilmoitetaan 30 minuuttia (Safegrid Oy

a). Tässäkin tapauksessa asennusaikaan vaikuttaa sähkönsyötön saatavuus. Maakaapeliverkossa vianilmaisimet sijoitetaan yleensä muuntamoille, joissa sähkönsyötön rakenne on tyypillisesti yksikertaisempaa kuin ilmajohtoverkossa.

Vianilmaisimia on asennettava verkkoon useita. Sähköasemalle asennetaan jokaiseen lähtöön yksi vianilmaisim. Sen lisäksi johtolähdölle asennetaan 3–10 km:n välein vianilmaisim. Tarvittavaan laitteiden määrään vaikuttaa verkossa olevien haarojen määrä. Mitä enemmän haaroja johdolla on sitä lyhyemmän matkan signaali, kulkee ja sitä enemmän laitteita tarvitaan. Signaalin kulkuun vaikuttaa myös johdintyyppien muutokset ilmajohtosta maakaapeliksi tai toisinpäin. (Haikonen & Paavilainen 2023)

Safegrid laitteistot mahdollistavat ehkäisevän kunnossapidon toteuttamisen. Ilmajohtoverkkoon sijoitettava vianilmaisim seuraa verkossa esiintyvien osittaispurkausten määrää. Tuloksena asiakas saa lämpökartan sähköverkosta, jossa on korostettuna paikat, joissa osittaispurkauksia esiintyy. (Safegrid Oy b) Yksittäiset osittaispurkaukset eivät ole haitallisia verkon komponenteille, mutta pitkäaikainen altistus osittaispurkauksille saattaa vaurioittaa eristettä. Osittaispurkauskestoisuus vaihtelee eri materiaalien välillä. Esimerkiksi muovit kestävät niitä heikosti, kun taas lasi tai keramiikka hyvin (Lahti 2023c). Osittaispurkausten syntyyn vaikuttaa moni asia, kuten lämpötila, ilmankosteus, huurre ja tuuli (Lahti 2023b). Tämän takia yksittäisestä osittaispurkauksesta ei kannata tehdä johdtopäätöksiä. Vasta kun purkauksia esiintyy suuri määrä pienellä alueella, voidaan olettaa kohteen olevan vikaantunut.

Leppäkosken Sähköllä on menossa pilottihanke Safegridin laitteiden käytöstä. Hanke aloitettiin Ylöjärven alueella ensimmäisillä testilaitteilla. Hanketta on laajennettu muualle verkkoon, ja tulevaisuudessa sen on tarkoitus laajentua edelleen (Rajala 2023). Hanke aloitettiin lähtökohtaisesti vain vikojen paikantamista varten, mutta tulevaisuudessa järjestelmää on tarkoituksena hyödyntää myös ennakoivaan kunnossapitoon. Hanke on osoittautunut varsin lupaavaksi. Rajala (2023) kertoi haastattelussaan, kuinka hankkeen alussa osapuolet tekivät paljon yhteistä kehitystyötä. Vianpaikannuksen tarkkuus on nykyään hyvällä tasolla. Ola (2023) kertoi haastattelussaan, että myös ennakoiva kunnossapitopalvelu on antanut lupaavia merkkejä ja Safegridin onkin tarkoituksena julkaista siitä kaupallinen versio vuoden 2023 aikana. Leppäkosken Sähköllä tullaan hyödyntämään ennakoivan kunnossapidon palveluita, kunhan niiden toimintavarmuus saadaan varmennettua (Rajala 2023).

5.4 Muuntamot

Pienjänniteverkkoa syötetään jakelumuuntamoilla. Muuntamossa jännite muunnetaan keskijänniteverkon tasolta pienjänniteverkkoon sopivaksi. Jakelumuuntamot voidaan jakaa kolmeen ryhmään: pylväs-, puisto- ja kiinteistömuuntamoihin. Pylväsmuuntamoita käytetään tyypillisesti ilmajohtoverkoissa, jossa muuntajat sijaitsevat pylväissä. Puistomuuntamoita ja kiinteistömuuntamoita käytetään maakaapeliverkossa, jossa muuntaja sijaitsee erillisessä muuntamorakennuksessa tai kiinteistön sisällä. Jakelumuuntamo koostuu keskijännitekojeistosta, jakelumuuntajasta, pienjännitelähdöistä sekä mahdollisista apujännitejärjestelmistä. Pylväsmuuntamoissa ei varsinaisesti ole keskijännitekistoa, sillä keskijänniteverkko kytkeytyy erottimen kautta suoraan muuntajan keskijänniteliittimiin. (Lakervi & Partanen 2009, s. 157–160)

Jakelumuuntajat ovat tärkeä osa sähkönjakelujärjestelmää. Tämän takia niiden kunnon seurannan realiteetteja on syytä tarkastella. Tässä työssä ei tarkastella kiinteistömuuntamoita, sillä niiden määrä Leppäkosken Sähkön verkossa on vähäinen. Niemi (2019, s. 38, 43) toteaa diplomityössään, että kiinteistömuuntamoiden sensorointi vastaa pitkälti puistomuuntamoiden sensorointia. Poikkeuksena on ilmanlaadun sensorointi, jonka seuranta on tärkeämpää kiinteistömuuntamoissa kuin puistomuuntamoissa. Kiinteistöjen sisälle kertyy helposti pölyä ja se voi aiheuttaa ylikuumentumisia tai muita vikoja. Toki pölyntyminen voi aiheuttaa ongelmia myös puistomuuntamoissa, mikäli ne sijaitsevat esimerkiksi hiekkatien läheisyydessä.

Niemi (2019, s. 36–53) tutki diplomityössään IoT-sensoreiden hyödyntämistä sähkönjakeluverkon kunnonhallinnassa. Työssä pylväsmuuntamoita ei pidetty potentiaalisina kohteina sensoroinnille, sillä mittauksen toteuttaminen pylväsmuuntamoihin on haasteellista. Lisäksi pylväsmuuntamon vikaantumisesta aiheutuva haitta on yleensä pienempi kuin puistomuuntamon. Puistomuuntamoihin IoT-sensorien asennus on yksinkertaisempaa kuin pylväsmuuntamoihin. Esimerkiksi ympäristöolosuhteita mittaava sensori voidaan kiinnittää vahvoilla magneeteilla tai kaksipuolisella teipillä muuntamorakennuksen seinään (Farin 2023). Potentiaalisia mittauskohteita puistomuuntamoissa on muun muassa ympäristöolosuhteet, ilmanlaatu, ovien asento, osittaispurkaukset ja koronapurkaukset (Niemi 2019, s. 39–43).

Muuntamoihin kertyy ajansaatossa likaa ja pölyä, josta voi seurata ylikuumentumisia tai jopa tulipaloja (Niemi 2019, s. 43). Leppäkosken Sähköllä pölyn on havaittu aiheuttavan ongelmia etenkin valtateiden ja teollisuuden lähetyillä (Lehtonen 2023b). Muuntajien

pölyisyyttä voidaan seurata ilmanlaatua mittaavilla sensoreilla. (Niemi 2019, s. 43) Niiden avulla muuntamoiden puhdistukset voidaan ajoittaa hetkiin, jolloin sitä todella tarvitaan.

Öljypaperieristeisissä muuntajissa muuntajan ikä ja käyttövuodet eivät kerro kovinkaan tarkasti muuntajan kunnosta. Sen sijaan muuntajan lämpötilaa ja kuormitusastetta seuraamalla voidaan arvioida paremmin sen jäljellä olevaa käyttöikää. Korkea lämpötila haurastuttaa öljypaperieristettä. Sen seurauksena eriste saattaa vaurioitua esimerkiksi oikosulun aiheuttamasta mekaanisesta rasituksesta. (Lahti 2023d) Artikkelissa (Shiri et al. 2011) tutkittiin ympäristön lämpötilan vaikutusta muuntajan sisäiseen lämpötilaan. Tutkimuksen mukaan ulkolämpötilan noustessa myös muuntajan sisäinen lämpötila kasvaa ja näin ollen muuntaja ikääntyy nopeammin. Tämän takia sekä muuntajan sisäisen että ulkoisen lämpötilan seuranta ovat tärkeitä kohteita jatkuvalle valvonnalle.

Osittaispurkaus on sähköpurkaus, jossa eristysvälin yli ei aiheudu läpilyöntiä (Lahti 2023a). Se on muovieristeiden yksi tärkeimmistä vanhenemismekanismeista. Osittaispurkaus voi syntyä esimerkiksi muovin sisällä olevaan onteloon. Purkaukset syövyttävät ajansaatossa ontelon reunamia suuremmaksi. Lopulta tilanne voi johtaa läpilyöntiin. (Lahti 2023d). Osittaispurkauksia voidaan havainnoida esimerkiksi lämpötilaa tai ääntä seuraamalla. Lämpötilan seuranta tapahtuu asentamalla esimerkiksi liittimeen lämpöanturi tai kuvaamalla komponentti lämpökameralla. Osittaispurkauksesta aiheutuu ääntä, joka on mahdollista tunnistaa äänispektrianalyysillä. (Niemi 2019, s. 41). Yhdellä äänisensorilla voidaan valvoa koko muuntamo, kun taas lämpötila-antureita tarvitaan muuntamossa useita. Lämpötila-anturit ovat kuitenkin huomattavasti edullisempia kuin äänisensorit. (Seppänen et al. 2023) Osittaispurkausten esiintymistodennäköisyyteen vaikuttaa ympäristön olosuhteet, kuten ilmanlaatu ja -kosteus. (Niemi 2019, s. 41)

Sähköverkon komponentit ovat hengenvaarallisia, jonka takia niiden turvallisuus on varmistettava. Ilmajohtoverkoissa turvallisuus taataan sijoittamalla komponentit korkealle ilmaan. Maakaapeliverkossa puolestaan vaaralliset osat suljetaan rakenteiden sisään. Rakenteiden kuntoa valvontaan perinteisesti säännöllisin kuntotarkastuksin. Ongelmana kuitenkin on, että tarkastustiheys on usein vuosia. Esimerkiksi auki jääneen muuntamon oven havaitsemiseen saattaa mennä todella pitkä aika. Ovien asentoa ja rakenteen yleistä kuntoa voidaan seurata IoT-sensoreilla. Rakenteen kuntoa voidaan seurata esimerkiksi valoisuutta mittaamalla. (Niemi 2019, s. 41) Sensori lähettää tiedon valoisuuden määrästä valitun määrääjän välein. Lähetystiheys asetetaan kohtalaisen pitkäksi, jotta akun kesto maksimoituu. Mikäli valoisuudessa tapahtuu merkittävä muutos, sensori lähettää tiedon muutoksesta lähes välittömästi. (Seppänen et al. 2023) Rakenteen kuntoa

voidaan valvoa myös liikettä, värähtelyä tai ääntä mittaamalla. (Niemi 2019, s. 41) Sensori havaitsee muuntamoon törmänneen ajoneuvon seinän kallistumisesta tai törmäyksen aiheuttamasta äänestä. Diplomityössään Niemi (Niemi 2019, s. 41) toteaa, että muuntamoiden rakenteiden vaurioituminen on harvinaista. Silloin kun vauriota syntyy, niistä ilmoitetaan verkkoyhtiöille yleensä nopeasti. Täten ei ole kovinkaan kannattavaa valvoa pelkästään muuntamoiden rakenteellista kuntoa sensoreilla. Sen sijaan muuhun seurantaan yhdistettynä rakenteellisen kunnan seuranta voi osoittautua kannattavaksi. Esimerkiksi yhdellä äänisensorilla voidaan seurata sekä osittaispurkauksia että muuntamon rakenteen kuntoa.

Edellä mainittujen sensorointikohteiden lisäksi muuntajien aiheuttamaa värähtelyä voidaan seurata. Mikäli värähtelyssä tapahtuu muutos, muuntajan saattaa olla vikaantunut. Kyseistä teknologiaa on hyödynnetty teollisuudessa, sillä siellä laitteet ovat jatkuvassa käytössä ja niiden seuranta on yksinkertaisempaa kuin sähköverkon laitteiden. Värähtelydatan hyödyntäminen vaatii normaalitilan värähtelyprofiilin luomisen, jotta poikkeavuudet voidaan tunnistaa niistä. (Niemi 2019, s. 44)

5.5 Jakokaapit

Jako- ja haaroituskaapit ovat pienjänniteverkon komponentteja, joita käytetään sähköverkon haaroittamiseen. Jako- ja haaroituskaapilta sähkö kulkee joko suoraan asiakkaille tai toiseen kaappiin. Jakokaappi eroaa haaroituskaapista vain siten, että jakokaapissa on sulakkeet suojaamassa verkkoa. (Niemi 2019, s. 51) Tässä työssä jako- ja haaroituskaappien kunnossapitoa käsitellään samalla periaatteella eikä niitä erotella toisistaan. Leppäkosken Sähköllä verkkoon asennetaan nykyisin vain jakokaappeja. Jakokaappien jatkuvatoiminen kunnonvalvonta vastaa monilta osin muuntamoiden kunnonvalvontaa. Jakokaapeista voidaan seurata esimerkiksi ilmankosteutta, lämpötilaa, valoisuutta, kaapin kallistuskulmaa tai kaapin oven asentoa.

Jakokaapit sijaitsevat yleensä helposti saavutettavissa paikoissa teiden läheisyydessä. Sijainnin takia ne ovat alttiita onnettomuuksille. Mikäli onnettomuudesta seuraa sähkökatko, verkkoyhtiö saa siitä tiedon nopeasti, viimeistään sähkökatkon syytä selvittäessä. (Niemi 2019, s. 51) Tiedonsaanti on kuitenkin hidasta, mikäli onnettomuudesta ei ilmoiteta sähköverkkoyhtiöille eikä siitä aiheudu sähkökatkoa. Jakokaapin vauriot saatetaan havaita vasta seuraavan kuntotarkastuksen yhteydessä, johon voi mennä vuosia. (Niemi 2019, s. 51). Jakokaapit ovat pääsääntöisesti kosketussuojattuja, joten maallikot eivät pääse kovinkaan helposti käsiksi jännitteellisiin osiin. Siitä huolimatta sähköiskun vaara on olemassa. Kuten muuntamoissakin, jakokaapeissa rakenteen kuntoa voidaan valvoa IoT-sensoreilla valoisuutta, oven asentoa tai kaapin kallistumaa seuraamalla. Kaapin

kallistuman seuranta on erityisen tärkeää jakokaapeilla, sillä jakokaapit ovat herkkiä kallistumiin (Hirvonen 2017, s. 30) esimerkiksi roudan aiheuttamana. Toisin kuin muuntauksissa, jakokaapeissa äänen seuranta ei ole järkevää, sillä osittaispurkaukset eivät aiheuta ongelmia pienjännitteellä. Lisäksi äänen seuranta on kalliimpaa ja vaatii monimutkaisempaa analysointia kuin edellä mainittujen suureiden sensorointi.

Edellä esiteltyjen kohteiden lisäksi jakokaapeilta voidaan seurata myös ympäristön olosuhteita, kuten lämpötilaa ja ilmankosteutta. Näiden avulla pyritään arvioimaan jakokaappien jäljellä olevaa käyttöikää (Niemi 2019, s. 51). Jakokaapeilta ei todennäköisesti ole järkevää seurata pelkästään olosuhteita, mutta muuhun seurantaan yhdistettynä se voi tuottaa lisäarvoa.

5.6 Erottimet

Eroottimet ovat sähköverkon komponentteja, joiden tehtävänä on turvallisen avausvälin luominen kahden virtapiirin välille. Lisäksi erottimien on mahdollistettava turvallinen työskentely luomalla verkkoon jännitteetön osa. (Elovaara & Haarla 2011b, s. 190) Eroottimien avulla voidaan lyhentää asiakkaiden kokemien sähkökatkojen pituuksia erottamalla vialliset johdot muusta verkosta. Eroottimia on sekä käsi- että kaukokäyttöisiä. Kaukokäyttöisiä erottimia voidaan ohjata minuuteissa, kun taas käsikäyttöisten erottimien ohjauksen vaatimaa aikaa on sijainnista riippuen joitakin kymmeniä minuutteja. (Lakervi & Partanen 2009, s. 151)

Artikkelin (Brodersson et al. 2016, s. 3) mukaan erottimissa esiintyvistä vioista tärkeintä on varautua virranjohtavuuden heikkenemiseen. Tämä johtuu siitä, että heikentyessään virranjohtavuuden puute voi johtaa sähköjakelun keskeytykseen. Artikkelissa tutkittiin erottimien vikaantumista ja menetelmiä niiden kunnonvalvontaan. Tutkimuksen mukaan vain 8,6 % erottimien vikaantumista johtaa sähköjakelun keskeytykseen. Siitä huolimatta erottimien kunnossapitoa ei voi laiminlyödä, sillä komponenttien huoltamattomuus johtaa pidentyneisiin sähköjakelun keskeytyksiin ja sen seurauksena suurempiin keskeytyskustannuksiin.

Eroottimien virranjohtavuutta voidaan arvioida resistanssimittauksilla, infrapunasensoreilla tai lämpökuvauksella. Jokaisella edellä mainitulla ratkaisulla on omat haasteensa. Resistanssimittaus on tehtävä jännitteettömänä, josta seuraa ylimääräisiä kustannuksia. Infrapunasensorien hyödyntäminen on kallista, sillä sensoreita tarvitaan yhdeksän kappaletta jokaista erotinta kohti. Lämpökuvauksessa tarkastuksen suorittajalta vaaditaan

huomattavaa ammattitaitoa oikeiden päätelmien tekemiseen. (Brodersson et al. 2016, s. 3)

Erottimen ohjautumiskyvykkyyteen on kohdistettava kunnonvalvontaa. Erottimen ohjauksen puutteellisuus ei välttämättä johda sähkönjakelun keskeytykseen, mutta vikaantuneen erottimen seurauksesta sähköjen palautus hidastuu. Ohjautuvuuden ylläpitämien on erityisen tärkeää kaukokäyttöisissä erottimissa, sillä ne ovat vikaherkempiä kuin käsikäyttöiset erottimet. Kaukokäyttöisten erottimien vikaherkkyys johtuu komponenttien suuresta määrästä. (Brodersson et al. 2016, s. 2–3) Haastattelussa (Lehtonen 2023b) ilmeni, että verkkoyhtiöiden ei ole järkevää investoida kaukokäyttöisiin erottimiin, mikäli niiden kunnosta ei huolehdita. Hyväkuntoinen käsikäyttöinen erotin on sekä käyttökelpoisempi että edullisempi ratkaisu kuin epäkunnossa oleva kaukokäyttöinen erotin.

Kaukokäyttöisten erottimien ohjattavuutta voidaan seurata mittaamalla erottimen avaamiseen tai sulkemiseen vaadittua virran suuruutta sekä ohjauksen kuluvaa aikaa. Näiden suureiden avulla voidaan laskea erottimen ohjauksen vaatiman liike-energian suuruus. Ongelmana on, että kaikissa erottimissa ei ole tätä ominaisuutta valmiina ja mittalaitteen jälkiasenneuksesta aiheutuu merkittäviä kustannuksia. Lisäksi liike-energian mittaus vaatii erottimen ohjauksen, joka ei ole aina mahdollista. Kaukokäyttöisen erottimen kuntoa voidaan arvioida myös seuraamalla erottimen ohjauslaitteen lämpötilaa (Brodersson et al. 2016, s. 3) Lämpötilan seuraaminen on toisinaan valmiina laitteessa, mutta toisinaan se vaatii erillisen lämpötilasensorin asentamisen, josta luonnollisesti syntyy kustannuksia.

Niemi (2018) tutki diplomityössään erottimien ikääntymistä ja niille tehtävää kunnossapitoa. Tutkimuksessa havaittiin, että liike-energiamittausten perusteella suoritetuista kunnossapitotoimista lähes kaikki kohdistuivat pylväserottimiin. Tämä johtuu siitä, että pylväserottimet ovat säiden armoilla, joten niissä tapahtuu mekaanista ikääntymistä huomattavasti nopeammin kuin rakenteella suojatuissa erottimissa. Tämän vuoksi liike-energiamittaukset kannattaa keskittää pylväserottimiin. Rakenteella suojatuissa erottimissa liike-energian mittaus ei juuri tuota lisäarvoa, sillä vikaantuminen harvoin johtuu erottimen ohjauksen jäykkyydestä. (Niemi 2018, s. 57–58)

Tutkimuksensa perusteella Niemi (2018) suosittelee Elenialle liike-energiamittausten suorittamista neljästi vuodessa aiemman vuosittaisten mittausten sijaan. Niemi myös suosittelee liike-energiarajojen asettamista eri erotintyyppien eroavaisuudet huomioiden. Aiemmin rajat oli määritelty kokemuksen perusteella samaksi kaikille, joitakin poikkeuksia lukuun ottamatta. Liike-energiarajan ylittyminen ei automaattisesti tarkoita, että erotin olisi vikaantunut. Esimerkiksi jään muodostuminen erottimen pinnalle voi aiheuttaa

tilapäisen toimintahäiriön, jonka seurauksena erottimen ohjaus vaatii normaalia suuremman liike-energian. Tämän takia rajan ylittymisen jälkeen olisi hyvä suorittaa toinen mitaus, jotta voitaisiin todeta, onko kyse tilapäisestä vai pitkäaikaisesta viasta. Täten erottimille voidaan sallia yksittäisiä korkeampia liike-energioita, mikäli erottimen käyttö ei normaalisti vaadi rajaa ylittävää liike-energiaa. Sen sijaan tilanteessa, jossa vaadittu liike-energia kasvaa vähitellen raja-arvoonsa, on erotin huollettava heti rajan ylittyessä. (Niemi 2018, s.32, 42–43, 72–73)

Erottimiin voidaan kohdistaa kunnossapitoa myös hyvin yksinkertaisin ja edullisin keinoin. Erottimen kuntoa voidaan arvioida edellisen ohjauksen päivämäärästä, viime tarkastuksen jälkeisten ohjausten lukumäärästä tai erottimen ohjauksien kokonaislukumäärästä. (Brodersson et al. 2016, s. 3). Päivämäärän avulla voidaan ennakoida käyttämättömyydestä aiheutuvia vikoja. Vastaavasti erottimen ohjausmäärästä voidaan ennakoida erottimen käytön aiheuttamasta kulumisesta johtuvia vikoja. Erottimen kuntoa voidaan arvioida myös tilatietojen perusteella. Mikäli kaukokäyttöinen erotin vaatii usean ohjauskäskyn toimiakseen tai se ei toimi useasta käskystä huolimatta lainkaan, voidaan olettaa erottimen olevan vaurioitunut. (Niemi 2018, s 37, 71) Kyseinen käytäntö voi kuitenkin johtaa ylimääräisiin kunnossapitotoimiin tilanteissa, joissa erottimella on vain tilapäinen häiriö.

Kaukokäytettävissä erottimissa on akustot, jotta niitä voidaan ohjata myös sähkökatkon aikaan. Niiden kuntoa voidaan seurata akustotestien avulla. Osassa erottimista testit voidaan suorittaa etänä ja osa vaatii paikan päällä käynnin. Etänä suoritettavat akustotestit vaativat akuston purkamisen. Sen sijaan paikan päällä suoritettavat akustotestit voidaan suorittaa akkua purkamatta (Lehtonen 2023b). Kun akuston kapasiteetti laskee alle sille määritetyn raja-arvon, se vaihdetaan uuteen. Akun purkaminen etänä suoritettavassa akustotestissä heikentää akun kuntoa ja estää kaukokäyttöisen erottimen ohjauksen testin ajaksi. Tämän vuoksi testit on ajoitettava siten, että muu käyttötoiminta ei häiriinny merkittävästi. (Niemi 2018, s 73)

Käsi­käyttöisen erottimen kuntoa voidaan arvioida sen ohjauksen vaatiman voiman avulla (Brodersson et al. 2016, s. 3). Voimamittaria käyttämällä saadaan luotettavampi ja tarkempi tieto erottimen jäykkyydestä kuin jos sähköasentaja arvioi erottimen jäykkyyttä käsintuntumallaan. (Niemi 2018, s 37) Tämän mittauksen suorittaminen vaatii erottimen ohjauksen eikä sitä näin ollen voi aina suorittaa kuntotarkastusten yhteydessä. Voimamittarin hyödyntämisestä saisi eniten hyötyä, mikäli erottimen jäykkyys mitattaisiin aina erotinta ohjattaessa. Tällöin verkkoyhtiön olisi investoitava useisiin mittareihin, josta syntisi kustannuksia. Satunnaisesti suoritettavat mittaukset voisivat johtaa tilanteeseen,

jossa tietyiltä erottimilta jäykkyys mitattaisiin usein ja toisista sitä ei mitattaisi lähes koskaan. Leppäkosken Sähkön henkilöstöä haastateltaessa selkeä näkemys oli, että ammattitaitoinen sähköasentaja kykenee arvioimaan riittäväällä tarkkuudella erottimen jäykkyyden erotinta ohjatessaan. Näiden syiden vuoksi investointeja voimamittareihin ei nähdä järkevänä ratkaisuna Leppäkosken Sähköllä.

Digita Oy tarjoaa IoT-sensoria, joka seuraa käsikäyttöisten erottimien tilaa. Sensorin avulla tilannekuva ja henkilöturvallisuus paranevat, sillä tieto erottimen asennosta on reaaliaikaisesti valvomossa, vaikka sähköasentaja ei ohjauksesta jostain syystä ilmoittaisikaan. (Digita Oy 2023b) Leppäkosken Sähköllä ei haastattelun (Rajala 2023) perusteella nähdä tarvetta kyseiselle sensorille. Sähköasentajat pidetään tietoisina säännöstä, jonka mukaan erottimia ei saa ohjata, ilman yhteyttä käytönvalvojaan. Tällä tavoin valvomo säilyttää reaaliaikaisen tiedon järjestelmän tilasta kaikkina hetkinä.

6. PÄIVITETTY KUNNOSSAPITO-OHJELMA

Tässä luvussa esitellään Leppäkosken Sähkön kunnossapito-ohjelma niiltä osin, joihin tämä työ on tuonut muutoksia. Muutokset tehdään asiantuntijahaastatteluista sekä kirjallisuuskatsauksesta kerätyn tiedon perusteella. Haastattelut on toteutettu syksyn 2022 ja kevään 2023 aikana. Haastateltavat valikoituvat tutkimukseen aihealueen tiedonhankinnan kautta sekä Leppäkosken Sähkön yhteistyökumppaneista. Haastatettavaksi pyrittiin valitsemaan monipuolisesti ammattilaisia eri yrityksistä.

Tarkasteltavia kohteita ovat ilmajohdot, jakokaapit, muuntamot ja erottimet. Sähköasemien kunnossapitoa ei tarkastella, sillä ne rajattiin työn ulkopuolelle. Luvun päätelmät eivät välttämättä päde muissa sähköverkkoyhtiöiden jakeluverkoissa, sillä verkon rakenteessa ja kunnossa voi olla eroavaisuuksia. Lisäksi olosuhteet ovat eri alueilla erilaiset. Esimerkiksi tykkylumisensorien kannattavuuteen vaikuttaa merkittävästi verkon maantieteellinen sijainti.

Jatkossa kaikki kunnossapitohavainnot tullaan kirjamaan Trimble UTG -maastosovelluspalveluun. Tärkeää on, että sinne kirjataan myös komponenteille tehdyt korjaustoimet, jotta järjestelmä pysyy ajantasaisena. Tähän mennessä kunnossapitoa on hallinnoitu Excel-tiedostojen, paperisten dokumenttien ja Trimble-sovellusten avulla. Kokonaisuuden hallinta on ollut haasteellista, sillä tiedot ovat olleet hajautettuna useassa eri sijainnissa.

Kunnossapitotietojen analysointia hankaloittaa se, että tiedot poistetaan komponentin saneerauksen tai uusimisen yhteydessä (Turunen 2021, s. 39). Tämä muodostuu ongelmaksi, sillä verkkotietojärjestelmään jää tiedot ainoastaan käytössä olevista komponenteista, ei esimerkiksi vian takia poistetuista. Tiedot säilyttämällä olisi mahdollista helpommin tunnistaa esimerkiksi valmistusvirheitä tai sitä onko komponentteja huollettu virheellisesti. Tiedoille olisi syytä määritellä säilytysaika, jonka ajan tiedot säilyvät järjestelmässä vielä komponentin käytöstä poiston jälkeenkin.

Tarkastuksissa esiin tulevat havainnot jaetaan kolmeen ryhmään: välittömiä toimenpiteitä vaativat havainnot, viiveellä toimenpiteitä vaativat havainnot ja kiireettömät havainnot. Välittömiä toimenpiteitä vaativista havainnoista ilmoitetaan välittömästi vikapuhelinpalveluun. Tällaisiksi havainnoiksi luokitellaan viat, joista voi seurata hengen, terveyden, omaisuuden tai ympäristön vaaraa. Myös sähkönjakelun keskeytykseen johtavat viat luokitellaan välittömiä toimenpiteitä vaativiksi. Esimerkiksi puun nojaamien sähkölinjaan tai muuntamon oven aukeaminen luokitellaan välittömiä toimia vaativiksi havainnoiksi.

Viiveellä toimenpiteitä vaativat havainnot on korjattava yhden vuoden kuluessa havainnosta. Esimerkiksi roudan kallistama jakokaappi voidaan luokitella tällaiseksi. Kiireettömät havainnot on korjattava seuraavan kuuden vuoden aikana. Tästä esimerkkinä toimii lievästi vaurioituneen pylvään vaihto. Jotta havainnot tulee korjattua määräaikoihin mennessä, vastuuhenkilöiden tulee tarkistaa vähintään puolen vuoden välein tekemättä jääneet työt Trimble NIS -verkkotietojärjestelmästä.

6.1 Ilmajohdot

Ilmajohdoille suoritettavia tarkastuksia ja raivauksia suunniteltaessa on huomioitava maakaapelointihankkeet. Mikäli verkko kaapeloidaan viiden vuoden sisällä, on tapauskohtaisesti harkittava, voidaanko kuntotarkastukset tai raivaukset jättää tekemättä.

Leppäkosken Sähkön PJ-ilmajohtoverkossa raivaukset tullaan jatkossa suorittamaan aikaperusteisesti 6–8 vuoden kierrolla. Samalla raivaajat suorittavat silmämääräisen tarkastuksen ilmajohdoille. Raivaajat eivät tarkasta kohteita, joissa tarvitaan erityisen paljon sähköalan ammattitaitoa. Tällaisia ovat muun muassa jakokaapit, muuntamot ja erottimet. Raivaajien suorittaman tarkastuksen ansioista verkolle ei tarvitse suorittaa erillistä laajamittaista kävelytarkastusta. Toki edellä mainitut haastavat kohteet, kuten puistomuuntajat, on edelleen tarkastettava kävelytarkastuksin.

Leppäkosken Sähkön KJ-ilmajohtoverkko tullaan ilmakehuvaamaan jatkossa neljän vuoden välein. Kuvauksen yhteydessä verkko laserkeilataan. Materiaalien avulla ilmajohtoverkkoon suoritetaan kuntotarkastukset ja raivaustarpeen määrittäminen. Raivaustarpeen perusteella verkkoa raivataan tarveperusteisesti.

Leppäkosken Sähköllä on ennen raivattu KJ-verkkoa säännöllisesti kuuden vuoden kierrolla. Aikaperusteisesta kierrosta halutaan päästä eroon, koska aluskasvillisuus ei kasva samalla nopeudella joka paikassa. Tästä seuraa, että joissain kohdissa verkkoa kasvillisuus saattaa kasvaa kuuden vuoden aikana vaarallisen pitkäksi ja joissain se ei kasva juuri lainkaan. Mikäli aikaperusteinen raivaus halutaan muuttaa tarveperusteiseksi, täytyy aluskasvillisuuden tarkastusvälin olla tiheämpi kuin nykyisen raivausvälin. Tarkastusvälin tiennyksellä varmistetaan, ettei aluskasvillisuus pääse kasvamaan missään liian pitkäksi. Tarkastusvälin tihentämisellä on myös se hyöty, että tietämys verkon kunnosta paranee. Alustava arvio sopivasta kiertovälillä oli 3–4 vuotta.

Taulukossa 1 on vertailtu helikopteri- ja kävelytarkastusten kustannuksia. Taulukossa olevat kustannukset perustuvat Headpower Oy:n (2022, s. 56) suorittamaan kyselytutkimukseen. Molemmille tarkastustavoille laskettiin sen aiheuttama keskimääräinen vuosit-

tainen kustannus kahdella eri kiertovälillä. Taulukosta on nähtävissä, että 4 vuoden kierrolla helikopteritarkastusten aiheuttamat kustannukset ovat 18,3 €/km/a. Vastaavat arvot kävelytarkastukselle 6 vuoden kierrolla ovat 25 €/km/a. Kustannuksiin sisältyy vain tarkastuskustannukset ei raivauskustannuksia. Raivauskustannusten voidaan olettaa olevan alhaisemmat tarveperusteisessa raivauksessa kuin aikaperusteisessa, jossa raivataan lähtökohtaisesti enemmän, sillä myös hyväkuntoisia alueita raivataan.

Taulukko 1. Helikopteri- ja kävelytarkastusten kustannusvertailu.

	Helikopteritarkastuksen kustannus (€/km)	73	(Headpower Oy 2022, s. 56)
	Kävelyntarkastuksen kustannus (€/km)	150	
Helikopteritarkastus	Kiertoväli (a)	3	
	Vuosikustannus (€/km)	24.3	
	Kiertoväli (a)	4	
	Vuosikustannus (€/km)	18.3	
Kävelytarkastus	Kiertoväli (a)	6	
	Vuosikustannus (€/km)	25.0	
	Kiertoväli (a)	8	
	Vuosikustannus (€/km)	18.8	

Taulukossa 1 suoritetun kustannusvertailun perustella neljän vuoden tarkastus sykli on kustannustehokas ratkaisu. Myös Elenia suorittaa ilmatarkastuksia neljän vuoden kierrolla (Hirvonen 2017, s. 34), joten kyseinen toimintatapa on todettu käytännössä toimivaksi. Tulevaisuudessa on tarkastettava, onko tarkastusväliä tarvetta tihentää tai harventaa joillakin Leppäkosken Sähkön alueilla.

Tässä työssä ei oteta kantaa, onko ilmatarkastus järkevämpi toteuttaa helikopterilla vai dronella. Lopullinen päätös tehdään tarjouskilpailun perusteella. Lopullisen hinnan lisäksi valintaan vaikuttaa muutkin seikat, kuten ratkaisun ympäristöystävällisyys ja kuvauskaluston saatavuus. Eri haastattelujen perusteella voidaan esittää valistunut arvaus, jonka mukaan helikopterit ovat toistaiseksi edullisempi ratkaisuja laajamittaiseen verkon tarkastukseen. Tähän on kuitenkin tulossa muutos dronejen hintojen laskiessa ja niiden käytön yleistyessä. Tällä hetkellä dronet vaikuttaisivat olevan parempi ratkaisu pienen verkon tarkastukseen.

Taulukossa 2 on luokiteltuna eri pylväiden käyttöiät (Boren 2010, s. 63, 67) ja niille suoritettavien lahotarkastusten ajankohdat. Esimerkiksi kuparikyllästeisten pylväiden käyttöikä on 40 vuotta, mutta sen kestoisuus on vahvasti riippuvainen muun muassa maaperästä ja kyllästyksen onnistumisesta (Boren 2010, s. 63). Tästä johtuen kuparikyllästeinen pylväs voi kestää tietyissä oloissa vain 30 vuotta ja toisissa jopa 55 vuotta. Leppäkosken Sähköllä on ollut ongelmia kuparipylväiden kestävyys kanssa. Tämän

vuoksi kyseisille pylväille suoritetaan tarkastuksia tiheämmin kuin muille. Kaikille pylvästyypeille suoritettavan uusintatarkastuksen ajankohta määrittyy pylvään olosuhteiden ja kunnan perusteella. Lahoherkissä paikoissa suoritetaan tiheämmin tarkastuksia kuin muualla. Vastaavasti huonokuntoisille pylväille suoritetaan uusintatarkastus nopeammin kuin hyväkuntoisille.

Taulukko 2. Pylväiden käyttöiät (Boren 2010, s. 63, 67) ja niiden perusteella määritellyt lahotarkastusten ajankohdat.

Kyllästysaine	Käyttöikä (a)	Ensitarkastus (a)	Uusintatarkastus (a)
Suola	55	30	10–15
Kreosootti	50–60	30	10–15
Kupari	40 (30–55)	10–15	5–15

Lahotarkastusten käytännötoteutuksessa ongelmia aiheuttaa se, että merkittävältä osalta pylväitä ei ole ikätietoja saatavilla. Tämän ongelman ratkaisemiseksi puuttuvat ikätiedot on täydennettävä pylvästä lähimpänä olevalta johdolta. Ikätietojen päivitys johdoilta voidaan toteuttaa suurelta osin automaattisesti, mutta osa pylväistä on päivitettävä manuaalisesti. Pylvään ikä ei aina vastaa johdon ikää, mutta se antaa parhaan arvion pylväiden ikätiedosta.

Merkittävältä osalta pylväitä puuttuu myös tieto sen kyllästeaineesta. Tämän vuoksi ei ole mahdollista erotella suola- (engl. Copper, Chrome, Arsenic, CCA) ja kreosoottikyllästeisiä pylväitä toisistaan, joten molempia pylväitä tarkastetaan samojen ajanjaksojen välein. Leppäkosken Sähköllä ei ole asennettu muita kuin kuparikyllästeisiä pylväitä vuoden 2007 jälkeen, joten kaikki sitä uudemmat pylväät oletetaan kuparikyllästeisiksi pylväisiksi. Mikäli pylvään ikää ei voida mistään päätellä, pylväs oletetaan varovaisuusperiaatteen mukaisesti kuparipylvääksi.

6.1.1 Raivaustarkastukset

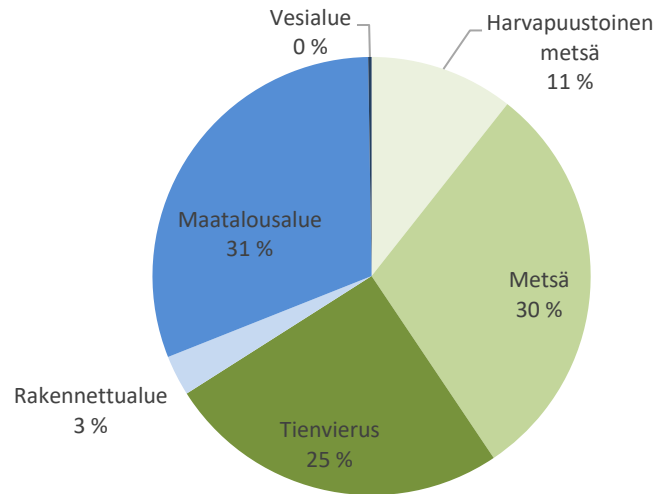
Leppäkosken Sähköllä johtokatuja raivaukset ja kuntotarkastukset on toteutettu ulkoisten tahojen toimesta. Tulevaisuudessa kuntotarkastuksia suoritetaan enenemissä määrin ilmatarkastuksina. Ilmatarkastuksien ongelmana on, että kaikkea vaadittua ei voida tarkastaa kuvista tai laserkeilausmateriaalista, jonka takia ilmatarkastusten rinnalla on käytettävä kävelytarkastuksia. Tämän seurauksena Leppäkosken Sähköllä harkitaan uuden toimintatavan, raivaustarkastuksien, käyttöönottoa. Siinä raivauksen suorittava yritys tarkastaa myös pylväiden lahoisuusasteen. Raivausten yhteydessä tehdään myös pientöitä, kuten hengenvaarakylltien kiinnityksiä.

Raivausten ja lahoisuustarkastusten yhdistämisellä pyritään tehokkuuden parantamiseen, sillä kohteilla ei tarvitse käydä kahta kertaa erikseen. Johdot sijaitsevat laajalla maantieteellisellä alueella, joten siirtymisten aiheuttamat kulut ovat merkittävät. Haasteena on, että uusi toimintatapa vaatii enemmän suunnittelua kuin perinteinen massatarkastaminen.

Raivaushenkilökunnan voidaan olettaa olevan vähintäänkin yhtä päteviä puupylväiden lahoisuusasteen tarkastamisessa kuin sähköalan ammattilaisten, sillä raivaushenkilökuntaan kuuluvat ovat puualan ammattilaisia. Raivaushenkilökuntaa on kuitenkin koulutettava, jotta tarkastusten tuloksista tulee tasalaatuisia. Koulutuksesta ei kuitenkaan aiheudu merkittävää haittaa, sillä koulutus on nopea suorittaa ja hinnaltaan se on kohtalaisen edullinen. Esimerkiksi Adato Energia Oy järjestää Puupylväiden kunnan ja lahoisuuden tarkastus -koulutuksen, joka ovat hinnaltaan 530 €:a (alv. 0 %) ja kestoltaan yhden päivän mittainen. (Adato Oy a). Alustavien kyselyjen perusteella Leppäkosken Sähköllä raivauksia suorittaneet yritykset ovat olleet kiinnostuneita uudesta toimintatavasta.

Verkon raivaus tullaan toteuttamaan tarveperusteisesti raivausanalyysin perusteella. Raivauksen yhteydessä pylväiden lahoisuudet tarkastetaan kyseisiltä kohteilta. Tästä järjestelystä seuraa, että pylväiden lahoisuus tullaan tarkastamaan vain tietyiltä alueilta. Esimerkiksi pelloilla kulkevaa sähkölinjaa ei tarvitse raivata, joten myöskään pelloilla olevien pylväiden lahoisuutta ei tarkasteta. Tämän puutteen vuoksi tarkastamatta jääneet pylväät tullaan tarkastamaan perinteisenä massatarkastuksena taulukossa 2 esiteltyjen tarkastusvälien mukaisesti.

Kuvassa 7 on esitettyä Leppäkosken Sähkön KJ-pylväiden sijainnit olosuhdetyypeittäin. Mikäli oletetaan, että harvapuistoisessa metsässä, metsässä ja tienvieressä olevien pylväiden lahoisuudet tullaan tarkastamaan raivaustarkastuksina ja loput massatarkastuksina, tullaan 66 % pylväistä tarkastamaan raivaustarkastuksina ja loput noin 34 % pylväistä tarkastamaan massatarkastuksina.



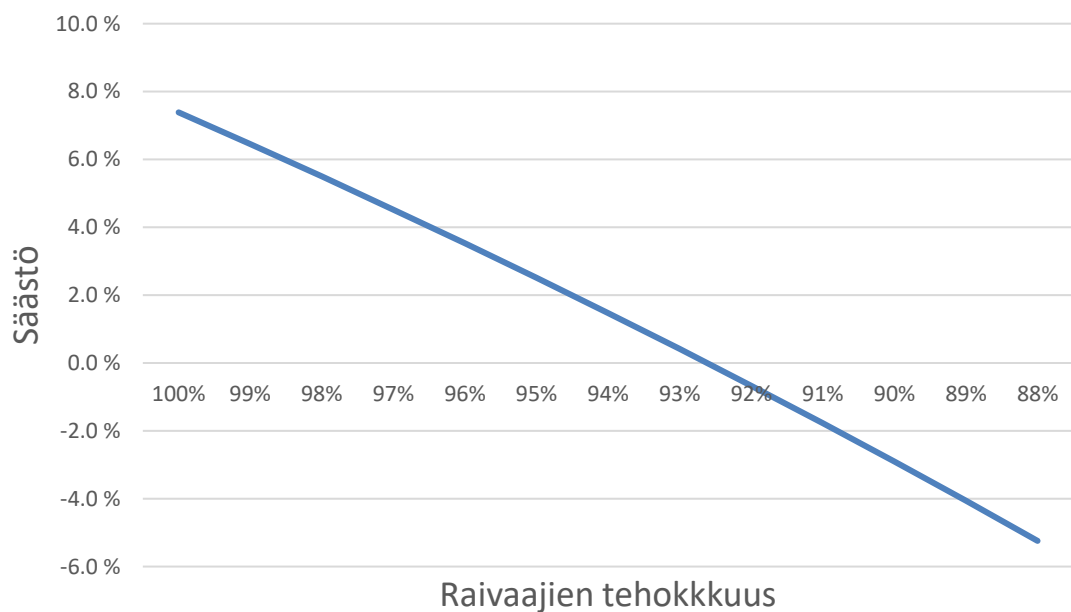
Kuva 7. Leppäkosken Sähkön KJ-pylväiden sijainnit alueittain.

Taulukossa 3 on vertailtu pylväiden lahotarkastusten kustannuksia, kun tarkastukset suoritetaan massa- tai raivaustarkastuksina. Laskennassa oletettiin, että raivaustarkastus vaatii 5 % enemmän aikaa kuin massatarkastukset. Tarkastaminen vaatii raivaajilta enemmän aikaa, sillä he tekevät muita töitä tarkastusten yhteydessä. Lisäksi oletettiin, että raivaustarkastajien siirtymien kulut ovat puolet pienemmät kuin massatarkastajien, sillä loput raivaustarkastajien kuluista kohdistuu muille töille. Taulukon alussa ilmoitetaan työvoiman palkkakulut. Tämän jälkeen arvioidaan siirtymien aiheuttamia kustannuksia. Laskennan yksinkertaistamiseksi laskennassa huomioidaan vain polttoaine- ja palkkakulut. Seuraavaksi lasketaan tarkastuksen aiheuttamat palkkakulut, kun kahdeksan tunnin päivästä seitsemän tuntia tehdään tarkastuksia. Tämän jälkeen arvioidaan massatarkastusten aiheuttamia kustannuksia, kun pylvään tarkastusajan oletetaan olevan 10 min. Seuraavaksi suoritetaan sama arvio raivaustarkastukselle, kun pylvään tarkastusajaksi oletetaan 10 min 30 s. Lopuksi vertaillaan kahden vaihtoehdon kustannuksia keskenään. Kuten taulukosta on nähtävissä, edellä mainituilla oletuksilla raivaajien suorittamat tarkastukset ovat noin 2,5 % edullisempia.

Taulukko 3. Lahotarkastuksen kustannusvertailu massatarkastuksen ja raivaajan suorittaman tarkastuksen välillä.

	Työntekijän palkkakulu	45 (€/h)
	Päivittäinen ajo	60 (km)
	Keskikulutus	8 (l/100 km)
	Polttoaineen hinta	2 (€/l)
	Polttoainekulut	9,6 (€/d)
	Siirtymisen vaatima aika	1 (h/d)
	Siirtymisen kulut yhteensä	54,6 (€/d)
	Päivittäinen tarkastusaika	7 h
	Tarkastuksen palkkakulu	315 (€/d)
Massatarkastus	Pylvään tarkastusaika	10 (min)
	Päivittäiskulut	369,6 (€)
	Pylvään tarkastuksen hinta	8,80 (€/kpl)
Raivaustarkastus	Pylvään tarkastusaika	10,5 (min)
	Raivaajien päivittäiskulut	342,3 (€)
	Pylvään tarkastuksen hinta	8,58 (€/kpl)
	Säästö	0,22 (€/kpl)
	Säästö	2,51 (%)

Alla olevassa kuvassa 8 on havainnollistettu, kuinka raivaajien tehokkuudella on vaikutus raivaustarkastuksilla saavutettaviin säästöihin. Kuvasta on nähtävissä, että raivaustarkastus osoittautuu edullisemmaksi vaihtoehdoksi, mikäli raivaajat ovat enintään noin 8 %:a hitaampia kuin massatarkastajat.



Kuva 8. Raivaajien tehokkuuden vaikutus saavutettaviin säästöihin.

Edellä esitettyä kustannusvertailua voi pitää vain suuntaa antavana, sillä se sisältää paljon oletuksia. Todellisuudessa kustannusvertailu toteutetaan tarjouskilpailutuksena. Lopullista hintaa neuvoteltaessa voi edellä esitetyn kaltaista kustannusanalyysia hyödyntää hinnoittelun määrityksessä.

6.1.2 Tykkylumisensori

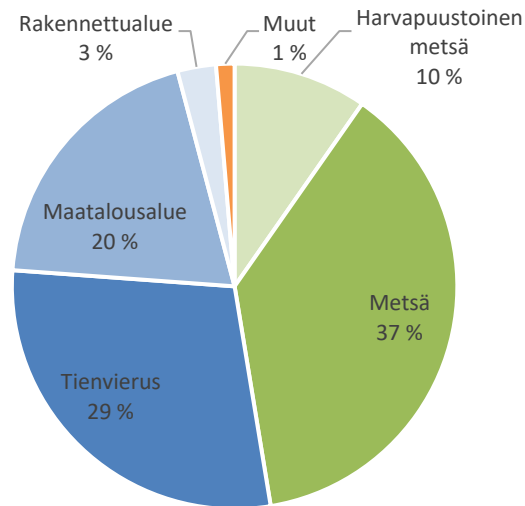
Tykkylumisensori on kustannukseltaan noin 150 €:a (Farin 2023). Asennuskustannusten oletetaan 10 € suuruisiksi. Alaluvun 5.2. mukaisesti tiedonsiirrosta ja analysoinnista aiheutuvat vuosittaiset kulut arvioidaan 30 € suuruisiksi. Vuotuisella 4 %:n korolla nettoykyarvoksi saadaan kymmenen vuoden ajalta kaavan 6 mukaisesti 255,9 €. Kokonaiskustannukset tykkylumisensorille on siis 405,9 €.

Sensoreita on asennettava jokaiseen jänneväliin, mikäli halutaan saada täydellinen varmuus tykkylumitilanteesta (Farin 2023). Leppäkosken Sähköllä jännevälän pituus on keskimäärin noin 60 m:ä. Tällöin kilometrille asennettaisiin noin 16,6 sensoria, josta seuraisi noin 6700 €/km kustannukset kymmenen vuoden ajanjaksolta. Luonnollisesti sensoreita voidaan asentaa pienempi määrä, jolloin kustannukset laskevat, mutta myös luotettavuus laskee.

Mikäli tykkylumisensoreita halutaan hyödyntää PAS-linjojen myrskyjen jälkeisiin tarkastuksiin, täytyy jokaisen jännevälän jokaiseen johtimeen asentaa oma sensorinsa (Farin 2023). Tällöin tarvitaan kolme kertaa enemmän sensoreita kuin edellä lasketussa tykkylumiesimerkissä. Tämän seurauksena kustannukset nousevat noin 20 100 €/km suuruisiksi kymmenen vuoden ajanjaksolle. Säynätjoki (2021, s. 40–41) kertoo diplomityönsään Caruna Oy:n ja Digita Oy:n kokeilusta, jossa sähkölinjan päälle kaadettiin puu ja selvitettiin, kuinka kaukaa tykkylumisensori havaitsee kyseisen puun. Kokeilun perusteella puu havaittiin neljän pylväsvälin eli noin 300–400 metrin päästä. Kokeilu suoritettiin vain yhdessä sijainnissa tietyillä olosuhteilla, joten tuloksia ei voida yleistää kaikkiin olosuhteisiin. Säynätjoki (2021, s. 47) oletti laskelmissaan, että riittävä asennusväli sensoreille on kolme pylväsväliä. Tällöin kilometrille asennettavien sensorien hinta olisi suuruudeltaan noin 6700 €.

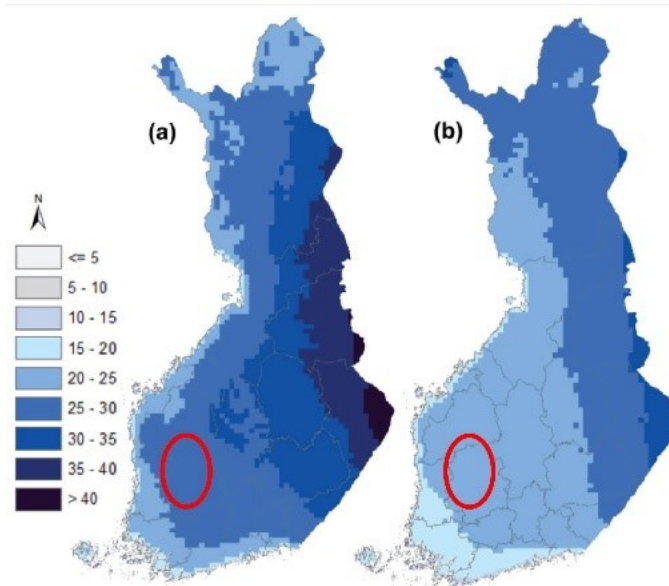
Kuvassa 9 on esitetty, missä PAS-johdot sijaitsevat Leppäkosken Sähkön verkossa. Kuvasta on nähtävissä, että 47 % johdoista on joko metsässä tai harvapuustoisessa metsässä. Kyseisten johtojen tarkastus haasteellisen maaston takia on kohtalaisen hidasta. PAS-johdoista 52 % sijaitsee alueilla, joissa tarkastus voidaan toteuttaa kohtalaisen nopeasti esimerkiksi autolla. Tällaisia alueita ovat tienvierukset, maatalousalueet ja raken-

netut alueet. Muut-kategoriaan sisältyy alueita, jolla ei tarvitse suorittaa tarkastuksia, kuten vesialueet tai avoimet suot. Mikäli tykkylumisensoreilla halutaan suorittaa PAS-linjojen tarkastuksia, järkevintä on sijoittaa sensorit alueille, joiden tarkastaminen perinteisin keinoin on hidasta. Kokonaisuudessa päällystettyä avojohtoa on hitaalla tarkastusvyöhykkeellä noin 62 kilometriä.



Kuva 9. Leppäkosken Sähkön päällystettyjen avojohtojen sijainnit alueittain.

Leppäkosken Sähkön henkilöstöä haastatellessa (Haavisto 2023; Joensuu 2023; Lehtonen 2023a) ilmeni, että tykkylumi ei juurikaan ole aiheuttanut ongelmia Leppäkosken Sähköllä. Tätä havaintoa tukee kuva 10, josta on nähtävissä puihin kertyneen lumimäärän suuruus kahdella eri laskentamenetelmällä laskettuna vuosina 1961–2010. Kuvassa on havainnollistavasti merkattu Leppäkosken Sähkön verkkoalue punaisella. Kuvasta on nähtävissä, että lumikuormat ovat suurimmillaan Itä-Suomessa. Länsi-Suomessa lumikuormat ovat selkeästi alhaisemmat.



Kuva 10. Puiden keskimääräinen lumikuorman suuruus kahdella tavalla laskettuna vuosien 1961–2010 aikana (Lehtonen et al. 2014, s.196), johon Leppäkosken Sähkön jakelualue on korostettu suuntaa antavasti.

6.1.3 Satelliittidata

Aluvussa 4.5 käsiteltiin satelliittien tuottaman datan hyödyntämistä sähköverkon kunnossapidossa. Potentiaalisia käyttökohteita satelliittidatalle ovat avohakkuiden tunnistaminen ja infrastruktuuririskien, kuten rakennustyömaiden tai luvattomien rakennusten, tunnistaminen. Leppäkosken Sähköllä ei ole tarvetta ottaa satelliitteja mukaan kunnossapitoprosessiin. Haastattelujen perusteella avohakkuut tai infrastruktuuririskit eivät ole aiheuttaneet Leppäkosken Sähkölle niin suurta haittaa, että satelliittien hyödyntäminen nähtäisiin kannattavana. Avohakkuiden aiheuttaman vähäinen riski on tunnistettu myös Laineen (2015, s. 32) diplomityössä. Työssään hän toteaa, että yksittäisiä puita jätetään varsin harvoin sähkölinjojen läheisyyteen metsänhoitosuosituksen mukaisesti.

Satelliittien hyödyntämisessä on potentiaalia kunnossapidollisesta näkökulmasta, sillä niiden käytettävyys kehittyi jatkuvasti. Tämän seurauksena tässä työssä suositellaan satelliittidatan hyödyntämismahdollisuuksien tutkimista laajemmin. Tulevaisuudessa on syytä harkinta pilottihanketta, jossa kokeillaan satelliittien hyödynnettävyyttä käytännössä. Satelliiteilla tapahtuva tarkastaminen ei ole osa Leppäkosken Sähkön ydintoimintaa, joten toiminta on syytä hankkia ulkopuolelta valmiina kokonaisuutena. Tämän työn aikarajoitteiden vuoksi aiheeseen perehdyttiin vain teoreettisesti. Työssä ei esimerkiksi selvitetty, tarjoaako joku taho tällä hetkellä kaupallista avohakkuiden tunnistuspalvelua.

6.2 Oheistarkastukset

Leppäkosken Sähkön kuntotarkastukset on tyypillisesti hoitanut ulkoinen taho. Komponentit on tarkastettu massatarkistuksina tietyn ajanjakson välein. Tämän työn myötä on tarkoitus siirtyä kohti tarveperusteista kunnossapitoa. Jotta tähän päästäisiin, Leppäkosken Sähköllä harkitaan uuden toimintatavan käyttöönottoa. Siinä yrityksen omat sähköasentajat suorittavat kuntotarkastuksia muiden töiden ohessa. Esimerkiksi kaapelinäyttöjen yhteydessä sähköasentaja voi tarkastaa muuntajan tai jakokaapin kunnan. Tässä toimintatavassa ei loppujen lopuksi ole merkittävää eroa nykyiseen, sillä ammattitaitoinen asentaja tarkastaa usein komponentin kunnan silmämääräisesti sen läheisyydessä toimiessaan. Merkittävin ero nykyiseen syntyy kuitenkin dokumentoinnissa, sillä nykyisin vain vioista ilmoitetaan eteenpäin, kun tulevaisuudessa raportoitaisiin myös laitteiden hyvästä kunnosta. Luonnollisesti kaikkia komponentteja ei ehditä tarkastamaan oheistarkastuksin ennalta määritettyjen tarkastusvälien aikana. Jäljelle jääneet komponentit tarkastetaan massatarkastuksena.

Toimintatavan muuttaminen tulee olemaan haastava prosessi, joka vaatii aluksi paljon resursseja. Kunnossapitotarkastuksista on tehtävä vaivatonta, jotta niitä todella tehdään käytännössä. Tarkastuksiin on oltava helposti saatavilla olevat selkeät ohjeet sekä dokumentoinnin on oltava vaivatonta. Leppäkosken Sähkön asentajilla on käytössä Trimble UTG -maastosovelluspalvelu (engl. Utility To Go), josta löytyy ohjeet kohteiden tarkastamiselle. Asentaja käy listan lävitse ja merkkää tabletilla tai puhelimella sovellukseen tarkastetut kohteet ja mahdolliset puutteet. Tarvittaessa sähköasentajille on tarjottava koulutusta tarkastustoimintaan liittyen, jotta tarkastukset pysyvät luotettavina ja tasalautuisina toimintatavan muutoksesta huolimatta. Esimerkiksi Adato Energia Oy tarjoaa kaksipäiväisen sähköjakeluverkon kuntotarkastuskoulutuksen hintaan 840 € (alv. 0 %) (Adato Energia Oy b). Luonnollisesti hankkeen alussa tarkastukset vaativat sähköasentajilta enemmän aikaa kuin tarkastustoimiin erikoistuneilta henkilöltä. Ajan mittaan sähköasentajien osaaminen kuitenkin kasvaa, joten myös kohteiden tarkastukset nopeutuvat.

Kunnossapitokäytäntöjen muuttaminen tulee muuttamaan työnjohdon ja suunnittelun työtä huomattavasti. Nykyisin kunnossapitotoimet toteutetaan esimerkiksi kuuden vuoden sykleissä. Tarkistusten välissä tarkastustoimintaan ei juurikaan tarvitse kiinnittää huomiota. Uudessa toimintatavassa tarkastustoiminnan jaksollisuus muuttuu jatkuvatoimiseksi toiminnaksi. Käytännössä tämä tarkoittaa, että työnjohdon on säännöllisesti seurattava tarkastusten tuloksia ja huolehdittava, että puutteet korjataan. Lisäksi heidän on varmistettava, että komponenttien ennalta määritetyt tarkastusvälit eivät ylitä. Käytännössä tämä tarkoittaa, että työnjohdon on säännöllisesti tehtävä Finder-haku Trimble

NIS -verkkotietojärjestelmällä. Haun tuloksena saadaan tiedot komponenteista, jotka on tarkastettava esimerkiksi seuraavan puolen vuoden aikana.

Merkittävä osa tarkastusten kustannuksista aiheutuu kohteelle siirtymisestä. Tämän seurauksena kohteella käymistä on syytä välttää. Mikäli kohteella käydään, on syytä pyrkiä tekemään mahdollisimman paljon asioita kerralla. Tämän vuoksi tarkastustoiminta pyritään yhdistämään muuhun työhön. Kaapelinäyttöjen lisäksi oheistarkastuksia voidaan tehdä ainakin imurointien ja maadoitusmittausten yhteydessä. Sen sijaan vikatöinä suoritettavien korjaustöiden tai sulakkeiden vaihtojen yhteydessä ei suoriteta tarkastuksia. Nyrkkisääntönä voidaan pitää, että oheistarkastuksia tehdään vain säännöllisellä työajalla kiireettömien töiden yhteydessä, kun muut työt eivät merkittävästi häiriinny. Oheistarkastuksia tullaan suorittamaan lähtökohtaisesti vain maakaapeliverkon komponenteille. Ilmajohtoverkon komponenteille ei ole tarpeellista suorittaa oheistarkastuksia, sillä ilmajohtoverkossa tarkastukset voidaan toteuttaa kustannustehokkaasti ilmatarkastuksina.

Satunnaisesti suoritettavien tarkastuksen riskinä on, että tiettyjä kohteita tarkastetaan liiallisesti. Tämä toki parantaa turvallisuutta, kun tarkastusten määrä kasvaa ja tietoisuus sähköverkon kunnosta paranee. Ongelma kuitenkin on, että taloudelliset kustannukset nousevat liian suuriksi saavutettuihin hyötyihin nähden. Toisin sanoen laitteiden kunnosta saadaan riittävästi tietoa vähemmällä määrällä tarkastuksia. Jotta ylimääräisiltä tarkastuksilta vältytään, määritellään ajanjakso, jota ennen uutta tarkastusta ei suoriteta kohteelle. Esimerkiksi muuntamolle voitaisiin asettaa kolmen vuoden karenssiaika, jota ennen sitä ei tarkasteta uudelleen. Karenssiajan määrittely on tehtävä huolellisesti, sillä karenssiajalla on vaikutus tietyillä kohteilla tehtävien huoltojen määrään. Voidaan olettaa, että asettamalla karenssiaika lyhyeksi lisätään tärkeimpien kohteiden tarkastusten määrää. Tämä väite perustuu oletukseen, jossa sähköverkon kannalta tärkeimmillä kohteilla käydään useammin kuin vähemmän tärkeillä.

Monilla komponenteilla suoritetaan säännöllisiä tarkastuksia. Niiden avulla voidaan arvioida oheistarkastusten yleisyyttä. Leppäkosken Sähkön muuntajista 80 % ovat ilmaeristeisiä, joita on imuroitava säännöllisesti. Täten vähintään 80 % muuntajista voidaan tarkastaa oheistarkastuksina. Potentiaalia on todellisuudessa tätäkin enemmän, sillä osalle SF6-eristeisistä muuntajista suoritetaan säännöllisiä maadoitusmittauksia. Oheistarkastusten käytettävyyttä parantaa myös kaapelinäytöt. Niiden yleisyydestä ei kuitenkaan ole riittävästi tietoa saatavilla, jotta niiden vaikutus voitaisiin huomioida luotettavasti. Todellisuudessa oheistarkastusten määrä jää edellä esiteltyjä arvioita alhaisemmaksi, sillä sähköasentajien työaika ei riitä kaikkien kohteiden tarkastamiseen. Käytännössä edellä esitetyn tarkastusmäärän saavuttaminen vaatisi lisähenkilökunnan palkkaamista.

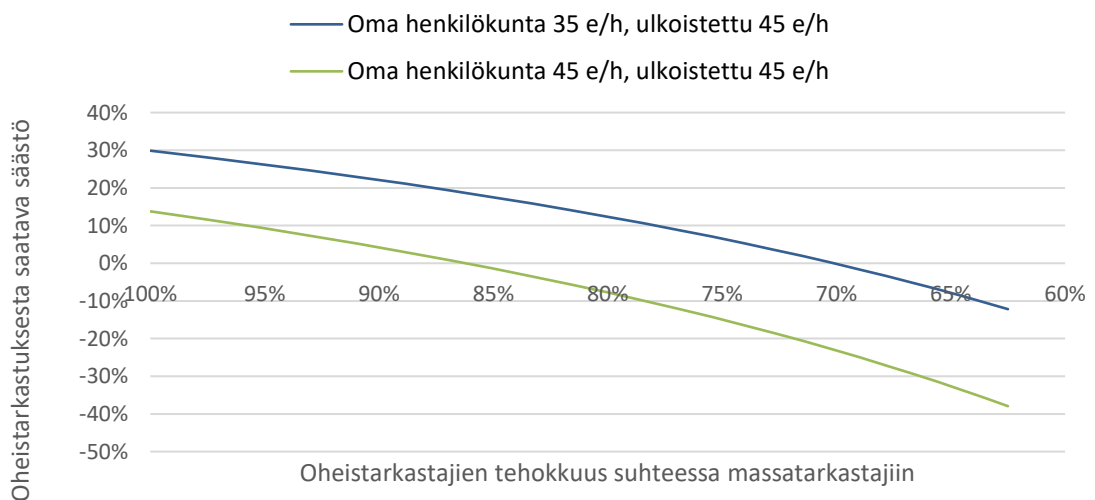
Jakokaapeille ja erottimelle suoritettavien oheistarkastusten potentiaalia ei arvioida tässä työssä. Jakokaapeilla ei käy säännöllisesti esimerkiksi maadoitusmittausten tai imurointien yhteydessä. Tämän vuoksi oheistarkastusten yleisyyden arviointi on haasteellista. Erottimille suoritettavien maadoitusmittausten yleisyyttä ei arvioida, sillä Leppäkosken Sähkön maadoitusverkon dokumentointi on puutteellista, eikä puutteiden paikkaaminen ole oleellinen osa tätä työtä. Tulevaisuudessa dokumentointia on kehitettävä, jotta maadoitusmittauksia ei suoriteta kohteissa, joissa niitä ei vaadita.

Taulukossa 4 on vertailtu muuntamon kuntotarkastusten aiheuttamia kustannuksia, kun tarkastuksen suorittaa ulkoistettu taho massatarkastuksena tai oma henkilökunta oheistarkastuksena. Laskennassa oletettiin, että oman työvoiman käyttö on 10 €/h edullisempaa kuin ulkoistetun työvoiman. Lisäksi oletettiin, että oheistarkastukset vaativat 25 % enemmän aikaa kuin massatarkastukset. Oheistarkastusten tekijät suorittavat muita töitä tarkastusten lisäksi, joten tarkastustoimintaan menee todennäköisesti enemmän aikaa kuin pelkästään tarkastuksia suorittavalta henkilöltä. Lisäksi oheistarkastuksiin kohdistettiin vain puolet siirtymisen kuluista, sillä loput kulut kohdistetaan muille töille. Taulukon alussa ilmoitetaan työvoiman palkkakulut. Sen jälkeen lasketaan päivittäisten siirtymisten aiheuttamat kustannukset. Laskennan yksinkertaistamiseksi laskennassa huomioidaan vain polttoaine- ja palkkakulut. Tämän jälkeen lasketaan tarkastustoiminnan aiheuttamat palkkakulut, kun kahdeksan tunnin työpäivästä kaksi tuntia kuluu siirtymiin ja kuusi tarkastustoimintaan. Lopuksi lasketaan massa- ja oheistarkastusten aiheuttamat kustannukset ja niitä vertaillaan keskenään. Kuten taulukosta on nähtävissä, edellä mainituilla oletuksilla oheistarkastuksista saadaan noin 12 % säästö.

Taulukko 4. Muuntamon tarkastuksen kustannusvertailu ulkoistetun massatarkastuksen ja oman henkilökunnan suorittaman oheistarkastuksen välillä.

	Oman työntekijän palkkakulu	35 (€/h)
	Ulkoistetun työntekijän palkkakulu	45 (€/h)
	Päivittäinen ajo	80 (km)
	Keskikulutus	8 (l/100 km)
	Polttoaineen hinta	2 (€/l)
	Polttoainekulut	12,8 (€/d)
	Siirtymisen vaatima aika	2 (h/d)
	Siirtymisen kulut yhteensä	102,8 (€/d)
	Päivittäinen tarkastusaika	6 h
	Oman tarkastuksen palkkakulu	210 (€/d)
	Ulkoistetun tarkastuksen palkkakulu	270 (€/d)
Massatarkastus	Muuntamon tarkastusaika	40 (min)
	Päivittäiskulut	372,8 (€)
	Muuntamon tarkastuksen hinta	41,42 (€/kpl)
Oheistarkastus	Muuntamon tarkastusaika	50,0 (min)
	Päivittäiskulut	261,4 (€)
	Muuntamon tarkastuksen hinta	36,31 (€/kpl)
	Säästö	5,12 (€/kpl)
	Säästö	12,35 (%)

Edellä käsitelty kustannusvertailu sisältää paljon oletuksia, joten tulokset ovat vain suuntaa antavia. Kuvassa 11 on havainnollistettu, kuinka oheistarkastajien tehokkuus vaikuttaa oheistarkastuksilla saavutettaviin säästöihin. Sininen käyrä kuvastaa tilannetta, jossa oman henkilökunnan palkkakulut ovat 35 €/h ja ulkoistetun työvoiman kulut 45 €/h. Vihreä käyrä puolestaan kuvastaa tilannetta, jossa molempien kulut ovat 45 €/h suuruiset. Kuvasta on nähtävissä, että molempien palkkakulujen ollessa 45 €/h oheistarkastukset osoittautuvat edullisemmaksi vaihtoehdoksi, mikäli oheistarkastajien tehokkuus on enintään noin 15 % alhaisempi kuin massatarkastajien.



Kuva 11. Oheistarkastajien tehokkuuden vaikutus saavutettaviin säästöihin kahdella eri palkkakustannuksilla laskettuna.

6.3 Muuntamot

Ilmaeristeisten puistomuuntamoiden imurointi suoritetaan pölyherkissä kohteissa jatkossa 1–3 vuoden välein. Pölyherkkyys määritellään CLC-aineiston ja kokemuksen perusteella. Esimerkiksi hiekkateiden ja kivimurskaamojen lähettyvillä pölyä esiintyy todennäköisesti suuria määriä. Muilla kuin pölyherkillä kohteilla imurointi suoritetaan 4–6 vuoden välein. Imurointiväli voidaan asettaa kohtalaisen pitkäksi, sillä imuroinnit kohdistetaan riskianalyysin perusteella. Pölyherkillä kohteilla imuroidaan usein ja muualla harvemmin. Ensimmäisellä imurointikierroksella kannattaa imuroida kaikki kohteet, jotta saadaan tarkennettua CLC-aineistosta luotua arvioita pölyherkyydestä.

SF6-eristeisiä puistomuuntamoita ei tarvitse imuroida, joten niille suoritetaan vain kuntotarkastus 6 vuoden välein. Myös ilmaeristeisillä puistomuuntamoilla suoritetaan kuntotarkastus vähintään 6 vuoden välein imurointien yhteydessä. Muuntamoiden tarkastuksia pyritään tekemään oheistarkastuksina, kuten alaluvussa 6.2 käsiteltiin.

Pylväsmuuntamot tarkastetaan ilmakuvista 4 vuoden välein. Lisäksi pylväsmuuntamoille suoritetaan kävelytarkastus yleensä 12 vuoden välein, samalla kun niille tehdään maadoitusmittaukset. Pylväsmuuntamoille ei suositella sensorointia, sillä niiden kunnosta voidaan huolehtia riittävän hyvin ilmatarkastuksin. Lisäksi pylväsmuuntamoiden sensorointi on teknisesti haasteellisempaa ja siitä saatavat hyödyt ovat alhaisemmat kuin puistomuuntamoissa (Niemi 2019, s. 40).

Elsys ERS -sensorilla voidaan seurata muuntamoiden valoisuutta, lämpöä, kosteutta ja liikettä. Sensori on hinnaltaan noin 80 € (Elektroniksystem i Umeå AB). Sensorin asennuskulut oletetaan 10 € suuruisiksi, mikäli asennus tehdään muiden töiden yhteydessä. Sensorin käyttöiäksi oletetaan kahdeksan vuotta. Sensorille luvataan 10 vuoden paristonkesto optimiolioissa. Todellinen paristonkesto on kuitenkin riippuvainen muun muassa lähetystaajuudesta ja ympäristön olosuhteista. (Elektroniksystem i Umeå AB) Sähköverkko-yhtiöt ovat asentaneet Elsys ERS -sensoreita jo lähes 10 000 kappaletta ympäri suomea (Farin 2023), joten niiden toimivuus on todistettu käytännössä. Alaluvun 5.2. mukaisesti tiedonsiirrosta ja analysoinnista aiheutuvat vuosittaiset kulut arvioidaan 30 € suuruisiksi. Kaavan 5 mukaisesti kahdeksan vuoden aikana syntyneiden tiedonsiirron ja analysoinnin kulujen nettonykyarvo 3 %:n korkokannalla on 210,6 €. Edellä esitettyjen oletusten mukaisesti sensorin aiheuttamat kokonaiskulut kahdeksan vuoden ajalle ovat 300,6 €.

Muuntamo koostuu kolmesta lohkokosta: pien- ja keskijännitelaitteistosta sekä muuntajasta. Tämän seurauksena on mahdollista, että yksi sensori ei riitä kattamaan koko

muuntamorakennusta. Tässä tarkastelussa kuitenkin oletetaan, että yksi sensori on riittävä. Mikäli muuntamon pitoajaksi oletetaan 50 vuotta, sensoreita tarvittaisiin seitsemän kappaletta koko sen käyttöiän kattamiseen. Tästä seuraisi sensoroinnin kokonaiskustannuksiksi

$$\sum_{t=1}^{50} \frac{30 \text{ €}}{(1+0,03)^t} + \sum_{t=1}^7 \frac{(80+10) \text{ €}}{(1+0,03)^{8*t}} \approx 1044,8 \text{ €}. \quad (7)$$

Energiaviraston määrittelemä yksikköhinta ulkoa hoidettavalle jakelumuuntamolle, jossa on enintään 630 A -nimellisvirrallinen PJ-keskus, on 15400 € (Energiavirasto 2021, s. 99). Kyseisen jakelumuuntamon sensorointi Elsys ERS -sensorilla maksaisi noin 14,7 % muuntamon kokonaisarvosta.

Niemi (2019, s. 57, 79) arvioi diplomityössään muuntamon sensoroinnin kustannuksia ja siitä saatavia säästöjä. Laskennassa muuntamoon sijoitettiin kaksi sensoria, joilla seurataan ääntä, värähtelyä, lämpötilaa ja kosteutta. Niemen mukaan yhden muuntamon sensorointi kustantaisi noin 410 € kuuden vuoden ajalta. Koska sensoreilla seurataan myös ääntä ja värähtelyä, seurannan avulla voidaan saavuttaa KAH-kustannusten alenemista. Niemi arvio KAH-kustannusten laskevan 100–150 € muuntamoa kohden. Toisin sanoen sensoroinnista todelliset kustannukset olisivat 260–310 €.

Niemen (2019) laskennassa oletettiin, että sensoreita asennetaan verkkoon 1000 kappaletta. Suuren sensorimäärän ansioista sensoroinnilla voidaan saavuttaa säästöjä viikojen ennakkoinnista ja kunnossapidon tehostamisesta. Säästöjen realisoituminen kuitenkin vaatii aikaa, jotta tietoa saadaan kerättyä sensoreilta riittävästi luotettavien johtopäätösten tekemiseen muuntamoiden ikääntymisestä. (Niemi 2019, s. 64, 79) Tämän takia on epätodennäköistä, että vähäiseltä määrältä sensoreita voidaan kerätä riittävästi tietoa johtopäätösten tekemiseen. Leppäkosken Sähköllä ei toistaiseksi ole halukkuutta laajamittaisiin sensori-investointeihin. Tämän takia Leppäkosken Sähkölle ei suositella puistomuuntamoihin sellaisia sensoreita, joilla tavoitellaan KAH-kustannuksista säästöjä. Tällaisia ovat esimerkiksi äänisensorit ja värähtelysensorit. Sen sijaan erityisen korkean riskin omaaville puistomuuntamoille suositellaan turvallisuutta parantavia sensoreita. Tällaisia ovat erityiskohteet, jotka sijaitsevat esimerkiksi koulujen lähistöllä. Aihetta käsitellään tarkemmin alaluvussa 6.6.

Niemi (2019) mainitsee diplomityössään, että sensorointi voi tuottaa lisäarvoa myös muilla tavoilla. Sensoroinnilla on ainakin teoriassa mahdollista pidentää tarkastusväliä ja komponentin elinkaarta. (Niemi 2019, s. 79) Ongelmana kuitenkin on, että sensoreilla ei voi voida valvoa kaikkia kuntotarkastuksessa tarkastettavia asioita. Esimerkiksi varoituskylltien olemassaolon ja muuntamorakenteen siisteyden valvonta vaatisi käytännössä

videovalvontaa. Sen toteutus on kuitenkin niin kallista, ettei se ole realistinen vaihtoehto. Mikäli sensoroimalla kohdetta olisi mahdollista pidentää tarkastusten väliä, saavutettu hyöty jäisi kuitenkin alhaiseksi. Haastateltavalta saadun salassa pidettävän tiedon perusteella muuntamon kuntotarkastus kustantaa joitakin kymmeniä €:ja. Aiemmin tässä alaluvussa toteutetun kustannuslaskennan perusteella sensoroinnin toteutus kustantaa satoja €:ja. Tästä seuraa, että sensorointia ei kannata toteuttaa pelkästään tarkastusvälin pidentämisen vuoksi. Toki asiaan on kiinnitettävä huomioitava, mikäli sensorointi järjestetään muista syistä.

6.4 Jakokaapit

Kosketussuojattujen jakokaappien kuntotarkastukset tullaan jatkossa suorittamaan vähintään 10 vuoden välein kävelytarkastuksina. Sen sijaan kosketussuojaamattomat kaapit tullaan tarkastamaan vähintään 5 vuoden välein. Tarkastuksia tullaan suorittamaan oheistarkastuksina, jolloin todellinen tarkastusväli tulee olemaan edellä mainittuja aikavälejä lyhyempi merkittävällä osalla jakokaapeista. Oheistarkastuksia käsiteltiin tarkemmin alaluvussa 6.2.

Jakokaapin oven asentoa voidaan seurata esimerkiksi Milesight WS301 -ovikontaktisensorilla, josta saadaan ainoastaan tilatieto oven aukeamisesta tai sulkeutumisesta. Sensori on hintaluokaltaan noin 45 € (Farin 2023). Sensorin asennuskuluiksi oletetaan 10 € ja käyttöäiksi kahdeksan vuotta. Edellisen alaluvun mukaisesti tiedonsiirrosta ja analysoinnista aiheutuu 210,6 € kustannukset kahdeksan vuoden ajalta. Kokonaiskulut ovat 265,6 €.

Edellisessä alaluvussa esiteltiin muuntamoihin asennettava Elsys ERS -sensori. Kyseinen sensori voidaan asentaa myös jakokaappeihin. Edellisen alaluvun laskennan perusteella kokonaiskulut kahdeksan vuoden ajanjaksolle ovat 300,6 €. Elsys ERS -sensori seuraa muun muassa valoisuutta, joten se havaitsee rakenteen vaurioita tarkemmin kuin Milesight WS301 -ovikontaktisensori. Ovikontaktisensori ei kykene havaitsemaan esimerkiksi kaapin kylkeen tulleita reikiä, joita valosensori sen sijaan havaitsee. Valosensorin toiminta on epävarmaa pimeään aikaan, sillä sensori ei havaitse kaapin aukeamista, mikäli valoisuudessa ei tapahdu muutosta. Ovikontaktisensori sen sijaan toimii vuorokauden ympäri. Edellä esitelty ovikontaktisensori ei myöskään havaitse jakokaapin kallistumista. Jakokaapin kallistuksen seuranta on erityisen tärkeää, sillä Hirvosen (2017, s. 30) diplomityössä suorittamansa tutkimuksen mukaan 60 % Elenian jakokaapeille suoritetuista kunnossapitokustannuksista aiheutui jakokaappien oikaisuista. Tästä voidaan päätellä, että jakokaappien kallistuminen esimerkiksi roudan seurauksena on

yleinen ongelma. Toki kallistumien yleisyyteen vaikuttaa perustusten laadukkuus ja jakokaapin olosuhteet. Tämän takia jakokaappien kallistuminen ei välttämättä ole Leppäkosken Sähköllä yhtä yleinen ongelma kuin Eleniällä.

Energiavirasto määrittelee enintään 400 A -jakokaapin yksikköhinnaksi 730 € (Energiavirasto 2021, s. 97). Mikäli oletetaan jakokaapin pitoajaksi 40 vuotta, sensoreita tarvittaisiin viisi kappaletta koko jakokaapin elinkaaren kattamiseen. Elsys ERS -sensorilla tästä seuraisi 3 % korkokannalla kokonaiskustannukset, jonka suuruus on

$$\sum_{t=1}^{40} \frac{30 \text{ €}}{(1+0,03)^t} + \sum_{t=1}^5 \frac{(80+10) \text{ €}}{(1+0,03)^{8*t}} \approx 1005,8 \text{ €}. \quad (8)$$

Jakokaapin sensorointi kustantaisi täten 137,8 % jakokaapin arvosta.

Sensoroinnin kannattavuuden arvioiminen on haasteellista jakokaapeille, sillä sensoroinnin vähentämien vikojen määrää on vaikeaa arvioida. Riittävän datamäärän kerääminen luotettavaa analyysiä varten vaatii vuosia, eikä silloinkaan saada varmoja säästöjä. Jakokaappien sensoroinnin hyöty realisoiduu turvallisuuden parantumisenä. Siitä saatavaa hyötyä on kuitenkin haasteellista arvioida taloudellisesta näkökulmasta. Sensoroinnilla ei voida korvata kuntotarkastuksia. Pelkästään tarkastusvälin pidentäminen on kyseenalaista, sillä sensoreilla ei voida valvoa kaikkia kuntotarkastuksessa tarkastettavia asioita. Tästä kaikesta seuraa, että päätös jakokaapeissa tapahtuvaan sensorointiin riippuu pitkälti yrityksen strategiasta sekä riskinottokyvykkyydestä ja -halukkuudesta.

Jakokaapit ovat kohtalaisen edullisia komponentteja, joiden vikaantumien ei aiheuta merkittävää haittaa sähkönjakelulle. Lisäksi jakokaappien käyttövarmuus on korkea. Tämän seurauksena jakokaapeille ei suositella laajamittaista sensorointia. Sen sijaan kohdistamalla sensorointi riskialttiuden perusteella vain riskialttiille kohteille, voidaan sensorointi toteuttaa ilman, että kustannukset nousevat liiallisuuksiin. Erityiskohteiden kunnossapitoa tarkastellaan alaluvussa 6.6.

6.5 Erottimet

Kaikki erotinaseman erottimet tullaan huoltamaan kerralla, vaikka vain yksi olisi vikaantunut. Tämä on tehokkain ratkaisu, sillä erottimen huolto vaatii paljon oheistoimintaa itse huollon lisäksi. Tällaisia toimia ovat muun muassa käyttökatkon suunnittelu ja toteutus sekä kohteelle siirtyminen huoltoa suorittamaan (Niemi 2018, s. 75).

Käsierottimien kuntotarkastukset tullaan toteuttamaan neljän vuoden välein ilmakeinon perustuvina tarkastuksina. Suurimmalle osalle käsierottimista suoritetaan 12 vuoden välein maadoitusmittaus, jonka yhteydessä erottimet tarkastetaan myös maasta käsin.

Kaukokäyttöisten erottimien tapauksessa kuntotarkastukset suoritetaan ilmajohtoverkon osalta myös 4 vuoden välein ilmakuviin perustuvina tarkastuksina. Rakenteella suojaetuissa erottimissa kuntotarkastukset suoritetaan vähintään kahdeksan vuoden välein tai useammin muiden tarkastusten yhteydessä. Oheistarkastuksia käsiteltiin tarkemmin alaluvussa 6.2.

Kaukokäyttöisille erottimille tehtävissä mittauksissa pyritään hyödyntämään mahdollisimman paljon etämittauksia. Erottimen ohjauksen vaatima liike-energia ja akuston kunto tullaan mittaamaan etänä, mikäli se on mahdollista. Liike-energian mittaus vaatii erottimen ohjauksen, kun taas etänä suoritettava akustotesti estää erottimen ohjauksen. Tämän vuoksi mittaukset kannattaa tehdä aikoina, jolloin siitä aiheutuu mahdollisimman vähän häiriötä muulle toiminnalle. (Niemi 2018, s. 73) Mittaukset tehdään toimistoaikojen ulkopuolella sekä aikoina, jolloin ei ole myrskyn uhkaa.

Kaukokäytettäville erottimille tehdään liike-energian mittauksia aluksi kerran vuodessa. Myöhemmin on harkittava, olisiko syytä siirtyä kahdesti tai neljästi vuodessa suoritettavaan mittaukseen. Alussa kerran vuodessa toteutettava mittaus on kuitenkin riittävä, jotta mittaukset eivät häiritse liikaa muuta toimintaa. Mittausten perusteella laitteille määritellään raja-arvot, joiden ylittyessä erottimille tilataan huolto. Raja-arvoja määriteltäessä on huomioitava erotinmallien eroavaisuudet, joten yhtä ja samaa raja-arvoa ei voida käyttää kaikille erottimille. Mittaukset suoritetaan aikaan, jolloin ei ole pakkasta, koska esimerkiksi erottimeen kertynyt jää voi nostaa erottimen ohjauksen vaatimaa liike-energiaa väliaikaisesti. Erottimet on suunniteltu siten, että ne kykenevät murtamaan tietyn paksuisen jään erottimen pinnalta (Elovaara & Haarla 2011b, s. 192). Tämän vuoksi yksittäinen korkean liike-energian vaatima ohjaus ei lähtökohtaisesti tarkoita, että erotin olisi vikaantunut.

Etänä suoritettavat akustotestit tullaan suorittamaan kerran vuodessa. Niemi (2018, s. 73) totesi diplomityössään, että akustotestejä ei kannata suorittaa useammin, sillä ne purkavat akut, jonka seurauksena akut ovat hetkellisesti testien jälkeen poissa käytöstä. Akuston purkaminen heikentää myös sen kuntoa, joten testien aikaväliä ei kannata asettaa liian tiheäksi. Akustotestien aikaan erottimilla on asetettava niiden ohjauksenesto päälle, joka estää myös vianrajaustyökalun (engl. Fault Location, Isolation and Restoration, FLIR) käytön. Tämän vuoksi myös akustotestit on ajoitettava ajankohtaan, joka ei häiritse liikaa muuta käyttötoimintaa.

Kaukokäytettäville erottimille, joille ei voida suorittaa akustotestejä etänä, tehdään testit maastossa kolmen vuoden välein. Kun akustojen kunnosta saadaan kerättyä lisää tietä-

mystä, on harkittava voiko aikaväliä pidentää vai pitääkö sitä lyhentää. Myös vaihtoehtoa, jossa akustoja ei testata lainkaan, vaan akustot vaihdetaan tietyn ajanjakson välein riippumatta akuston kunnosta, on harkittava. Maastossa suoritettavien akustotestien yhteydessä erottimeen suoritetaan silmämääräinen kuntotarkastus.

6.6 Erityiskohteet

Erityiskohteiksi luokitellaan sähköverkossa olevat komponentit, jotka sijaitsevat päiväkotien, koulujen tai muiden vastaavien tärkeiden kohteiden läheisyydessä. Erityiskohteiden lähistöllä on usein suuri määrä lapsia ja heidän turvallisuutensa varmistamiseksi sähköverkon komponenteille tehdään ylimääräisiä tarkastuksia ja huoltoja. Erityiskohteiden keskeinen sijainti lisää riskiä ilkvallan kohteeksi joutumiseksi (Turunen 2021, s. 25). Ilkivallan seurauksena ovia saatetaan murtaa, varoituskylttejä varastaa tai rakenteita sotkea. Jotta erityiskohteiden kunto voidaan varmistaa, tullaan tarkastuksia suorittamaan kaksi kertaa useammin kuin muissa kohteissa. Esimerkiksi kosketussuojattuja jakokaappeja tullaan tarkastamaan viiden vuoden välein normaalin kymmenen sijaista. Kuten muissakin maakaapeliverkon komponenteissa, myös erityiskohteissa tullaan hyödyntämään oheistarkastuksia. Aihetta käsiteltiin alaluvussa 6.2.Tihennetyin tarkastusvälin lisäksi erityiskohdepuistomuuntamoita ja -jakokaappeja aletaan valvomaan IoT-sensoreiden avulla.

Erityiskohteisiin kohdistettua tarkennettua kunnossapitoa on haasteellista perustella taloudellisesti. Kunnossapidolla saadaan korotettua henkilöturvallisuutta, mutta rahallista hyötyä sillä ei varsinaisesti saavuteta. Toki rahalliseksi hyödyksi voidaan nähdä mahdolliset väliin jäävät tapaturmista aiheutuvat oikeudenkäyntikulut ja korvaukset. Onnettomuudet ovat kuitenkin harvinaista, mikä tekee taloudellisen tarkastelun haasteelliseksi.

Muuntamoihin ja jakokaappeihin asennettava sensori tulee olemaan Elsys ERS -sensori, joka mittaa valoa, liikettä, lämpötilaa ja ilmankosteutta. Mitattavista kohteista kaksi ensimmäistä ovat turvallisuuden kannalta tärkeimmät, sillä niiden avulla voidaan varmistaa, että ovet ovat kiinni eikä rakenne ole vioittunut esimerkiksi auto-onnettomuuden seurauksena. Lämpötilan ja ilmankosteuden seurannan avulla pyritään arvioimaan paremmin muuntajan jäljellä olevaa käyttöikää. Näiden tietojen keräyksestä saavutettavan hyödyn realisoituminen vaatii kuitenkin lisätutkimusta ja siihen saattaa mennä vuosia.

Alaluvussa 6.3 suoritettujen kustannuslaskennan perusteella Elsys ERS -sensorin aiheuttamat kustannukset kahdeksan vuoden ajanjaksolta ovat 300,6 €. Kokonaiskustannukset ovat korkeammat, mikäli sensoriin on vaihdettava paristoja kyseisenä ajanjaksona. Kustannukset nousevat myös silloin, jos muuntamoon on asennettava useampi sensori

koko muuntamon valvonnan kattamiseksi. Tämänkaltaisissa tapauksissa on harkittava esimerkiksi Milesight WS301 -ovikontaktisensorien asentamista Elsys ERS -sensorin puutteiden kattamiseksi. Alaluvussa 6.3 mukaan Milesight WS301 -sensorin kokonaiskustannukset kahdeksan vuoden ajalta ovat 265,6 €.

Niemi (2019, s. 63) totesi diplomityössään, että lyhytaikaisissa pilottihankkeissa voidaan hyödyntää valmiita IoT-sensorointijärjestelmiä. Järjestelmä voidaan hankkia palveluna esimerkiksi IoT-sensorin laitetoimittajilta. Sen sijaan laajemmissa kokonaisuuksissa on syytä käyttää järjestelmiä, jotka on integroitu verkkoyhtiön muihin järjestelmiin. Käyttämällä valmista palvelua, on mahdollista säästää järjestelmän kehityskuluissa. Leppäkosken Sähkön on mahdollisuuksien mukaan hyödynnettävä Enermix Oy:n tarjoamaa Talotohtori-järjestelmää, sillä Leppäkosken Sähköllä on järjestelmän käytöstä aiempaa kokemusta. Lisäksi Leppäkoski Group Oy on Enermix Oy:n osaomistaja, joten mahdollisia synergiaetuja on syytä hyödyntää. Talotohtori-järjestelmän integrointi osaksi SCADA-käytönvalvontajärjestelmää tai Trimble DMS -käyttötukijärjestelmää (engl. Distribution Management System) ei todennäköisesti ole kannattavaa. Tämän vuoksi on otettava käyttöön esimerkiksi sähköpostihälytysjärjestelmä, jossa Talotohtori-järjestelmä lähettää valvomoon hälytyksen esimerkiksi muuntamon oven aukeamisesta. Hälytyksen avulla valvomo saa reaaliaikaisesti tiedon hälytyksistä, vaikka Talotohtori-järjestelmä ei olisi hälytyshetkellä hetkellä avattuna. Tulevaisuudessa on harkittava paremmin integroituneen järjestelmän käyttöönottoa, etenkin jos sensorien määrä kasvaa merkittävästi.

7. YHTEENVETO

7.1 Tutkimusongelmien tarkastelu

Työn ensimmäisenä tavoitteena oli tarvepohjaisen kunnossapito-ohjelman luonti Leppäkosken Sähkölle. Selvityksen perusteella ilmajohtoverkolle suositellaan neljän vuoden välein suoritettavaa ilmatarkastusta. Se pitää sisällään verkon valokuvauksen ja laserkeilauksen. Niiden avulla komponenteille suoritetaan kuntotarkastus ja raivaustarpeen määrittäminen. Työssä ei selvitetty, onko ilmatarkastukset kannattavampi suorittaa helikoptereilla vai droneilla. Lopullinen päätös tehdään kilpailutuksen ja yrityksen strategian perusteella. Sähkölinjan raivauksissa suositellaan raivaustarkastusten käyttöä. Niissä raivauksen suorittava yritys tarkastaa myös pylväiden lahoisuusasteen sekä suorittaa muita pientöitä. Raivaustarkastusten ansioista ilmajohtoverkolle ei tarvitse suorittaa erillistä kävelytarkastusta.

Maakaapeliverkon komponentit tarkastetaan jatkossakin perinteisesti kävelytarkastuksina. Tarkastuksiin kehitettiin kuitenkin uudenlainen toimintatapa, jossa Leppäkosken Sähkön omat sähköasentajat tarkastavat komponentteja muiden töiden ohessa niin kutsuttuina oheistarkastuksina. Kaikkia komponentteja ei ole tarkoitus tarkastaa oheistarkastuksina, siksi tarkastamatta jääneet kohteet tarkastetaan määräajan päätteeksi masatarkastuksena. Siirtymistä muodostuu merkittävä osa perinteisten kuntotarkastusten kustannuksista, joten siirtymiä vähentämällä voidaan tehostaa toimintaa. Oheistarkastuksia voidaan suorittaa esimerkiksi imurointien, kaapelinäyttöjen ja maadoitusmittausten yhteydessä.

Kaukokäyttöisten erottimien ohjauksen vaatiman liike-energia tullaan jatkossa mittaamaan vuosittain kaikille erottimille, joille se on mahdollista. Vuosittain suoritetaan myös akustotestit kaukokäyttöisille erottimille etänä, mikäli se on mahdollista. Mikäli mittaus vaatii paikan päällä käynnin, akustotesti suoritetaan kolmen vuoden välein. Paikan päällä suoritettavan akustotestien yhteydessä erottimille suoritetaan silmämääräinen kuntotarkastus.

Työn toisena tavoitteena oli selvittää, voidaanko IoT-sensoreita hyödyntää sähköverkoyhtiön kunnossapitoprosessissa. Työssä perehdyttiin ilmajohtojen, muuntajien, jakokaappien ja erottimien sensorointiin. Ilmajohtoverkkoon sijoitettavia sensoreita ei koettu tarpeelliseksi, sillä ilmatarkastukset ovat kustannustehokas keino ilmajohtoverkon kunnonvalvontaan.

Sensoreilla on enemmän potentiaalia maakaapeliverkossa kuin ilmajohtoverkossa, sillä vaihtoehtoista kustannustehokasta kunnonvalvonta tapaa ei ole maakaapeliverkossa. Sensoreilla turvallisuuden parantaminen on kohtalaisen yksinkertaista ja hyödyt ovat saatavilla välittömästi. Sen sijaan toimitusvarmuuden parantaminen on ongelmallisempaa. Sensoreita on asennettava verkkoon suuri määrä, jotta tietoa voidaan kerätä riittävästi luotettavien johtopäätöksiä varten. Lisäksi sensoroinnin mahdollistamat säästöt realisoituvat todennäköisesti vasta vuosien päästä. Leppäkosken Sähköllä ei toistaiseksi ole halukkuutta laajamittaisiin sensori-investointeihin. Tämän vuoksi Leppäkosken Sähkölle suositellaan sensorointia vain erityiskohteisiin, jotka sijaitsevat esimerkiksi koulujen lähitöillä. Erityiskohteiden sensorointia voidaan pitää pilottihankkeena, jonka avulla voidaan kartoittaa kokemusta sensoroinnin toteutuksesta.

7.2 Tutkimuksen luotettavuus ja jatkotutkimusaiheet

Haasteita sensoroinnin tutkimiseen aiheutti se, että sähköverkkojen IoT-sensorointia on varsin vähän tutkittu. Vaikka teollisuudessa on hyödynnetty IoT-sensoreita, haasteeksi muodostuu teollisuuden ja sähköverkkojen toimintaympäristöjen ja mitattavien suureiden eroavaisuudet. Sähköverkkoon sijoitettavilta sensoreilta vaaditaan muun muassa hyvää akun kestoisuutta ja pitkää käyttöikää sekä tiedonsiirrolta pitkää kantamaa. Akateemisen tutkimuksen vähäinen määrä aiheutti ongelmia etenkin sensorien taloudellisen kannattavuuden arviointiin. Laskennan olisi voinut toteuttaa pelkästään asiantuntijoiden arvioiden varassa, mutta kyseisen tarkastelun luotettavuus olisi ollut heikko. Tämän seurauksena työssä päädyttiin arvioimaan vain sensorien aiheuttamia kustannuksia.

Työssä haastateltiin useiden yritysten edustajia sekä kuultiin Leppäkosken Sähkön omaa henkilökuntaa. Haastattelujen käyttö lähteenä on ristiriitaista. Haastattelujen avulla voidaan kerätä ajankohtaista tietoa alan ammattilaisilta, mutta toisaalta heiltä saatava tieto voi olla virheellistä. Haastateltava saattaa vastata kysymyksiin tarkoituksella tai tietämättään väärin tai harhaanjohtavasti. Yritysedustajien tehtävä on tuotteiden myynti, joten heiltä saatuihin tietoihin on suhtauduttava kriittisesti. Työssä haastateltiin laajasti asiantuntijoita useilta eri yrityksiltä, jotta työn luotettavuus paranisi. Myös Leppäkosken Sähkön omien asiantuntijoiden näkemykset ovat subjektiivisia. Tämän työn aikana suoritettuja haastatteluja ei äänitetty, jotta haastateltavat uskaltaisivat kertoa asioista matalalla kynnyksellä. Äänittämättömyydestä kuitenkin seurasi, ettei käsiteltyjä asioita voitu tarkastaa myöhemmin nauhalta. Työssä tämä puute pyrittiin korjaamaan kysymällä tarkentavia kysymyksiä myöhemmin sähköpostilla.

Kaukokäyttöisten erottimien kunnossapidon toteutus vaatii lisäselvitystä. Kyseisten erottimien kuntoa tullaan valvomomaan liike-energia- ja akustomittauksin. Tämän vuoksi etämittauksille on määriteltävä raja-arvot, joiden ylittyessä erottimet huolletaan. Raja-arvoa määriteltäessä on huomioitava erottimien eroavaisuudet ja mahdolliset väliaikaiset häiriöt, jotka voivat nostaa erottimen ohjauksen vaatimaan liike-energiaa tilapäisesti. Raja-arvojen määrittäystä ei toteutettu tämän työn aikana, sillä Leppäkosken Sähköllä ei ole saatavilla riittävästi dataa johtopäätösten tekemiseen. Myös mahdollisten IoT-sensorien hyödyntämistä akustomittauksissa on harkittava asemilla, joilla mittausta ei voida suorittaa etänä.

Monet työssä käsitellyt teknologiat kehittyvät nopeasti, joten niiden käytettävyyttä on syytä tarkastella tulevaisuudessa uudelleen. Etenkin dronejen käyttöä on harkittava lentotarkastuksia suunniteltaessa nyt ja etenkin tulevaisuudessa, kun niiden kustannukset todennäköisesti laskevat. Samoin IoT-sensorien käytettävyyttä on tarkasteltava uudelleen tulevaisuudessa. Sopiva ajankohta voisi olla nykyisten sähköverkkoon asennettavien sensorien käyttöiän päättymisen lähestyessä eli noin 6–8 vuoden kuluttua. Silloin on tarkasteltava, onko markkinoille tullut kehittyneimpiä ratkaisuja tarjolle. Lisäksi on harkittava, olisiko sensorointia syytä laajentaa muualle kuin erityiskohteisiin.

Työssä havaittiin puutteita Leppäkosken Sähkön dokumentoinnissa. Maadoitusverkon dokumentointi on puutteellista. Esimerkiksi muuntamoista ja erottimista tulisi merkitä tarkemmin, minkä tyyppisessä maadoitusjärjestelmässä ne sijaitsevat. Tarkkojen merkintöjen avulla voidaan saada säästöjä kun maadoitusmittauksia suoritetaan vain vaadituissa paikoissa. Toinen havaittu puute oli pylväiden ikämerkinnät. Pylväiden iät tuntemalla voidaan tarkemmin seurata lahoisuuden muodostumista eri alueilla. Leppäkosken Sähköllä etenkin kuparikyllästeisten pylväiden kanssa on ollut ongelmia, joten niiden kuntoa on seurattava tarkennetusti. Pylväiden iät tuntemalla niiden lahotarkastukset voidaan ajoittaa pylvään iän perustella. Pylväiden ikä voidaan arvioida lähimmän johdon iän perustella. Kolmas dokumentoinnissa havaittu puute oli pylväiden kyllästystietojen puuttuminen. Kuparikyllästeiset pylväät voidaan erotella muista sen ikätiedon avulla.

LÄHTEET

Adato Energia Oy. (a). Puupylväiden kunnon ja lahoisuuden tarkastus [Verkkosivusto]. Saatavissa: <https://koulutuskalenteri.adato.fi/Default.aspx?tabid=372&id=2581> (Viitattu: 29.3.2023).

Adato Energia Oy. (b). Sähkönjakeluverkon kuntotarkastuskoulutus [Verkkosivusto]. Saatavissa: <https://koulutuskalenteri.adato.fi/Default.aspx?tabid=372&id=2582> (Viitattu: 30.3.2023).

Amazon Web Services, inc. (2019). Top Use Cases for Industrial IoT Applications [Verkkodokumentti]. Saatavissa: <https://pages.awscloud.com/industrial-iot-top-use-cases-ebook.html> (Viitattu 13.2.2023).

Arunraj, N. S. & Maiti, J. (2007). Risk-based maintenance—Techniques and applications. *Journal of Hazardous Materials*, 142(3), 653–661. Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2006.06.069>.

Boren, H. (2010). Tulevaisuuden sähköpylväs [Verkkodokumentti]. Energiateollisuus ry. Saatavissa: https://energia.fi/files/1043/Tulevaisuuden_sahkopylvaat_loppuraportti.pdf (Viitattu 15.5.2023).

Brodersson, A. L., Jürgensen, J. H. & Hilbert, P. (2016). Towards Health Assessment: Failure Analysis and Recommendation of Condition Monitoring Techniques for Large Disconnector Populations. CIREN Workshop 2016. Saatavissa: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7861327> (Viitattu 10.5.2023).

Cortex Ventures Oy. (2013a). ACCA Automaattinen Sähköverkon Raivausanalyysi – Hyödynnettävyyden arviointi [Verkkodokumentti]. Energiateollisuus ry. Saatavissa: https://energia.fi/files/1010/ACCA_3_-_Hyodynnettavyyden_arviointi.pdf (Viitattu 13.2.2023).

Cortex Ventures Oy. (2013b). ACCA Automaattinen Sähköverkon Raivausanalyysi – Menetelmäkuvaus v1.0 [Verkkodokumentti]. Energiateollisuus ry. Saatavissa: https://energia.fi/files/1011/ACCA_2_-_Menetelmakuvaus.pdf (Viitattu 13.2.2023).

Cortex Ventures Oy. (2013c). ACCA Automaattinen Sähköverkon Raivausanalyysi – Palvelumäärittely v1.0 [Verkkodokumentti]. Energiateollisuus ry. Saatavissa: https://energia.fi/files/1012/ACCA_1_-_Palvelumaarittely.pdf (Viitattu 13.2.2023).

de Jonge, B., Teunter, R. & Tinga, T. (2017). The influence of practical factors on the benefits of condition-based maintenance over time-based maintenance. *Reliability Engineering & System Safety*, 158, 21–30. Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.ress.2016.10.002> (Viitattu 15.2.2023)..

Digita Oy. (2022). Digita and Digital Matter Announce New Industrial IoT Position Sensor for Power Line Sag Detection and Power Pole Condition Monitoring, Smart Grid and Utilities Management on LoRaWAN® Networks [Verkkosivusto]. Saatavissa: <https://www.digita.fi/en/news/digita-and-digital-matter-announce-new-industrial-iot-position-sensor-for-power-line-sag-detection-and-power-pole-condition-monitoring-smart-grid-and-utilities-management-on-lorawan-networks/> (Viitattu 1.2.2023).

Digita Oy. (2023a). IoT-anturikatalogi [Verkkodokumentti]. Saatavissa: https://www.digita.fi/wp-content/uploads/2023/02/anturikatalogi_2023.pdf (Viitattu 1.2.2023).

Digita Oy. (2023b). IoT-ratkaisut sähköverkkojen kunnossapitoon [Verkkosivusto]. Saatavissa: https://www.digita.fi/wp-content/uploads/2023/02/iot_sahkoverkoesite_2023.pdf (Viitattu 1.2.2023).

Eldefrawy, M., Butun, I., Pereira, N., & Gidlund, M. (2019). Formal security analysis of LoRaWAN. *Computer Networks*. Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.comnet.2018.11.017> (Viitattu 3.2.2023).

Elektroniksystem i Umeå AB. ERS2 [Verkkosivusto]. Saatavissa: <https://www.el-sys.se/shop/product/ers-2-0/?v=f003c44deab6> (Viitattu 15.5.2023).

Elenia Oy. (2022). Suurhäiriöpelikirja [Verkkodokumentti]. Saatavissa: <https://www.elenia.fi/files/ec79cdbab1dccb0286032a60053a98c89090ec08/elenia-suurhairiopelikirja-2022.pdf> (Viitattu 1.2.2023).

Elenia Oy. Kulutus-jousto [Verkkosivusto]. Saatavissa: <https://www.elenia.fi/tulevaisuuden-energia/sahkontuotanto-ja-kulutus/kulutusjousto> (Viitattu 23.1.2023).

Elovaara, J. & Haarla, L. (2011a). Sähköverkot I, Järjestelmäteknikka ja sähköverkon laskenta. Otatieto Helsinki University Press.

Elovaara, J., & Haarla, L. (2011b). Sähköverkot 2, verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet. Otatieto Helsinki University Press.

Energiateollisuus ry. (2023). Energiavuosi 2022 Sähkö [Verkkodokumentti]. Saatavissa: https://energia.fi/files/4428/Sahkovuosi_2022.pdf (Viitattu: 24.11.2022).

Energiateollisuus ry. Sähköverkko [Verkkosivusto]. Saatavissa: <https://energiamaailma.fi/energiasta/energian-tie-kotiin/sahkoverkko/> (Viitattu: 10.1.2023).

Energiavirasto. (2021). Valvontamenetelmät neljännellä 1.1.2016 – 31.12.2019 ja viiden-
nellä 1.1.2020 – 31.12.2023 valvontajaksolla Sähkön jakeluverkkotoiminta [Verkkodoku-
mentti]. Helsinki. Saatavissa: [https://energiavirasto.fi/docu-
ments/11120570/12766832/Liite_2_Valvontamene-
telm%C3%A4t_S%C3%A4hk%C3%B6jakelu_p%C3%A4ivitetty_22.pdf/82887397-
969e-431b-36c9-412d566f19f7/Liite_2_Valvontamene-
telm%C3%A4t_S%C3%A4hk%C3%B6jakelu_p%C3%A4ivi-
tetty_22.pdf?t=1647522665452](https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/Liite_2_Valvontamene-
telm%C3%A4t_S%C3%A4hk%C3%B6jakelu_p%C3%A4ivitetty_22.pdf/82887397-
969e-431b-36c9-412d566f19f7/Liite_2_Valvontamene-
telm%C3%A4t_S%C3%A4hk%C3%B6jakelu_p%C3%A4ivi-
tetty_22.pdf?t=1647522665452) (Viitattu: 23.11.2022).

Energiavirasto. (2022). Sähköverkkotoiminnan tekniset tunnusluvut 2021 [Verkkodoku-
mentti]. Saatavissa: <https://energiavirasto.fi/verkkotoiminnan-julkaisut> (Viitattu: 2.11.
2022).

Energiavirasto. Hinnoittelun valvonta [Verkkosivusto]. Saatavissa: [https://energiavi-
rasto.fi/hinnoittelun-valvonta](https://energiavi-
rasto.fi/hinnoittelun-valvonta) (Viitattu: 16.1.2023).

Evision Oy. (2022a). 3D-mallinnus – Mistä puhutaan? [Verkkosivusto]. Saatavissa:
<https://evision.fi/ajankohtaista/3d-mallinnus-mista-puhutaan> (Viitattu 6.2.2023).

Evision Oy. (2022b). Evision sai Suomen ensimmäisenä sähköverkkoalan toimijana
BVLOS-droneluvan – vapaus lennättää ilman näköyhteyttä [Verkkosivusto]. Saatavissa:
[https://evision.fi/ajankohtaista/evision-sai-suomen-ensimmaisena-sahkoverkkoalan-toi-
mijana-bvlos-droneluvan-vapaus-lennattaa-ilman-nakoyhteytta](https://evision.fi/ajankohtaista/evision-sai-suomen-ensimmaisena-sahkoverkkoalan-toi-
mijana-bvlos-droneluvan-vapaus-lennattaa-ilman-nakoyhteytta) (Viitattu 30.4.2023).

Evision Oy. (2022c). Miltä lumisade näyttää laserkeilaus-aineistoissa? [Verkkosivusto].
Saatavissa: <https://evision.fi/ajankohtaista/milta-lumi-nayttaa-laserkeilaus-aineistoissa>
(Viitattu 3.5.2023).

Fingrid Oyj. Suomen sähköjärjestelmä [Verkkosivusto]. Saatavissa: [https://www.fing-
rid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/suomen-sahkojarjestelma/](https://www.fing-
rid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/suomen-sahkojarjestelma/) (Viitattu 5.10.2022).

Fortum Oy. Mikä ihmeen energiamurros? [Verkkosivusto]. Saatavissa: [https://www.for-
tum.fi/tietoa-meista/uutishuone/tietopaketit-medialle/mika-ihmeen-energiamurros](https://www.for-
tum.fi/tietoa-meista/uutishuone/tietopaketit-medialle/mika-ihmeen-energiamurros) (Vii-
tattu 23.1.2023).

Halkosaari, T. (2020). Vianhallinnan automatisoinnin vaikutukset vikakeskeytyksien tun-
nuslukuihin. Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT. Diplomityö. Saatavissa:
<https://urn.fi/URN:NBN:fi-fe2020072347579> (Viitattu 23.2.2023).

HeadPower Oy. (2022). Satelliittidatan hyödyntäminen verkosto-omaisuuden hallin-
nassa [Verkkodokumentti]. Energiateollisuus ry. Saatavissa: <https://energia.fi/uutis->

huone/materiaalipankki/satelliittidatan_hyodyntaminen_verkosto-omaisuuden_hallinnassa_loppuraportti_-_sahkotutkimuspoolin_julkaisu.html#material-view (Viitattu 3.5.2023).

Hirvonen, S. (2017). Sähköverkko-omaisuuden kunnonhallintastrategian kehittäminen. Tampereen teknillinen yliopisto. Diplomityö. Saatavissa: <https://urn.fi/URN:NBN:fi:ttu-201711222198> (Viitattu 18.5.2023).

Ihonen, T., Salovaara, P. & Niemi, H. (2019) Defining a Digitalization Concept for Electricity Distribution Network Maintenance. CIRED Conference Proceedings [Verkkodokumentti]. Saatavissa: <http://dx.doi.org/10.34890/505> (Viitattu 6.5.2023).

Ilmatieteen laitos. Tykky eli tykkylumi [Verkkosivusto]. Saatavissa: <https://www.ilmatieteenlaitos.fi/tykky-eli-tykkylumi> (Viitattu 13.2.2023).

Ilvesmäki, J. (2008). 0,4 kV ja 20 kV:n jakeluverkkojen tarkastustuotteet. Opinnäytetyö. Saatavissa: <https://urn.fi/URN:NBN:fi:amk-201003064573> (Viitattu 20.2.2023).

Järviö, j., Piispa, T., Parantainen, T. & Åström, T. (2007). Kunnossapito (4. uudistettu painos). KP-Media.

Kauppi, M. (2014). Muuntamoautomaation hyödyntämismahdollisuudet Elenian jakeluverkossa. Tampereen teknillinen yliopisto. Diplomityö. Saatavissa: <https://urn.fi/URN:NBN:fi:ttu-201405231216> (Viitattu 13.1.2023).

Kivekäs, O. (2012). Toimittajaloukku ja kuinka se vältetään [Verkkosivusto]. Saatavissa: <https://otsokivekas.fi/2012/07/toimittajaloukku-ja-kuinka-se-valtetaan/> (Viitattu: 16.2.2023).

Kobbacy, K. & Murthy, P. (2008). Complex System Maintenance Handbook (1. painos). Springer London. Saatavissa: <https://doi.org/10.1007/978-1-84800-011-7> (Viitattu 26.1.2023).

Lahti, K. (2023a). EE.EES.240 Suurjännitetekniikka. Luento 5. Tampereen yliopisto. Kurssimateriaalit.

Lahti, K. (2023b). EE.EES.240 Suurjännitetekniikka. Luento 6. Tampereen yliopisto. Kurssimateriaalit.

Lahti, K. (2023c). EE.EES.240 Suurjännitetekniikka. Luento 9. Tampereen yliopisto. Kurssimateriaalit.

Lahti, K. (2023d). EE.EES.240 Suurjännitetekniikka. Luento 10. Tampereen yliopisto. Kurssimateriaalit.

Laine, M. (2015). Sähkönjakeluverkon raivausten ja lentotarkastusten arviointi ja kehittäminen. Tampereen teknillinen yliopisto. Diplomityö. Saatavissa: <https://urn.fi/URN:NBN:fi:tty-201509221592> (Viitattu 25.3.2023).

Lakervi, E. & Partanen, J. (2009). Sähkönjakelutekniikka (2. uudistettu painos). Gaudeamus Helsinki University Press.

Lehtonen, I., Hoppula, P., Pirinen, P. & Gregow, H. (2014). Tykkylumen alueellinen esiintyminen Suomessa kahden laskentamenetelmän perusteella. Metsätieteen aikakauskirja. Saatavissa: <https://doi.org/10.14214/ma.5811> (Viitattu 22.2.2023).

Leppäkosken Sähkö Oy. (2020). Visimind AB. Julkaisematon helikopterikuvaus materiaali.

Leppäkoski Group Oy. (2020). IoTNet Finland Oy rakentaa langattoman IoT-verkon Pirkanmaalle [Verkkosivusto]. Saatavissa: <https://leppakoski.fi/iotnet-finland-oy-rakentaa-langattoman-iot-verkon-pirkanmaalle/> (Viitattu 23.2.2023).

Leppäkoski Group Oy. (2022). Vuosikertomus 2021 [Verkkodokumentti]. Saatavissa: https://leppakoski.fi/wp-content/uploads/2022/05/Vuosikertomus-2021_netti.pdf (Viitattu: 2.11.2022).

Liikenne- ja viestintävirasto Traficom. (2022a). Luvanvarainen toiminta Erityinen-kategoriassa [Verkkosivusto]. Saatavissa: <https://www.droneinfo.fi/fi/luvanvarainen-toiminta-erityinen-kategoriassa> (Viitattu 29.4.2023).

Liikenne- ja viestintävirasto Traficom. (2022b). Luvasta vapaa toiminta Avoin-kategoriassa [Verkkosivusto]. Saatavissa: <https://www.droneinfo.fi/fi/luvasta-vapaa-toiminta-avoin-kategoriassa> (Viitattu 29.4.2023).

Liikenne- ja viestintävirasto Traficom. (2022c). Missä ei saa lennättää? [Verkkosivusto]. Saatavissa: <https://www.droneinfo.fi/fi/missa-ei-saa-lennattaa?toggle=Helsingin%20keskustan%20kieltoalueet> (Viitattu 29.4.2023).

Lång, J. (2022) Uusien määräysten mukainen sähkönjakeluverkon kehittämissuunnitelma: Leppäkosken Sähkö Oy. Opinnäytetyö. Tampereen ammattikorkeakoulu. Saatavissa: <https://urn.fi/URN:NBN:fi:amk-202204296473> (viitattu 7.2.2023)

Martikainen, A. (2006). Ilmastonmuutoksen vaikutus sähköverkkoliiketoimintaan [Verkkodokumentti]. VTT. Saatavissa: <https://publications.vtt.fi/pdf/tiedotteet/2006/T2338.pdf> energiamurros (Viitattu 23.3.2023).

- Matikainen, L., Lehtomäki, M., Ahokas, E., Hyyppä, J., Karjalainen, M., Jaakkola, A., Kukko, A., & Heinonen, T. (2016). Remote sensing methods for power line corridor surveys. *ISPRS Journal of Photogrammetry and Remote Sensing*. Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.isprsjprs.2016.04.011> (Viitattu: 8.3.2023).
- McCalley, J., Van Voorhis, T. & Jiang, Y. (2003). Risk-Based Maintenance Allocation and Scheduling for Bulk Transmission System Equipment. Saatavissa: https://pserc.wisc.edu/wp-content/uploads/sites/755/2018/08/S-14_Final-Report_Oct-2003.pdf (Viitattu 15.3.2023).
- Microsoft Corporation. NPV function [Verkkosivusto]. Saatavissa: <https://support.microsoft.com/en-us/office/npv-function-8672cb67-2576-4d07-b67b-ac28acf2a568> (viitattu 13.5.2023).
- Moubray, J. (1997). Reliability-centered maintenance (2. painos). Industrial Press Inc. Saatavissa: https://books.google.fi/books?id=bNCVF0B7vpIC&printsec=frontcover&dq=%22Reliability-Centered+Maintenance%22&hl=fi&sa=X&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false (Viitattu 22.1.2023).
- Niemi, H. (2018). Erottimien ja erotinautomaation elinkaaren hallinta. Tampereen teknillinen yliopisto. Diplomityö. Saatavissa: <https://trepo.tuni.fi/handle/123456789/25606> energiamurros (Viitattu 29.2.2023).
- Niemi, P. (2019). Internet of Things –sensoreiden hyödyntäminen sähköjakeluverkon kunnonhallinnassa. Tampereen teknillinen yliopisto. Diplomityö. Saatavissa: <https://urn.fi/URN:NBN:fi:tuni-201908022809> (Viitattu 22.3.2023).
- Odo, A., McKenna, S., Flynn, D & Vorstius, J. B. (2011) Aerial Image Analysis Using Deep Learning for Electrical Overhead Line Network Asset Management. *IEEE Access* (9. painos). Saatavissa: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9585716> (Viitattu 3.3.2023).
- Paananen, H. & Rajala, J. (2013). Distribution network aerial photographing benefits in practice [Verkkodokumentti]. Saatavissa: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6683551> (Viitattu 15.2.2023).
- Pahkala, T., Uimonen, H. & Väre, V. (2018). Joustava ja asiakaskeskeinen sähköjärjestelmä Älyverkkotyöryhmän loppuraportti. Helsinki: Työ- ja elinkeinoministeriö. Saatavissa: <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-327-346-7> (Viitattu 23.1.2023).

Partanen, J. (2018). Sähkönsiirtohinnot ja toimitusvarmuus. Helsinki: Työ- ja elinkeinoministeriö. Saatavissa: https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/161178/43_18_Sahkonsiirtohinnot_ja_toimintavarmuus.pdf (Viitattu 2.2.2023).

Partanen, J., Lassila, J. & Haakana, J. (2020). Sähköjakeluverkkoliiketoiminnan sääntely ja kehittäminen. Lappeenranta: Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Saatavissa: <https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-335-618-4> (Viitattu 26.1.2023).

Partanen, J., Viljanen, S., Lassila, J., Honkapuro, S., Salovaara, K., Annala, S. & Makkonen, M. (2018). Sähkömarkkinat – opetusmoniste. Lappeenranta: Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Saatavissa: <https://docplayer.fi/3719734-Sahkomarkkinat-opetusmoniste.html> (Viitattu 26.1.2023)..

Rauhalampi, I. (2020). Internet Of Thingsin hyödynnettävyys sähköjakeluverkon kunnossapidossa. Lappeenrannan-Lahden Teknillinen Yliopisto. Diplomityö. Saatavissa: <https://urn.fi/URN:NBN:fi-fe2020051838169> (viitattu 13.4.2023).

Rejlers Finland Oy. Digitaalisen kunnonvalvonnan kehittäminen [Verkkodokumentti]. Elenia Oy. Saatavissa: <https://www.elenia.fi/files/5a373f29a98b1fa9ba61f417864d389e4e7b7fa6/elenia-oy-digitaalisen-kunnossapidon-kehittaminen-loppuraportti-rejlers-finland-oy-20191031.pdf> (Viitattu 20.4.2023).

Reneco Oy. (2017). Miehitämättömien ilma-alusten pilotointi sähköverkoston vianpaikannuksessa [Verkkodokumentti]. Saatavissa: https://energia.fi/files/2237/Miehitamattomien_ilma-alusten_pilotointi_sahkoverkoston_vianpaikannuksessa_2017.pdf (viitattu 17.5.2023).

Safegrid Oy. (2023a). How Does a Traditional Overhead Line Fault Passage Indicator Work? [Verkkosivusto]. Saatavissa: <https://safegrid.io/how-does-a-traditional-overhead-line-fault-passage-indicator-work/> (viitattu 9.5.2023).

Safegrid Oy. (2023b). How Does a Traditional Underground Cable Fault Passage Indicator Work? [Verkkosivusto]. Saatavissa: <https://safegrid.io/how-does-a-traditional-underground-cable-fault-passage-indicator-work/> (viitattu 9.5.2023).

Safegrid Oy. (2023c). Introduction to Electrical Grid Monitoring [Verkkosivusto]. Saatavissa: <https://safegrid.io/introduction-to-electrical-grid-monitoring/> (viitattu 9.5.2023).

Safegrid Oy. (a). Grayfox™ Underground Fault Indicator [Verkkosivusto]. Saatavissa: <https://safegrid.io/products-grayfox/> (Viitattu 4.4.2023).

Safegrid Oy. (b). Grayhawk™ Overhead Line Fault Indicator [Verkkosivusto]. Saatavissa: <https://safegrid.io/products-grayhawk/> (Viitattu 4.4.2023).

Safegrid Oy. (c). Safegrid Intelligent Grid System™ [Verkkosivusto]. Saatavissa: <https://safegrid.io/> (Viitattu 9.4.2023).

Sambrekar, A.A., Vishnu C.R. & Sridharan, R. (2018) Maintenance strategies for realizing Industry 4.0: An overview. Teoksessa: Emerging Trends in Engineering, Science and Technology for Society, Energy and Environment. CRC Press.

Savon Voima Oyj. Vierimetsänhoito ja reunavyöhykehakkuut [Verkkosivusto]. Saatavissa: <https://savonvoima.fi/kotitalouksille/sahkoverkko/johtoalueiden-kunnossapito/vierimetsanhoito-ja-reunavyohykehakkuut/> (Viitattu 19.1.2023).

Shiri, A., Gholami, A. & Shoulaie, A. (2011). Investigation of the ambient temperature effects on transformer's insulation life. Electrical Engineering. Saatavissa: <https://link.springer.com/article/10.1007/s00202-011-0202-x> (Viitattu 26.12.2022).

Smith, A. M. & Hinchcliffe, G. R. (2004). RCM-gateway to world class maintenance. Elsevier Butterworth-Heinemann. Saatavissa: <https://ebookcentral.proquest.com/lib/tampere/detail.action?pq-origsite=primo&docID=289011> (viitattu 15.3.2023).

Suutari, J. (2018). 20 kV:n ilmajohtoverkon rakentaminen. Oulun ammattikorkeakoulu. Opinnäytetyö. Saatavissa: <https://urn.fi/URN:NBN:fi:amk-201804305913> (viitattu 10.3.2023).

Sähkömarkkinalaki, 9.8.2013/588, 2013. Saatavissa: <https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2013/20130588> (viitattu 12.3.2023).

Sähköturvallisuuslaki, L 16.12.2016/1135, 2016. Saatavissa: <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2016/20161135> (viitattu 12.3.2023).

Säynätjoki, T. (2021). Sähkönjakeluverkon kunnan hallinnan parantaminen kunnossapitomallin ja IoT-teknologian avulla. Aalto-yliopisto. Diplomityö. Saatavissa: <http://urn.fi/URN:NBN:fi:aalto-202105236905> (viitattu 13.5.2023).

Turunen, J. (2021). Jakeluverkon kunnossapitoperusteiden kehittäminen. Aalto-yliopisto. Diplomityö. Saatavissa: <http://urn.fi/URN:NBN:fi:aalto-202108298624> (viitattu 13.4.2023)..

Työ- ja elinkeinoministeriö. (2021). Sähkön siirtohintoja hillitsevät lait voimaan elokuun alussa [Verkkosivusto]. Valtioneuvosto. Saatavissa: <https://valtioneuvosto.fi/-/1410877/sahkon-siirtohintoja-hillitsevat-lait-voimaan-elokuun-alussa> (Viitattu 13.4.2023).

Varonen, V. (2021). Yksikköhintojen päivitys nykyiselle valvontajaksolle [Verkkodokumentti]. Energiavirasto. Saatavissa: <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/Webinaari+261021+valvontamenetelmien+muutokset+2022.pdf/81327619-25be-18bd-636b-0c457b02b84d/Webinaari+261021+valvontamenetelmien+muutokset+2022.pdf?t=1635416861656> (Viitattu 12.2.2023).

Verho, P. (2020). DEE-23040 Sähköverkko-omaisuuden hallinta. Luento 8. Tampereen Yliopisto. Kurssimateriaalit.

Verkkokauppa.com Oyj. DJI Inspire 2 X5S Standard Kit -nelikopterikombo [Verkkosivusto]. Saatavissa: <https://www.verkkokauppa.com/fi/product/663730/DJI-Inspire-2-X5S-Standard-Kit-nelikopterikombo> (Viitattu 30.4.2023).

Visimind AB. Power grids [Verkkosivusto]. Saatavissa: <https://visimind.com/power-line.php> (Viitattu 3.2.2023).

Haastattelut:

Alatalo, Matti. (2023). Palvelupäällikkö. Enermix Oy. Puhelinkeskustelu 25.4.2023 ja sähköpostikeskustelut 25.4.2023.

Farin, Juhani. (2023). Myyntipäällikkö. Digita Oy. Etähaastattelu 9.3.2023 ja sähköpostikeskustelut 8.2.–25.4.2023.

Haavisto, Ari. (2023). Tiiminvetäjä. Leppäkosken Sähkö Oy. Puhelinkeskustelu 7.3.2023.

Haikonen, Juha. & Paavilainen, Eero. (2023). Customer Success and Partnership Director & Key Account Manager. Safegrid Oy. Etähaastattelu 20.3.2023.

Joensuu, Aarto. (2023). Aluepäällikkö. Leppäkosken Sähkö Oy. Ikaalinen. Haastattelu 4.1.2023.

Latini, Andrea. (2023). Project Manager. Visimind AB. Etähaastattelu 30.1.2023 ja sähköpostikeskustelut 30.1.–30.3.2023.

Lehtonen, Erkki. (2023a). Rakentamispäällikkö. Leppäkosken Sähkö Oy. Ylöjärvi. Haastattelu 8.3.2023.

Lehtonen, Toni. (2023b). Käyttöinsinööri. Leppäkosken Sähkö Oy. Etähaastattelut 12.10.2022 ja 27.4.2023.

Mansikka, Jukka. (2023). Head of IoT. IoTNet Finland Oy. Puhelinkeskustelu 25.4.2023.

Ola, Klaus. (2023). Sales Director. Safegrid Oy. Puhelinkeskustelu 10.5.2023.

Rajala, Jukka. (2023). Verkkojohtaja. Leppäkosken Sähkö Oy. Ylöjärvi. Haastattelut 1.12.2022–1.5.2023.

Ratia, Milla & Kortman, Antti. (2023). Toimitusjohtaja & diplomityöntekijä. Evision Oy. Etähaastattelu 17.2.2023.

Räsänen, Niko. (2023). Liiketoimintapäällikkö. Evision Oy. Puhelinkeskustelu 8.3.2023.

Seppänen, Mika, Tainio, Timo & Siren, Heikki. (2023). Varatoimitusjohtaja, Tiimityönjohtaja & Palvelupäällikkö. Insplan Oy. Ylöjärvi. Haastattelu 17.3.2023.