



Vaasan yliopisto
UNIVERSITY OF VAASA

Tomi Tahvanainen

Haja-asutusalueiden 20 kV haarajohtojen rakentamistapa

Tekniikan ja innovaatiojohtamisen yksikkö
Sähkötekniikan diplomityö
Energia- ja informaatiotekniikka, DI

Vaasa 2026

VAASAN YLIOPISTO**Tekniikan ja innovaatiojohtamisen yksikkö**

Tekijä:	Tomi Tahvanainen		
Tutkielman nimi:	Haja-asutusalueiden 20 kV haarajohtojen rakentamistapa		
Tutkinto:	Diplomi-insinööri		
Oppiaine:	Sähkötekniikka		
Työn valvoja:	Kimmo Kauhaniemi		
Työn ohjaajat:	Anssi Salonen ja Paavo Kastemaa		
Työn tarkastaja:	Hannu Laaksonen		
Valmistumisvuosi:	2026	Sivumäärä:	69

TIIVISTELMÄ:

Tämän diplomityön tarkoituksena on tutkia haja-asutusalueiden 20 kV:n päättävien haarajohtojen rakentamistapoja ja niiden teknistaloudellista kannattavuutta. Työn lähtökohtana oli laatia rakentamistapavertailu sähköverkkoyhtiö Tampereen Energia Sähköverkko Oy:n vuoden 2026 kehittämissuunnitelmaa varten. Haja-asutusalueen sähköverkon kehittäminen on haastavaa pitkien johtopituuksien, vähäisen asiakastiheyden, vaihtelevien maasto-olosuhteiden sekä toimitusvarmuusvaatimusten vuoksi. Samalla energiamurros, kuten sähköautojen latauspisteet, älykkäät lämmitysjärjestelmät, pientuotanto ja sähkövarastot kasvattavat verkon kuormitusta ja hetkellisiä tehohuippuja. Näiden takia sähköverkon mitoittamisessa ja oikean rakentamistavan valinnassa on huomioitava nykyisten tarpeiden lisäksi tulevaisuuden tarpeet.

Työn teoriaosuudessa tarkasteltiin eri rakentamistapoja, joista Energiavirasto vaatii selvityksen, tai perustelun minkä takia ne eivät ole sovellettavia ratkaisuja tarkasteluun. Teoriaosuudessa tarkasteltiin myös tämän diplomityön kohdealuetta Tampereen Teiskoa yleisellä tasolla ja sen tulevaisuuden näkymiä.

Teknistaloudellisessa vertailussa suunniteltiin kolmella valitulla rakentamistavalla uudelleen tarkasteluun valitut päättävät keskijännitehaarat Trimble NIS-verkkotietojärjestelmää käyttäen. Näiden haarojen rakentamiskustannuksesta muodostettiin yksi suuri massa kustakin, josta muodostettiin Energiaviraston taulukkolaskentaan vertailtavat haarat.

Työn lähteinä on käytetty alan kirjallisuutta ja artikkeleita, asiantuntijahaastatteluita, sekä laskennoissa ja analyyseissa Trimble NIS-verkkotietojärjestelmää ja MS Exceliä.

Työssä laaditun teknistaloudellisen vertailun perusteella rakentamistavan valinta haja-asutusalueella ei ole yksiselitteinen. Valittava rakentamistapa riippuu verkon teknisistä ominaisuuksista, toimitusvarmuudesta, verkon elinkaaren kokonaiskustannuksista ja tulevaisuuden tehojen kasvusta. Joustopalveluilla voidaan pienentää tai lykätä verkon vahvistamistarvetta, jos ongelmana on väliaikainen tai alueellinen verkon kuormitushuippu. Tässä työssä tarkastelluilla haaroilla joustopalveluilla ei voida korvata verkkoinvestointia, koska haarojen kehittämistarpeet liittyvät fyysisen verkon vanhaan ikään ja toimitusvarmuuteen.

Keskeinen tutkimustulos on, että haja-asutusalueen päättävien haarojen rakentamistapoja tulee arvioida koko elinkaaren näkökulmasta ja valittava ratkaisu tehdään kohdekohtaisesti huomioiden haaran nykyiset ja tulevaisuuden tarpeet.

AVAINSANAT: 20 kV haarajohtot, 1kV järjestelmä, teknistaloudellinen vertailu, verkon kehitys, joustopalvelut

Sisällys

1	Johdanto	6
1.1	Työn tausta	6
1.2	Työn tavoite ja tutkimuskysymykset	7
1.3	Tutkimusmenetelmät	8
1.4	Kohdeyritys	8
2	Rakentamistavat ja niiden tarkastelu osana kehittämissuunnitelmaa	9
2.1	Johdanto rakentamistapoihin	9
2.2	Maakaapeli	10
2.3	Avojohto	12
2.4	Levennetty johtokatu	13
2.5	Päällystetty avojohto	13
2.6	Ilmakaapeli	14
2.7	Tasasähköjärjestelmä	15
2.8	Sähkövarastot	16
2.9	1 kV sähkönjakelu	18
2.10	Tuotannon ja kulutuksen joustopalvelut	19
2.10.1	Joustopalveluiden tarkoitus sähköjärjestelmässä	19
2.10.2	Joustopalveluiden hankinta ja käyttökohteet	20
2.10.3	Aggregointi ja asiakkaiden osallistuminen joustopalveluihin	20
2.10.4	Markkinapaikat ja sääntelyn kehitys	21
2.10.5	Joustopalvelut osana verkkoratkaisuja	23
3	Verkon rakenne ja yleiskuva	25
3.1	Kunnossapito	26
3.2	Toimitusvarmuus	27
3.3	Sähköverkon kehitys ja tulevat investoinnit	30
3.4	Tulevaisuuden näkymät Teiskossa	31
4	Teknitaloudellinen vertailu ja kehittämismahdollisuudet	33

4.1	Vertailun lähtökohdat	33
4.2	Vertailukriteerit	33
4.3	Tarkasteltavat verkkoratkaisut	36
4.3.1	Ratkaisuna 20 kV maakaapelointi	36
4.3.2	Ratkaisuna 20 kV avojohto	38
4.3.3	Ratkaisuna 1 kV maakaapelointi	39
4.4	Investointi- ja elinkaarikustannusten arviointi	40
4.5	Joustopalvelut vaihtoehtona verkkoinvestoinnille	43
4.5.1	Joustopalveluiden tekniset rajoitteet	43
4.5.2	Joustopalveluiden paikallisuus jakeluverkossa	44
4.5.3	Joustopalveluiden toimintavarmuus ja riskien hallinta	45
4.5.4	Asiakkaan rooli ja automaatio joustopalveluissa	48
4.5.5	Joustopalveluiden asema tässä vertailussa	49
4.6	Vertailun tulokset	50
4.7	Johtopäätökset	56
5	Yhteenveto	61
	Lähteet	64
	Liitteet	68
	Liite 1. Energiaviraston taulukkolaskenta 2026.	68
	Liite 2. Energiaviraston taulukkolaskenta 2026.	69

Kuvat

Kuva 1. Keskeytysarvot.	28
Kuva 2. Valitut kymmenen haaraa.	35
Kuva 3. 20 kV maakaapeloinnin kustannusrakenne.	54
Kuva 4. 20 kV ilmajohdon kustannusrakenne.	55
Kuva 5. 1 kV maakaapeloinnin kustannusrakenne.	56

Taulukot

Taulukko 1. Rakentamistapojen kokonaiskustannusten vertailu.	51
Taulukko 2. Yhteenvedo rakentamistavoista.	58

Lyhenteet

AC	Alternating current
CAIFI	Customer Average Interruption Frequency Index
DC	Direct current
EU	European Union
FNA	Flexibility Needs Assessment
KAH	Keskeytyksistä aiheutunut haitta
KVR	Kokonaisvastuurakentaminen
LVDC	Low Voltage Direct Current
NC DR	Network Code Demand Response
OPEX	Operating Expenditure
PAS	Päällystetty avojohto
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SF6	Rikkiheksafluoridi
TSO-DSO	Transmission System Operator-Distribution System Operator

1 Johdanto

1.1 Työn tausta

Tämän työn lähtökohtana on ollut tarve laatia rakentamistapavertailu sähköjakeluverkon rakentamisesta haja-asutusalueella Energiaviraston edellyttämää kehittämissuunnitelmaa varten. Työssä tarkastellaan, millä rakentamistavoilla haja-asutusalueen 20 kV:n haarajohtoja voidaan rakentaa teknisesti ja taloudellisesti kannattavasti. Aihe on ajankohtainen, sillä elämme keskellä energiamurrosta, jossa sähköjakeluverkon toimintavarmuus ja tehokkuus ovat keskeisessä osassa suomalaisten jokapäiväisessä arjessa. Tämä näkyy etenkin haja-asutusalueilla, joissa asiakastiheys on alhainen ja sähkön kulutusprofiili erilainen, kuin kaupunki- ja taajama-alueilla. Alhainen asiakastiheys ja pitkät johtopituudet aiheuttavat sähköverkon rakentamisessa ja ylläpidossa erityisiä teknillisiä ja taloudellisia haasteita sähköverkkoyhtiöille. 20 kV:n keskijänniteverkko on merkittävä osa haja-asutusalueiden runko- ja haaraverkkoa ja sen suunnitteluratkaisuilla on suora vaikutus verkon toimitusvarmuuteen, kunnossapitokustannuksiin, sekä ympäristövaikutuksiin.

Sähköverkon suunnittelun ja kehittämisen painopiste on viime vuosina siirtynyt yhä enemmän toimitusvarmuuden ja kustannustehokkuuden parantamiseen, sekä uusiutuvan energiatuotannon integrointiin osaksi sähköjärjestelmää. Suomessa tämä on nähtävissä erityisesti sähkömarkkinalain asettamien toimitusvarmuusvaatimusten kautta (Energiateollisuus Ry, 2010), jotka edellyttävät verkkoyhtiöiltä merkittäviä investointeja verkon säävarmuuden ja rakenteellisen kestävyuden parantamiseksi. Etenkin 20 kV keskijänniteverkot ovat keskeisiä tekijöitä, sillä ne muodostavat yhteyden sähköasemilta paikallisten jakeluverkkojen välille. 20 kV keskijänniteverkon luotettavuus määrittää pitkälti koko jakeluverkon toimintakyvyn.

Haja-asutusalueilla verkon kehittäminen on haastavaa monesta syystä. Pitkät välimatkat, vaihtelevat maasto-olosuhteet ja vähäiset asiakasmäärät tekevät investoinneista taloudellista ja teknillisesti haastavia. Myös ilmasto voi aiheuttaa isoja vaurioita

ilmajohtoverkolle, mikä lisää huollon ja viankorjausten tarvetta. Tämän vuoksi vaihtoehtoiset rakentamistavat, esimerkiksi maakaapelointi ja PAS-ilmajohtot ovat nousseet hyviksi vaihtoehtoiksi rakentaa toimitusvarmaa verkkoa.

Teknologian nopea kehittyminen tuo myös uusia vaihtoehtoja verkon suunnitteluun ja hallintaan. Älyverkkoteknologiat, etäohjattavat kytkinlaitteet, joustopalvelut ja reaaliaikainen valvonta mahdollistavat tehokkaamman verkon kuormituksen optimoinnin ja vikojen paikantamisen. Nämä teknologiat myös tukevat meneillään olevaa energiamurrosta, jossa hajautettujen tuotantojen, kuten aurinko- ja tuulivoiman rooli kasvaa kovaa vauhtia. Tämä tarkoittaa, että verkon suunnitteluvaiheessa on jo huomioitava kulutuksen ja tuotannon hajautuminen, mikä lisää koko sähköverkon topologian monimutkaisuutta.

1.2 Työn tavoite ja tutkimuskysymykset

Tämän diplomityön tavoitteena on vertailla haja-asutusalueen 20 kV haarajohtojen rakentamistapoja. Jotta tavoitteisiin päästään, tarvitsee nykyinen sähköverkon tila analysoida ja ennustaa tulevaisuuden kehitystrendejä. Teoriaosuudessa tarkastellaan myös erilaisia sähköverkon rakentamistapoja ja tehdään teknistaloudellisia vertailuja eri jännitetasojen välillä.

Tutkimuskysymykset ovat:

1. Voidaanko 1 kV-järjestelmän avulla kustannustehokkaasti saneerata haja-asutusalueilla olevia kriittisiä haarajohtoja ja täten välttää 20 kV verkon rakentamista?
2. Miten joustopalvelut voivat pienentää verkon vahvistamistarvetta haja-asutusalueella?
3. Miten sähkönkulutuksen ja tehojen ennustettu kasvu (sähköautojen latauspisteet, pientuotanto, akustot) vaikuttaa haja-asutusalueen sähköverkon mitoitukseen ja käyttöikään?

1.3 Tutkimusmenetelmät

Tässä työssä tutkimusmenetelminä on käytetty kirjallisuustutkimusta, asiantuntijahaastatteluita, sekä laskentoja ja analyysejä Trimble NIS- ja Microsoft Excel-ohjelmistoilla.

1.4 Kohdeyritys

Tämä diplomityö tehdään Tampereen Energia Sähköverkko Oy:lle (TAES). TAES Oy on tamperelainen sähköverkkoyhtiö, joka toimii Tampereella ja Pirkanmaan alueella työllistäen noin 50 henkilöä. Se kuuluu Tampereen Energia konserniin. Se on perustettu vuonna 1888 osana Tampereen kaupungin Sähkölaitosta. Se on yhtiöitetty vuonna 2005 nimellä Tampereen Sähköverkko Oy. Vuonna 2023 nimi muuttui Tampereen Energia Sähköverkko Oy:ksi (Tampereen Energia Sähköverkko Oy, 2025).

2 Rakentamistavat ja niiden tarkastelu osana kehittämissuunnitelmaa

Energiaviraston sähköjakeluverkon kehittämissuunnitelmia koskeva määräys ohjaa sähköverkkoyhtiötä tarkastelemaan verkon kehittämistä suunnitelmallisesti ja kustannustehokkaasti pitkällä aikavälillä. Verkkoyhtiöiden täytyy julkaista kahden vuoden välein kehittämissuunnitelma nähtäville Energiaviraston vaatimuksesta. Kehittämissuunnitelman tarkoituksena on kertoa, miten sähköverkkoyhtiö täyttää sähkömarkkinalain mukaiset velvoitteensa ja varmistaa sähköverkon riittävän toimintavarmuuden, kapasiteetin sekä asiakkaiden tarpeiden mukaisen kehittämisen. Kehittämissuunnitelmassa sähköverkkoyhtiö esittää muun muassa toimintaympäristön muutoksiin perustuvat ennusteet, verkon kehittämistarpeet, tulevat investoinnit, sekä lyhyen ja pitkän aikavälin strategiat. Kehittämissuunnitelma ei rajoitu pelkästään tehtäviin investointeihin, vaan siinä tulee tarkastella myös vaihtoehtoisia ratkaisuja, kuten esimerkiksi verkon joustopalvelut ja muut keinot, joilla sähköverkkoyhtiö turvaa siirtokapasiteetin sekä toimitusvarmuuden (Energiavirasto, 2023a).

2.1 Johdanto rakentamistapoihin

Energiaviraston kehittämissuunnitelmamääräyksen liitteessä 3 edellytetään, että verkkoratkaisuja tarkastellaan kustannusvertailun avulla. Vertailun tarkoituksena on perustella, millä teknistaloudellisilla perusteilla sähköverkkoyhtiö valitsee verkon kehittämisessä käytettävät ratkaisut. Tarkastelu ei koske ainoastaan perinteisiä verkkoinvestointeja, vaan myös vaihtoehtoisia ratkaisuja, mikäli niillä voidaan vaikuttaa verkon siirtokapasiteettiin, toimitusvarmuuteen, tai kehittämistarpeeseen.

Haja-asutusalueella rakentamistavan soveltuvuuteen vaikuttavat erityisesti johtopituudet, asiakasmäärät, verkon kuormitus, maaston olosuhteet, verkon ikä, sekä toimitusvarmuusvaatimukset. Seuraavissa luvuissa esitellään kehittämissuunnitelman

näkökulmasta tarkasteltavat rakentamistavat ja vaihtoehtoiset verkkoratkaisut (Energiavirasto, 2023a; Energiavirasto, 2023b).

2.2 Maakaapeli

Maakaapelointi on sähköverkoissa nykyaikainen vaihtoehto ilmajohtorakenteille, etenkin kaupunki- ja taajama-alueilla, joissa halutaan lisätä verkon toimintavarmuutta. Maakaapeli kaivetaan maan alle 70 cm syvyyteen ja sitä tarvittaessa voidaan lisäsuojata putkituksien, suojakourujen, betonoinnin ja maakerrosten avulla. Maakaapeli ei ole suoraan alttiina erilaisten sääolosuhteiden, kuten puiden kaatumisten, myrskytuulien tai lumikuormien vaikutuksille. Tästä syystä maakaapeli on hyvä vaihtoehto säävarmaa verkkoa rakentaessa. Maakaapelin muita etuja ovat myös sen vähäinen tilan tarve, sillä maakaapeli ei vaadi vastaavia varoalueita kuin ilmajohto. Maakaapeli on myös ympäristöystävällinen vaihtoehto, sillä maakaapelointi ei aiheuta esteettistä haittaa metsäisillä tai kulttuurillisesti merkittävillä alueilla. Maakaapelilla on myös pitkä käyttöikä ja oikein toteutettuna vähäiset huoltotoimet.

Maakaapeloinnissa on myös haasteita. Maakaapelin investointikustannukset ovat huomattavasti korkeammat, kuin esimerkiksi ilmajohtolla. Maakaapelin korkeat investointikustannukset voivat johtua useammasta tekijästä, muun muassa kaivettavan maaperän laadusta, kaivuureitin pituudesta ja sen sijainnista, sekä tarvittavista lisäsuojauksista. Kaapelireitti on myös suunniteltava siten, että sinne täytyy päästä kaivinkoneella. Etenkin kaupunkialueella maakaapelointi on kallista, sillä kaivuutyöt joudutaan tekemään olemassa olevien rakenteiden, ajoväylien ja muiden maanalaisten rakenteiden, kuten vesijohtojen ja viemäreiden ehdoilla. Myös kaapelireitin asfaltointi aiheuttaa huomattavia kustannuksia, usein jopa suurempia kuin eri infrojen yhteensovittaminen. Haja-asutusalueella kaapelointi on usein teknisesti suoraviivaisempaa kuin taajama-alueella, koska rakennettavalla kaapelireitillä on yleensä vähemmän risteäviä rakenteita tai muita rakentamista hidastavia tekijöitä. Tämän takia rakentamisen metrihinta voi olla pienempi, kuin taajama-alueella. Kustannustehokkuuden näkökulmasta ongelmaksi muodostuu kuitenkin pitkät johtopituudet ja alhainen asiakastiheys. Vaikka kaapeloinnin kustannus €/m olisi

kohtuullinen, kaapelia tarvitaan paljon suhteutettuna asiakkaiden määrään. Tällöin rakentamisen kustannus asiakasta kohti kasvaa suureksi ja verkon kehittämisen tehokkuus asiakasta kohden jää alhaiseksi. Tämä näkyy erityisesti päättyvillä haaroilla, joilla yksittäisen johtolähdön päässä voi olla vain muutama käyttöpaikka, mutta rakennettavaa johtoa voi olla useita kilometrejä. Tästä syystä investoinnin takaisinmaksuaika voi muodostua hyvin pitkäksi. Kustannustehokkuutta voidaan havainnollistaa johtopituuden ja asiakasmäärän suhteella.

Toinen maakaapeloinnin haaste liittyy korjaustöihin ja vian paikantamiseen. Vaikka maakaapelit ovat vähemmän alttiita ulkoisille tekijöille kuin ilmajohtot, ovat maakaapeliverkon viat vaikeammin havaittavissa ja korjattavissa. Kun maakaapeli vaurioituu, täytyy vika paikantaa erityisillä mittausmenetelmillä, esimerkiksi syöksyaaltogeneraattorilla. Tämän jälkeen kaapeli täytyy kaivaa esiin ennen, kun korjaustyöt voidaan aloittaa. Tämän takia yksittäisten vikojen korjaaminen voi olla aikaa vievää ja kallista. Yleisiä vikoja maakaapeliverkossa ovat jatkos- ja pääteviat, jolloin vikojen paikantaminen on usein nopeampaa.

Maakaapeloinnilla on myös merkittävä vaikutus sähköverkon kunnossapitoon. Kun ilmajohtojen raivaus- ja huoltokustannukset poistuvat, säästetään pitkällä aikavälillä työvoima- ja kunnossapitokustannuksia. Myrskyjen ja muiden sään aiheuttamien vikojen vähentyminen vähentää myös keskeytyskustannuksia ja parantaa asiakastytyväisyyttä. Tämä on yksi suuri syy, minkä takia verkkoyhtiöt Suomessa ovat lisänneet maakaapelointia 2010-luvun alkupuolelta lähtien. Vuonna 2013 säädetyssä sähkömarkkinalain 51 § edellyttää, että myrsky tai lumikuorma ei saa aiheuttaa sähköjakeluverkossa yli kuuden tunnin keskeytystä asemakaava-alueella eikä yli 36 tunnin keskeytystä muilla alueilla (Sähkömarkkinalaki 588/2013, 51 §).

Jakeluverkossa käytetään yleensä keskijännite- (20 kV) ja pienjännitemaakaapeleita (0,4 kV). Keskijännitemaakaapelit ovat yleensä kolmen johtimen alumiinikaapeleita, joiden ympärillä on poikittaiseristeenä ristosilloitettu polyeteeni (XLPE).

Keskijännitemaakaapelit kestävät hyvin lämpöä ja mekaanista rasitusta, mikä pidentää niiden käyttöikää. Pienjännitemaakaapelit ovat rakenteelta kevyempiä, koska jännitetaso on alhaisempi. Niissä käytetään usein polyvinyylidikloridia (PVC) tai polyeteeniä (PE) ulkovaipan materiaalina ja sisäeristeenä XLPE-eristettä.

2.3 Avojohto

Avojohto on yleinen ja edelleen laajasti käytetty sähköverkon rakennusmuoto haja-asutusalueilla keskijänniteverkossa. Avojohto koostuu pylväiden varaan asennetuista paljaista johtimista, jotka on eristetty ilmasta eristeiden, esimerkiksi posliinieristeiden avulla. Tyypillisesti johtimet ovat alumiinia tai alumiiniseoksia. Pylväsrakenteet ovat pääosin valmistettu puusta, mutta myös teräs- ja komposiittipylväitä voidaan käyttää etenkin vaativammissa kohteissa. 20 kV avojohdon johtokatu on tyypillisesti 10 metriä leveä, eli viisi metriä molemmin puolin avojohdon keskilinjasta (Liukkonen, 2018). Yleensä 20 kV avojohto pyritään sijoittamaan tien viereen, jolloin johtokadun toinen puoli tulee luonnollisesti tiealueesta.

Avojohton suurin etu on sen taloudellisuus ja helppo rakennettavuus. Investointikustannukset ovat huomattavasti alhaisemmat kuin maakaapeliverkossa, koska avojohtoverkon komponentit ovat edullisempia kuin maakaapeliverkossa ja rakentaminen huomattavasti nopeampaa. Etenkin pitkillä johtoetäisyyksillä avojohtoverkko on kustannustehokas. Rakentamisvaiheessa ei tarvita laajamittaista maankaivuuta tai putkituksia. Tästä syystä avojohtoverkko on kustannustehokas ratkaisu, kun asiakastiheys on pieni (KSS Energia Oy, 2025).

Avojohtoverkon etuna on myös sen helppo kunnossapidettävyys. Avojohtoverkon viat, kuten johtimen katkeaminen tai pylvään kaatuminen havaitaan nopeasti. Korjaustyöt pystytään usein tekemään ilman kaivuutöitä ja avojohtoverkon komponentit ovat edullisia. Toisaalta avojohtoverkon suurin heikkous on sen alttius sääolosuhteille. Myrskyt, lumikuormat ja kaatuvat puut ovat suuria riskitekijöitä, jotka aiheuttavat

keskeytyksiä kuluttajille ja nostavat kunnossapidon hintaa. Viankorjaaminen on myös usein vaikeampaa, kun viankorjausta joudutaan usein tekemään haastavissa olosuhteissa myrskyn tai lumen keskellä. Tästä syystä toimitusvarmuus on huomattavasti heikompi kuin maakaapelilla.

2.4 Levennetty johtokatu

Levennetty johtokatu on sähkönjakeluverkossa ratkaisu, jossa verkko on teknisesti rakennettu lähes samoin, kuin perinteisessä avojohtoverkossa, mutta johtokatu on raivattu huomattavasti leveämmäksi. Tällöin kaatuvat tai taipuvat puut eivät ylety johdoille asti. Normaalisissa ilmajohtoratkaisussa johtokatu raivataan noin 10 metriä leveäksi, kun taas levennetyssä johtokadussa se raivataan noin 30 metriä leveäksi (Elenia Verkko Oyj, 2024).

Nykyisten johtokatuja muuttaminen levennetyiksi johtokaduiksi edellyttäisi sähköverkkoyhtiöltä sopimista maanomistajien kanssa johtoalueen leventämisestä kirjallisesti, sekä nykyistä laajempaa puuston poistoa johtoalueen ympäriltä. Tämä olisi haastavaa etenkin alueilla, joilla johto kulkee piha-alueiden, metsätalousmaiden, suojelualueiden tai maisemallisesti arvokkaiden kohteiden läheisyydessä. Kaikissa kohteissa johtokadun leventäminen ei ole välttämättä edes mahdollista tai taloudellisesti kannattavaa, vaikka ilmajohton säävarmuus paranisikin. Lisäksi leveämpi johtoalue muuttaisi ympäristöä selvästi näkyvämmän, kuin perinteinen ilmajohtoratkaisu, koska puustolta raivattava alue kasvaisi merkittävästi. Tämä lisäisi maisemahaittoja etenkin metsäisillä ja kulttuurillisesti arvokkailta alueilla, sekä heikentäisi ratkaisun hyväksyttävyyttä maanomistajien ja alueen käyttäjien näkökulmasta.

2.5 Päällystetty avojohto

Päällystetty avojohto on ilmajohtotyyppi, jossa johtimet on suojattu ohuella suojakerroksella, toisin kuin perinteisessä avojohtossa. Useimmiten tuo suojakerros on ohut polyeteeni- tai PVS-päällyste. Tämä muovipäällyste parantaa johdon mekaanista

kestävyyttä ja vähentää vikariskiä ilman, että kustannukset nousevat merkittävästi. Päälystetyn avojohdon muovipäälyste ei kuitenkaan toimi sähköisenä eristeenä, joten turvaetäisyydet ovat samat, kuin perinteisellä avojohdolla. Johtimet ovat useimmiten alumiinipohjaisia tai alumiiniteräsyhdistelmiä. Johtimen muovipäälyste suojaa myös johdinta korroosiolta.

Päälystetyn avojohdon isoimmat edut ovat sen yksinkertainen rakenne ja edullinen hinta. Rakentaminen tapahtuu samoilla menetelmillä kuin perinteisellä avojohdolla, tosin päälystetyllä avojohdolla johtokadun leveys on vain kuusi metriä (Liukkonen, 2018), johtuen johdinta suojaavasta muovipinnoitteesta (Ensto, 2020). Päälystetty avojohto on hyvä vaihtoehto puustoisille alueille ja alueille, jossa on paljon ilmaston aiheuttamia rasitteita (lumikuorma, myrskyt). Myös johtokatuja raivaustarve vähenee, koska pienet oksien kosketukset eivät aiheuta oikosulkuja tai maasulkuja.

Päälystetyllä avojohdolla on myös omat rajoitteensa. Päälyste ei ole sähköä eristävä ja pitkäaikainen altistuminen UV-säteilylle ja lämpötilavaihteluille heikentää suojapäälysteen ominaisuuksia. Päälyste haittaa myös vian havaitsemista ja esimerkiksi johtoa vasten saattaa levätä kaatunut puu, eikä verkkoyhtiö ole tästä tietoinen. Suojapäälyste voi myös hidastaa johdon jäähtymistä, jolloin johdon kuormitettavuus voi rajoittua. Myös viankorjauksissa päälystettyä avojohtoa on käsiteltävä varoen, jotta suojapäälyste ei vaurioidu. Päälystetty avojohto on myös noin 30 % kalliimpi, kuin perinteinen avojohto, kuten Lakervi ja Partanen (2008, s. 145) toteavat kirjassaan.

2.6 Ilmakaapeli

Ilmakaapeli on järjestelmä, jossa maakaapeli ripustetaan pylväiden päälle, kuten päälystetty pienjännitejohto. TAES Oy:llä ilmakaapelia on käytetty vain muutamissa kohteissa. Ilmakaapelia on käytetty tilanteissa, joissa reitti on ollut haastava leveälle ilmajohdon aukiolle eikä kaivaminen ollut vielä normaalitarkaisu. Ilmakaapeli kestää

hyvin puita, mutta pylväsripustukset pottävät helposti. Pylväsripustuksina käytetään murtolenkkejä, jotta ne murtuisivat ennen pylväsrakenteiden vahingoittumista. Vaikka ilma-kaapeli putoaa alas, sen käyttö on voinut silti jatkua, kunnes se ripustetaan takaisin pylväiden päälle. Ilma-kaapelin ongelmana on kaapelin suuri paino ja siihen kohdistuvat mekaaniset rasitukset, joiden seurauksena pylväsripustukset voivat vaurioitua ja kaapeli putoaa alas. Pylväitä täytyy olla myös huomattavasti enemmän, kuin perinteisellä ilmajohtolla, sekä niiden rakenne on raskaampi kuin ilmajohtolla. Myös kaapelin ripustaminen takaisin pylväisiin on haasteellista (Kastemaa, 2026).

2.7 Tasasähköjärjestelmä

Tyypillisesti Suomessa ja muissa Euroopan maissa sähkönjakelujärjestelmänä käytetään vaihtosähköistä (AC) järjestelmää. Tasasähköjärjestelmässä (DC) osa perinteisestä vaihtosähköverkosta korvataan tasasähköön perustuvalla sähköjärjestelmällä, jossa käytännössä keskijänniteverkosta saatava vaihtosähkö muunnetaan tasasähköksi tehoelektronikan avulla ja siirretään asiakkaiden läheisyyteen pienjännitteisenä tasasähkönä (LVDC). Tasasähkö muunnetaan takaisin asiakkaan käyttämäksi 400 V:n vaihtosähköksi (Tani, 2017).

Suomessa sähkönjakeluverkossa LVDC-ratkaisua on tarkasteltu etenkin haja-asutusalueiden sähköverkon kehittämisessä. Haja-asutusalueilla 20 kV:n haarajohtot voivat olla pitkiä, asiakasmäärä alhainen ja verkko on usein vanhaa keskijänniteilmajohtoa, joka on sääolosuhteille altis. Tällaisissa kohteissa LVDC-järjestelmä voi tarjota vaihtoehdon perinteiselle 20 kV:n haaran saneeraukselle. LVDC-verkon ideana on, että pitkä ja vikaantumisherkkä 20 kV keskijännitehaara voidaan päättää nykyistä aikaisempaan kohtaan verkkoa, minkä jälkeen sähkönjakelu toteutetaan haaran loppuosan asiakkaille pienjännitteisellä tasasähköverkolla. Esimerkiksi Kymenlaakson Sähköverkko Oy on testannut LVDC-ratkaisua harvaan asutulla haja-asutusalueella, jossa 20 kV:n avojohtoverkkoa korvattiin 1,5 kV:n pienjännitteisellä tasasähköverkolla (STT, 2022).

LVDC-järjestelmien suurin etu on sen mahdollisuus parantaa sähkön laatua ja toimitusvarmuutta. Tehoelektroniikan avulla asiakkaalle syötettävää tasajännitettä voidaan hallita tarkemmin kuin perinteisessä vaihtosähköjärjestelmässä. Tämä voi vähentää esimerkiksi jännitevaihteluja ja valojen välkyntää. LVDC-verkon yhteyteen voidaan myös liittää akusto, jolloin asiakkaiden sähkönjakelua voidaan jatkaa tilanteessa, jossa ylemmässä LVDC-verkkoa syöttävässä keskijänniteverkossa tapahtuu häiriö (STT, 2022).

Teknillisesti LVDC-ratkaisun suurin ero verrattuna perinteiseen vaihtosähköiseen jakeluverkkoon, on tehoelektroniikan suuri rooli. LVDC-verkkoon tarvitaan tasasuuntaajia, vaihtosuuntaajia, suojalaitteita sekä ohjausjärjestelmiä. Kun vaihtosähkö muutetaan tasasähköksi ja taas kuluttajan päässä vaihtosähköksi, järjestelmän tekninen monimutkaisuus kasvaa verrattuna perinteiseen jakelumuuntajaan perustuvaan ratkaisuun. Toisaalta tehoelektroniikka myös mahdollistaa verkon älykkäämmän hallinnan, sekä hajautetun tuotannon ja energiavarastojen joustavamman liittäminen. LVDC-ratkaisu onkin yhteensopiva tulevaisuuden sähköjärjestelmien kanssa, sillä aurinkosähköjärjestelmät, akustot ja sähköautojen latausjärjestelmät ovat kaikki tasasähköön perustuvia.

LVDC-ratkaisussa on myös omat haasteensa. Suuntaajalaitteistojen suuret häviöt ja käyttöikä, sekä LVDC-järjestelmien puuttuva standardisointi ovat hidastaneen LVDC-järjestelmien rakentamista Suomen sähkönjakeluverkossa. Myös komponenttien lisääntyminen jakeluverkossa lisää mahdollisten vikapaikkojen määrää. Sähköverkkoyhtiöllä tulee myös olla varmuusvarastointi vikaantuville komponenteille, joka myös aiheuttaa lisäkustannuksia ja haasteita.

2.8 Sähkövarastot

Sähkövarastot ovat nykyisin yhä keskeisempi osa modernia sähkönsiirtoverkkoa uusiutuvan energian osuuden kasvaessa. Sähkövarastot ovat järjestelmiä, jotka pystyvät

varastoimaan sähköenergiaa ja luovuttamaan sitä takaisin verkkoon tarpeen mukaan. Sähkövarastojen avulla voidaan tasapainottaa sähkön kysyntää ja tarjontaa, mikä parantaa sähkön toimitusvarmuutta.

Sähkövarastoja on eri kokoisia. Pienimpiä sähkövarastoja käytetään kuluttajien käytössä oman sähkönkäytön optimoimiseksi pois huipputunneilta, kun taas suurimmat ovat teollisen kokoluokan käytössä. Suurilla sähkövarastoilla voidaan osallistua reservimarkkinoille ja ne myös helpottavat uusiutuvan energian integroimisessa osaksi sähköverkkoa.

Jakeluverkkokäytössä akkuvaraston keskeinen tehtävä on toimia paikallisena varavoimana. Akusto voidaan sijoittaa esimerkiksi haja-asutusalueen päättyvälle haaralle. Normaalitilanteessa akku voi osallistua sähkömarkkinoille, esimerkiksi taajuusohjattuun reserviin, mutta syöttävän verkon vikatilanteessa akusto siirtyy verkkoyhtiön käyttöön ja alkaa syöttää vikaantuneen haaran kuluttajia saarekkeessa. Tämä näkyy kuluttajilla ainoastaan hyvin lyhyenä sähkönjakelun keskeytyksenä. Tämän jälkeen sähkönjakelu jatkuu sähkövaraston avulla, kunnes syöttävän verkon vika on korjattu. Saarekekäytön lisäksi sähkövarasto voi parantaa vikatilanteiden hallintaa, kun vikaantunut verkon osa erotetaan muusta verkosta ja sähkönsyöttöä voidaan jatkaa rajatulle asiakasjoukolla varaston avulla (Kainulainen, 2019).

Sähkövaraston hyöty sähköverkkoyhtiöille muodostuu ennen kaikkea keskeytysaikojen lyhentymisestä. Kun päättyvä haara pysyy sähköistettynä syöttävän runkojohdon vian aikana, asiakkaiden keskeytysaika pienenee ja samalla myös keskeytyksistä aiheutuvan haitan aiheuttamat kustannukset vähenevät. Sähkövarastoilla voidaan myös helpottaa laatuvaatimusten toteutumista. Tämä tarkoittaa, että verkossa syntyvä vika ei saa aiheuttaa yli 36 tuntia kestävästä vikasta haja-asutusalueella. Tämä ei kuitenkaan tarkoita, että kaikki sähkökatkot saisivat kestää aina 36 tuntia, vaan sitä, että verkon tulee täyttää sähkömarkkinalain mukainen toimitusvarmuuden vähimmäistaso myös vaikeissa sääolosuhteissa.

Sähköverkkoyhtiöt voivat saada sähkövarastoista myös muita teknisiä hyötyjä. Sähkövarastoilla pystytään vähentämään verkon vahvistamista paikallisesti, sekä sillä voidaan kompensoida verkon loistehoa. Potentiaalisimpia kohteita ovatkin pitkät ja päättyvät keskijännitehaarat haja-asutusalueella.

2.9 1 kV sähköjakelu

1 kV:n sähköjakelujärjestelmä on Suomessa vähemmän käytetty järjestelmä. Se on hyvä ja kustannustehokas vaihtoehto korvaamaan 20 kV haarakaapeleita esimerkiksi haja-asutusalueilla, joissa on vähän pienitehoisia käyttäjiä ja pitkät etäisyydet muuntamoilta kulutuspisteisiin. Pidemmällä 400 V:n haaralla pienjänniteverkon jännitteenalenemat voivat olla liian suuria, mutta 20 kV keskijänniteverkon rakentaminen olisi kallista vähäisten kuluttajien takia. 1 kV jännitetasolla voidaan kasvattaa verkon siirtokapasiteettia ja pienentää jännitehäviöitä (Saarelainen, 2025).

1 kV:n sähköverkon rakenne voidaan toteuttaa joko ilmajohtolla tai maakaapelilla. Järjestelmä rakennetaan topologialtaan säteittäiseksi. Käytettävät kaapelit ovat pienjänniteverkon kaapeleita, mutta esimerkiksi Järvi-Suomen Energia on luopunut yleisen pienjänniteverkossa käytetyn AXMK-kaapelin käyttämisestä 1 kV:n jakelujärjestelmissänsä useiden vikojen takia ja käyttää nykyisin AXCMK-kaapelia, jossa on konsentrisen suoja (Aspegren, 2025). Järjestelmä liitetään olemassa olevaan 20 kV keskijänniteverkkoon oman 20/1 kV muuntajan kautta, jolla jännite alennetaan 1 kV:n jakelujännitteeksi. Tämän jälkeen sähkö siirretään 1 kV runkoverkkoa pitkin lähemmäs kulutuspisteitä, jossa jännite alennetaan erillisellä 1/0,4 kV muuntajalla asiakkaiden käyttämäksi 0,4 kV pienjännitteeksi. Käytännössä 1 kV järjestelmä toimii väliportaana 20 kV keskijänniteverkon ja perinteisen 0,4 kV pienjänniteverkon välillä.

1 kV järjestelmä toteutetaan aina 3-vaiheisena ja maasta erotettuna järjestelmänä. Käytännössä tämä tarkoittaa, että 20kV/1kV/0,4kV (kolmikäämimuuntaja) sekä

20kV/1kV muuntajien 1kV puolen tähtipistettä ei saa maadoittaa. Tähtipistettä saa käyttää ainoastaan maasulkulaukaisun ohjaukseen. 1 kV:n haara muodostaa oman suojausalueen katkaisijan avulla. Tämän ansiosta 1 kV:n viat eivät näy keskijänniteverkon muille asiakkaille. Katkaisija asennetaan 1000 V:n lähtöihin. Katkaisija koostuu jännitemuuntajasta, ylivirtasuojasta ja katkaisijasta (Saarelainen, 2025).

2.10 Tuotannon ja kulutuksen joustopalvelut

Tuotannon ja kulutuksen joustopalveluilla tarkoitetaan sähköverkon hallintaan hankittavia palveluita, joilla verkon käyttäjiä ohjataan lisäämään tai vähentämään sähkönkulutusta tai sähköntuotantoa verkon käyttötilanteen mukaan. Joustopalvelut eivät ratkaise verkon haasteita, vaan ne ovat apuratkaisuja, jotka yhdistetään rakentamistapaan. Energiaviraston mukaan joustopalveluilla pyritään tehostamaan verkon käyttöä ja kehittämistä, sekä luomaan markkinoille yhdenmukaisia käytäntöjä. Joustopalvelut liittyvät erityisesti tilanteisiin, joissa verkon siirtokapasiteetti uhkaa ylittyä, tai verkkoa halutaan käyttää tehokkaammin ilman suoraa verkkoinvestointia (Energiavirasto, 2025.)

2.10.1 Joustopalveluiden tarkoitus sähköjärjestelmässä

Sähköjärjestelmän tuotannon ja kulutuksen on oltava jatkuvasti tasapainossa. Kantaverkkoyhtiö Fingridin mukaan kulutusjoustolla tarkoitetaan sähkönkäytön muuttamista esimerkiksi hinnan ohjaamana, jolloin kulutusta voidaan siirtää korkean kulutuksen ja hinnan tunneilta edullisemmalle ajankohdalle. Sähkökäyttäjä voi hyötyä joustosta myös myymällä sitä sähkömarkkinoille, esimerkiksi kantaverkkoyhtiön ylläpitämille reservimarkkinoille. Kulutusjoustopon tarve kasvaa, kun säästä riippuvaisen tuotannon, kuten tuuli- ja aurinkovoiman osuus sähköntuotannosta lisääntyy (Fingrid, 2017).

Sähköverkkoyhtiön näkökulmasta joustopon tarve liittyy etenkin paikallisiin verkon käyttötilanteisiin. Sähköverkko ei varsinaisesti jousta samalla tavalla kuin kulutus tai

tuotanto, vaan verkon siirtokyky määräytyy pitkälti sen mukaan, ovatko verkon siirtoyhteydet käytettävissä. Jos verkon siirtokyvyn rajat tulevat vastaan, siirtojen hallintaan voidaan käyttää kulutusta, tuotantoa tai energiavarastoja (Helen Sähköverkko, 2024).

2.10.2 Joustopalveluiden hankinta ja käyttökohteet

Energiavirasto määrää sähköverkkoyhtiöt mahdollisuuksien mukaan hyödyntämään joustopalveluita sähkönjakeluverkkonsa käytön ja kehittämisen tehostamiseksi, sekä siirto rajoitusten hallitsemiseksi. Joustopalvelut tulee hankkia avoimien, syrjimättömien ja markkinapohjaisten menettelyjen mukaisesti, sekä sähköverkkoyhtiön on laadittava joustopalveluiden hankinnalle ehdot. Energiavirasto myös velvoittaa sähköverkkoyhtiöt vahvistamaan joustopalveluiden hankintaehdot Energiavirastolta ennen niiden käyttöön ottamista (Energiavirasto, 2025).

Kulutuksen jousto voi tarkoittaa esimerkiksi normaalilla sähkönkuluttajalla sähkölämmityksen, lämpöpumppujen ja sähköautojen latauksen siirtämistä ajankohtiin, jolloin verkossa on enemmän kapasiteettia. Isommilla sähkönkäyttäjillä toimenpiteitä ovat esimerkiksi teollisuuden prosessien tai suurten kiinteistöjen ilmanvaihdon siirto yöaikaan. Tuotannon joustopalveluilla tarkoitetaan esimerkiksi paikallisen sähköntuotannon lisäämistä tai rajoittamista sähköverkon tilanteen mukaan. Esimerkiksi aurinko- tai tuulivoimatuotannon rajoittaminen voi tulla kyseeseen tilanteessa, joissa verkkoon syötetty teho ylittää paikallisen sähköverkon siirtokyvyn. Toisaalta paikallinen tuotanto voi myös auttaa sähköverkkoa tilanteissa, joissa alueella on suuri kulutus ja tuotantoa voidaan hyödyntää lähellä kulutuskohdetta.

2.10.3 Aggregointi ja asiakkaiden osallistuminen joustopalveluihin

Yksittäiset kotitaloudet ovat kulutukseltaan liian pieniä, jotta ne voisivat vaikuttaa itsenäisesti sähköverkon tasapainottamiseen. Tästä syystä markkinoille on tullut viime vuosina Euroopassa aggregaattoreita. Aggregaattorit kokoavat useista kuluttajista

suuremman kokonaisuuden, jolloin kuluttajat pystyvät vaikuttamaan yhdessä merkittävämmiin. Vaikka aggregoinnin markkina Suomessa on vielä kasvu- ja kehitysvaiheessa, aggregaattoreita on alkanut saapumaan myös Suomen markkinoille. Viime vuosina on ollut käynnissä pilottihankkeita, joissa aggregointipalveluita testataan. Hyvänä esimerkkinä tästä on ranskalainen Voltalis, jolla on ollut pilottihanke Suomessa yhdessä Fingrid Oy:n kanssa.

Suomessa sähköverkkoyhtiöillä on melko vähän joustopalveluita käytössä. Yleisin joustopalvelu on sähkön siirtotariffit. Tariffi koostuu perusmaksusta, kulutusmaksusta, tehomaksusta ja aikamaksuista. Perusmaksu koostuu kiinteästä kuukausimaksusta, johon kuuluu verkon ylläpito, valvonta ja mittarointi. Kulutusmaksuun vaikuttaa käyttäjän kuluttama sähkön määrä. Tehomaksuun vaikuttaa huipputehon suuruus. Tehomaksuun kuluttaja voi vaikuttaa itse tasaamalla kulutustaan, jolloin tehohiiput pienenevät. Joillakin sähköverkkoyhtiöistä on käytössä myös aikatariffi. Tämä tarkoittaa, että sähkön siirto on öisin halvempaa, kuin päivällä.

Joustopalveluiden toteuttamisessa haasteena on nykyisten kuormien saaminen ohjattavuuden piiriin. Vanhat laitteet voivat vaatia muutoksia sähköasennuksiin tai laitteiden uusimista nykyaikaisemmiksi. Jos laitteet ovat nykyaikaisia, voidaan joustopalvelut toteuttaa pilvipalveluiden kautta. Joustopalvelu voidaan yhdistää suoraan laitevalmistajan tarjoaman pilvipalvelun kautta ohjattaviin laitteisiin, jolloin asiakkaan ei tarvitse hankkia erillisiä laitteita joustopalveluita varten, vaan pelkkä internetyhteys riittää. Tavallisella kuluttajalla yleisimmät joustopalvelut ovatkin sähkö sopimukset, joilla voidaan ohjata asiakkaan kulutusta edullisimmille tunneille. Kuluttajille suurin hyöty tästä onkin rahallinen hyöty, mutta myös kestävä kehitys ja vastuullisuus nousevat nykypäivänä yhä suuremmaksi syyksi osallistua joustopalveluihin.

2.10.4 Markkinapaikat ja sääntelyn kehitys

Tällä hetkellä Tampereen Energia Sähköverkko Oy:llä ei ole varsinaisia joustopalveluita käytössä. Tampereen Energia Sähköverkko Oy osallistui hankkeeseen, jossa selvitettiin

edellytyksiä osallistua Fingridin ja Helenin FinFlex-hankkeeseen. TAES Oy:n sisäisen raportin (Tampereen Energia Sähköverkko Oy, 2024) perusteella osallistumista ei nähty tällä hetkellä perusteltuna. FinFlex-hanke on Fingridin ja Helen Sähköverkko Oy:n siirtojenhallinnan markkinapaikka. Hanke tunnetaan myös nimellä FinFlex-TSO-DSO congestion management market. Tässä mallissa käydään kauppaa joustokapasiteetilla ja -energialla NODES:n ylläpitämällä markkinapaikalla. Tämä markkinapaikka on kantaverkon ja jakeluverkon yhteinen siirtojen hallinnan kauppapaikka. Fingrid hyödyntää markkinalta saatavia tarjouksia kantaverkon siirtojenhallintaan normaalissa käyttötilanteissa, sekä erilaisissa häiriö- ja vikatilanteissa silloin, kun ne ovat Fingridin mukaan ensisijainen keino. Käytännössä järjestelmä tukee erityisesti 400 kV kantaverkon pullonkaulatilanteiden hallintaa, joita käytetään yhdessä muiden siirtojenhallinnan työkalujen kanssa. Helen Sähköverkko Oy käyttää markkinaa pienemmässä mittakaavassa oman jakeluverkkonsa ruuhka- ja kapasiteettiongelmien ratkaisemiseen.

Joustopalveluiden yksi suurimmista haasteista liittyy tällä hetkellä lainsäädäntöön ja säätelyyn. Joustopalveluissa ei ole vielä kehitetty yhtä selkeää toteutustapaa Euroopan Unionin tai kansallisen säätelyn tasolla. Euroopan unionissa on tällä hetkellä käsittelyssä useampi lakialoite (esim. NC DR, FNA, TSO/DSO-koordinaatioalusta), joilla luodaan raameja joustopalveluille jäsenvaltioiden kansallisella tasolla. Myös Energiaviraston vaatimissa kehittämissuunnitelmissa on velvoite verkkoyhtiöille selvittää joustopalveluiden kehittämistä. Tulevaisuuden suurimmat trendit ovat tällä hetkellä aggregoinnin kehittämisessä, sekä kansallisen tason siirtojen hallinnan markkinapaikan kehittämisessä (Energiateollisuus Ry, 2025).

NC DR (Network Code Demand Response) on Euroopan unionin tasolla valmisteltu verkkosääntö, jonka tarkoituksena on luoda säännöt sähköverkon kysyntäjoustolle Euroopan unionin alueella. Kysyntäjoustolla tarkoitetaan sitä, että sähkönkulutusta voidaan joustavasti lisätä, vähentää tai siirtää sähköjärjestelmän tarpeiden mukaan. Näistä joustoista maksetaan korvaus joustoon osallistuneille. Keskeinen asia kysyntäjoustossa on tasapuolisuus. Jouston tulee voida osallistua samoille markkinoille

samoilla ehdoilla, kuin sähköntuotannon. NC DR:ssä teknologiaratkaisut ovat saman arvoisia, eli jousto voi tulla esimerkiksi teollisuuden prosesseista, rakennusten lämmityksistä, sähkövarastoista tai sähköautojen latauksesta. DR NC kysyntäjousto on hyvä ratkaisu energijärjestelmän murrokseen. Uusiutuvien ja sääriippuvaisten tuotantotapojen lisääntyessä sähköjärjestelmä tarvitsee entistä enemmän joustavuutta. Kysyntäjousto onkin monesti kustannustehokkaampi ja nopeampi ratkaisu, kuin uuden tuotantolaitoksen tai sähköverkon rakentaminen. Se myös tukee EU:n ilmasto- ja energiatavoitteita vähentämällä päästöjä ja parantamalla toimitusvarmuutta. Suomessa NC DR näkyy Fingridin reservimarkkinatoiminnan muodossa.

FNA (Flexibility Needs Assessment) on joustotarpeen arvioinnissa käytetty työkalu, jonka tarkoituksena on selvittää kuinka paljon ja millaista joustoa sähköjärjestelmä tarvitsee lyhyellä ja keskipitkällä aikavälillä. FNA ei ole varsinaisesti yksittäinen projekti, vaan pikemminkin säännöllisesti tehtävä analyysi, jolla ohjataan sähköverkkojen kehittämistä, markkinoita ja investointeja EU:n alueella. FNA:ta tarvitaan energijärjestelmän nopean muutoksen takia, koska uusiutuvat ja sääriippuvaliset tuotantomenetelmät lisäävät tilanteita, jolloin sähkön tuotanto ja kulutus eivät ole tasapainossa. Perinteisesti tämä ongelma on ratkaistu rakentamalla lisää tuotantokapasiteettia tai sähköverkkoa, mutta kysyntäjoustolla ja älykkäällä ohjauksella ongelma voidaan ratkaista tehokkaammin ja edullisemmin. Suomessa FNA toteutetaan Fingridin ja sähköverkkoyhtiöiden toimesta.

2.10.5 Joustopalvelut osana verkkoratkaisuja

Verkkoyhtiöiden kannalta joustopalvelut ovat tällä hetkellä haastava aihe. Energiaviraston valvontamallissa joustopalvelut eivät lisää verkon arvoa kuten fyysiset verkkoinvestoinnit, joten niiden käyttö ja kehittäminen ei ole taloudellisesta näkökulmasta kannattavaa. Uudet valvontamenetelmät voivat jopa pienentää sähköverkkoyhtiöiden sallittua liikevaihtoa pitkällä aikavälillä (Energiateollisuus Ry, 2024). Kuitenkin Energiavirasto ohjaa sähköverkkoyhtiöitä lisäämään joustopalveluita samalla, kun uuden valvontamallin myötä verkkoyhtiöiden verkon arvo voi jopa laskea ja taloudellinen tilanne muuttuu haastavammaksi.

Tämä luo verkkoyhtiöiden näkökulmasta ristiriitaisen toimintaympäristön. Sähkömarkkinalain mukainen verkon kehittämisvelvollisuus edellyttää, että jakeluverkkoa suunnitellaan, rakennetaan ja vahvistetaan asiakkaiden tarpeiden, toimitusvarmuuden sekä tulevan kuormituksen kasvun mukaisesti. Kehittämisvelvollisuuden näkökulmasta verkon on siis oltava riittävä myös tilanteissa, joissa sähkönkulutus tai tuotanto voi kasvaa pysyvästi, esimerkiksi sähköautojen latausten tai hajautetun tuotannon lisääntymisen seurauksena. Joustopalveluiden hyödyntäminen voi tällöin näyttäytyä ongelmallisena, jos niitä pidetään suorana vaihtoehtona verkon vahvistamiselle. Mikäli verkon kapasiteettitarve on pysyvä ja ennakoitava, herää kysymys, täyttääkö verkkoyhtiö kehittämisvelvollisuutensa, jos se lykkää tai peruu uusia investointeja markkinaehtoisiin joustoihin perustuvilla ratkaisulla.

Joustopalvelut voivat toimia hyvinä vaihtoehtoina etenkin väliaikaisten tai paikallisten kuormitushuippujen hallinnoimisessa, mutta ne eivät siltikään poista verkon kehittämistarvetta. Keskeinen kysymys lieneekin, milloin joustopalvelut voidaan todeta hyväksyttäväksi osaksi verkon kehittämistä ja missä tilanteissa verkon fyysinen vahvistaminen on välttämätöntä lainsäädännön näkökulmasta. Jos sääntely velvoittaa samanaikaisesti verkkoyhtiötä vahvistamaan verkkoa tarpeen mukaan, mutta ohjaa taloudellisesti hyödyntämään joustoja investointien sijaan, syntyy verkkoyhtiöille epäselvä tilanne verkkoinvestointien lykkäämisen, korvaamisen ja vahvistamisen välille. Tämän kaltainen ristiriitaisuus heikentää verkkoyhtiöiden kannustimia hyödyntää joustopalveluita laajasti, koska joustoihin perustuva ratkaisu voi olla taloudellisesti neutraali tai jopa negatiivinen, mutta samalla siihen voi liittyä riski siitä, ettei verkon kehittämisvelvollisuuden katsota täyttyvän pitkällä aikavälillä.

3 Verkon rakenne ja yleiskuva

Tampereen Teisko on tyypillistä haja-asutusalueen sähköverkkoa, jossa sähköverkko koostuu sekaverkosta, eli alueella on paljon ilmajohtoja, mutta myös viime vuosina rakennettua maakaapeliverkkoa. Suuri osa kuluttajien pienjännitejohdoista ovat edelleen ilmalinjaa, kun taas keskijänniterunkojohdot on maakaapeloitu. Käyttöpaikkoja Teiskon alueella on noin 5 500. Alueen sähköverkko on eri ikäistä aina 1960-luvulta nykypäivään. Vanhimmat edelleen käytössä olevat osuudet ovat 1960-luvun loppupuolella rakennettua pienjänniteilmalinjaa ja uutta sähköverkkoa rakennetaan jatkuvasti. Tälläkin hetkellä Teiskossa on meneillään suuri maakaapelointihanke. Alueella sijaitsee myös yhteiskunnallisesti kriittisiä kohteita, kuten lentokenttä ja radion ja television päälähetinasema. Päälähetinasema on Valtioneuvoston asetuksessa määritelty kriittinen käyttöpaikka.

Teiskon ympäristötekijät ovat monimuotoisia. Alueella sijaitsee muun muassa useita Natura 2000-alueita. Natura 2000-alue tarkoittaa luonnonsuojelualuetta, joka on suojeltu Euroopan Unionin tasolla. Sen tarkoituksena on turvata luonnon monimuotoisuutta ja suojella uhanalaisia lajeja ja luontotyyppejä. Sen tarkoitus ei ole kuitenkaan estää ihmisten toimintaa alueella, vaan yhdistää luonnonsuojelu ja kestävä kehitys, kuitenkin heikentämättä alueen biodiversiteettiä. Teiskon alueen tunnetuimmat Natura 2000-alueet ovat Holman luonnonsuojelualue ja Kintulammin luonnonsuojelualueet. Teiskossa sijaitsee myös museoviraston määrittelemiä kiinteitä muinaisjäännöksiä, mutta ei merkittävässä määrin.

Alueen maaperä on yleisesti ottaen haastavaa rakentamisen kannalta. Alueella on paljon kalliomaata, mutta myös rakentamisen kannalta parempaa maaperää kuten savea, hiekkamoreenia ja hiesua. Etenkin Teiskon läntinen puoli Näsijärven rannalla on suurelta osin kalliomaata. Alueen suurin vesistö onkin Näsijärvi, mutta alueella sijaitsee myös paljon pieniä järviä.

3.1 Kunnossapito

Teiskon kunnossapitotyöt toteutetaan samalla tavalla, kuten muuallakin Tampereen Energia Sähköverkko Oy:n verkkoalueella. Muuntamoille tehdään silmämääräinen tarkastus kolmen vuoden välein ja muuntamot huolletaan kuuden vuoden välein. Myös kaapelimerkkkitangot tarkastetaan, että ne ovat oikeilla paikoillansa. Tarkastustyö tehdään pääosin maastossa jalan, mutta myös drooneja käytetään nykyaikana paljon ilmaverkon tarkastuksessa. Puun raivauksia tehdään tarpeen mukaan.

Teiskon sähköverkon keski-ikä on 21 vuotta ja keskimääräinen tekninen pitoaika 50 vuotta. Viime vuosien kaapelointihankkeiden ansiosta lähes kaikki tärkeimmät keskijänniteverkon runkojohdot on kaapeloitu.

Tampereen Energia Sähköverkko Oy:n verkossa tapahtuvista vioista noin 90 % tapahtuu Teiskon alueella. Suurimpia vian aiheuttajia ovat sääilmiöt, eli myrskyt ja lumikuorma, mutta myös ilkivaltaa on tapahtunut viime vuosina. Koska Teiskossa on käyttöpaikkoja melko vähän, Teiskon viat eivät vaikuta niin merkittävästi SAIDI-, SAIFI- tai CAIDI-arvoihin, toisin kuin esimerkiksi Tampereen keskustan alueella tapahtuva sähköverkon vika (Virtanen, 2025). SAIDI kuvaa asiakkaan keskimääräistä keskeytysaikaa, SAIFI keskimääräistä keskeytysten lukumäärää ja CAIDI keskimääräistä yhden keskeytyksen kestoa.

Teiskossa on viimeiset yhdeksän vuotta kaapeloitu paljon sähköverkkoa. Nämä kaapeloinnit ovat keskittyneet pääasiassa 20 kV verkon runkojohtojen, sekä rengasyhteyksien kaapelointiin. Tampereen Energia Sähköverkko Oy aloitti kaapelointihankkeet vuonna 2016 KVR1 hankkeella. KVR-urakka (Kokonaisvastuurakentaminen) tarkoittaa rakennusprojektia, jossa urakoitsija on vastuussa sekä suunnittelusta, että toteutuksesta. Viimeisin hanke on KVR6 ja se on suunniteltu loppumaan vuonna 2027. Kuuden KVR hankkeen avulla Teiskon sähköverkko on saatu paremmin nykyaikamusten tasolle. Tämän ansiosta viat ovat vähentyneet merkittävästi ja sähkön toimitusvarmuus parantunut merkittävästi (Unkuri, 2025).

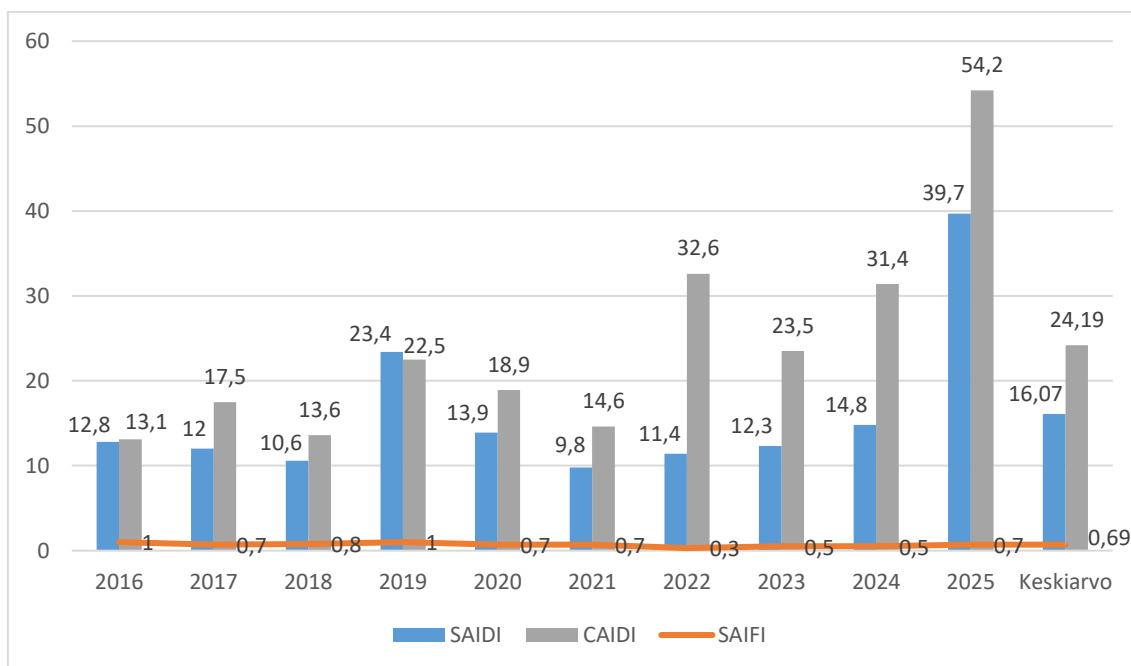
3.2 Toimitusvarmuus

Sähkömarkkinalain 51 § asettaa jakeluverkolle toimitusvarmuutta koskevat laatuvaatimukset. Lain mukaan jakeluverkko on suunniteltava, rakennettava ja ylläpidettävä siten, että myrskyn tai lumikuorman aiheuttama verkon vioittuminen ei aiheuta asemakaava-alueella verkon käyttäjälle yli kuuden tunnin sähkönjakelun keskeytystä. Asemakaava-alueen ulkopuolella, kuten haja-asutusalueilla vastaava enimmäiseskeytysaika on 36 tuntia. Käytännössä tämä tarkoittaa, että verkon rakenteen, käyttötoiminnan sekä viankorjauksen on oltava sellaisella tasolla, että laajojenkaan säästä aiheutuvien vikojen takia asiakkaiden sähkönjakelu ei keskeydy edellä mainittuja aikoja pidemmäksi. Vaatimukset koskevat etenkin myrskyn ja lumikuorman aiheuttamia vikoja, koska ne ovat merkittäviä sähkönjakeluverkon vikojen aiheuttajia. Sähkömarkkinalaki mahdollistaa myös käyttöpaikkakohtaisen poikkeavan tavoitetason tietyissä erityistapauksissa. TAES Oy:n verkkoalueella tällaisia kohteita ovat saaret, joihin ei ole siltaa tai säännöllisesti liikennöivää lauttayhteyttä. Myös käyttöpaikat, joissa vuotuinen sähkönkulutus edellisen kolmen kalenterivuoden aikana on ollut alle 2 500 kWh täyttävät erityisalueen kriteerit. TAES Oy:n verkkoalueella näille erityisalueiden käyttöpaikoille on määriteltä 120 tunnin aikaraja. Näitä liittymiä on verkkoalueella muutamia kymmeniä (Salonen, 2026).

Sähkömarkkinalain toimitusvarmuusvaatimuksille on asetettu siirtymäaikataulu. Edellä mainittujen vaatimusten täytyy koskea 50 % sähköverkkoyhtiön asiakkaista vuoteen 2019 mennessä ja 75 % asiakkaista vuoteen 2023 mennessä. Vuoden 2028 loppuun mennessä lähtökohtaisesti kaikkien asiakkaiden tulisi olla vaatimusten piirissä. Jotkut haja-asutusalueilla toimivat sähköverkkoyhtiöt ovat saaneet poikkeuksen ja tällöin määräaika voi ulottua vuoden 2036 loppuun asti, mikäli verkon saneeraus vaatimusten mukaiseksi edellyttäisi poikkeuksellisen laajoja saneeraushankkeita (Tšili, 2020).

Teiskon alueen toimitusvarmuutta voidaan pitää keskimääräisten keskeytysaikojen perusteella melko hyvänä, vaikka alueella esiintyy edelleen yksittäisiä

toimitusvarmuuteen ja sähkönlaatuun liittyviä haasteita. Teiskon alueen keskimääräinen keskeytysaika eli SAIDI on viime vuosina ollut noin 16 minuuttia asiakasta kohden pois lukien vuonna 2025, jolloin Hannes-myrskyn takia se oli poikkeuksellisen korkea 39,7 minuuttia per asiakas. Keskeytysten keskimääräinen kesto eli CAIDI on ollut noin 24 minuuttia per keskeytys. Keskimääräinen keskeytysmäärä asiakasta kohden, eli SAIFI on ollut viime vuosina 0,69 kappaletta per asiakas. Nämä arvot kertovat, ettei keskeytyksiä ole esiintynyt määrällisesti tai kestoaltaan merkittävästi, vaan alueen toimitusvarmuus on kokonaisuutena hyvällä tasolla (Tampereen Energia Sähköverkko Oy, 2026).



Kuva 1. Keskeytysarvot.

Alueen keskijänniteverkkoa on automatisoitu melko kattavasti, joka auttaa vikojen hallinnassa. Alueella on käytössä muuntamoautomaatioita sekä kaukokäytettäviä muuntamoita, joissa on käytössä vianilmaisuus. Nämä ovat etenkin käytössä muuntamoilla, joista lähtee keskijännitehaaroja ilmajohtoverkkoon. Nämä parantavat merkittävästi vikojen hallintaa, koska vikapaikan rajaaminen ja verkon uudelleenkytkentä voidaan tehdä nopeasti. Vianilmaisimet eivät kerro vikapaikkaa täysin tarkasti, mutta niiden avulla viallinen verkon osa pystytään rajaamaan nopeammin. Automatisoinnin avulla voidaan pienentää vika-alueita, sekä palauttaa sähköt mahdollisimman suurelle osalle

asiakkaista jo ennen varsinaisen vikakohtan korjaamista. Vaikka alueella ei ole käytössä FLIR-järjestelmiä, eli automaattista vianpaikannus-, erotus-, ja sähkönpalautukseen tarkoitettua automatiikkaa, nykyinen muuntamoautomaatio ja kaukokäyttö parantavat toimitusvarmuutta etenkin keskijänniteverkon vikojen rajauksessa (Virtanen, 2025).

Sähkönlaadun ja kapasiteetin osalta alueella on tapahtunut selkeitä parannuksia, vaikkakin vanhan pienjänniteverkon alueilla esiintyy edelleen paikallisia ongelmia. Sähkönlaadun paranemiseen on vaikuttanut Nurmen ja Teiskon sähköasemien välisen keskijänniteyhteyden rakentaminen vuonna 2008 ja 2016, jolla voidaan vikatilanteessa korvata 110 kV yhteyttä molempiin suuntiin. Tämä parantaa alueen käyttövarmuutta ja pienentää suurempien vikojen riskiä tilanteissa, joissa 110 kV yhteys ei ole käytettävissä (Unkuri, 2025).

Pienjänniteverkossa tilanne on haastavampi kuin keskijänniteverkossa. Alueella on edelleen vanhoja käyttöpaikkoja ja yksittäisiä verkon osia, joissa sähkönlaatu ei täysin vastaa nykyajan vaatimuksia. Nämä ongelmat sijaitsevat kuitenkin pääosin vanhemman verkon alueilla. Näillä alueilla voi esiintyä jännitehäviöitä, jotka korostuvat etenkin pitkien johtolähtöjen ja kasvavan kuormituksen seurauksena. Myös sähkönkulutuksen lisääntyminen, kuten ilmalämpöpumput ja sähköautojen lataus voivat lisätä haasteita tulevaisuudessa. LED-tekniikan ja muun nykyaikaisen elektroniikan lisääntyminen on voinut muuttaa sähkönlaatuun liittyvien havaintojen luonnetta, sillä eri laitteet reagoivat jännitteen vaihteluihin eri tavoin. Nykyaikainen elektroniikka voi joissain tapauksissa olla herkkää sähkönlaadun vaihteluille, mutta esimerkiksi LED-valaistus voi myös vähentää perinteiseen välkyntäilmiöön liittyviä havaintoja (Virtanen, 2025).

Kokonaisuutena Teiskon alueen toimitusvarmuus on hyvällä tasolla, mutta kehittämistarpeitakin löytyy etenkin vanhan verkon alueilla. Keskijänniteverkon automaatio, kaukokäyttöiset muuntamot, vianilmaisut sekä rengasverkon käyttäminen ovat parantaneet vikojen hallintaa ja vähentäneet vikojen määrää. Tulevaisuuden kannalta on tärkeää jatkaa vikatilastojen seuranta ja kohdentaa tulevia verkon

kehittämistoimenpiteitä niille alueille, joissa sähköverkon ikä ja kasvava kuormitus aiheuttavat suurimman riskin sähkön laadulle sekä toimitusvarmuudelle.

3.3 Sähköverkon kehitys ja tulevat investoinnit

Teiskon tulevaisuuden näkymät ovat varovaisen positiiviset. Suurten kaapelointihankkeiden avulla pystytään vastaamaan sähkön kulutuksen lisääntymisen vaatimuksiin. Kun KVR6 hanke saadaan vietyä onnistuneesti maaliin, alustavissa suunnitelmissa on tarkoitus aloittaa pienjännitehaarojen maakaapelointi ja Teiskon sähköaseman saneeraus.

Maakaapelointi on ollut selkeä strategia Teiskon alueen runkoverkon kehittämisessä. Viime vuosina on kaapeloitu suuria määriä kriittisistä keskijänniteverkon runkojohdoista. Teiskossa on kuitenkin vielä jäljellä paljon kuluttajien pienjänniteilmajohtoja.

Teiskossa on myös mahdollisuudet suurille, erityisesti paljon tilaa vaativille, uusiutuvien energian hankkeille. Alueelle on vuosien saatossa tullut muutamia kyselyitä liittyen tuulivoima- ja aurinkovoimapuistohankkeisiin. Pohjois-Teiskoon on suunniteltu myös uutta sähköasemaa, mutta toistaiseksi tarvetta sen rakentamiselle ei ole tullut. Toistaiseksi hankkeet eivät ole toteutuneet erinäisistä syistä, esimerkiksi alueella sijaitsevan lentokentän takia.

Pohjois-Tampereen strategisen yleiskaavan mukaan Teiskon alue tulee säilymään nykyisen tapaisena lähitulevaisuudessa. Merkittävimmät alueen sähköverkkoon vaikuttavat toimintaympäristön muutokset ovat sähköautojen latauspisteiden kasvu alueella vapaa-ajankiinteistöjen takia, sekä aurinkopaneeleiden ja akustojen määrän kasvaminen kuluttajilla. Myös suuremman kokoluokan aurinkovoimalaitos- ja sähkövarastotoimijat etsivät jatkuvasti mahdollisia sijoituspaikkoja laitteistoillensa.

3.4 Tulevaisuuden näkymät Teiskossa

Teiskon alue on viime vuosina noussut kaupungin kehittämiskeskusteluissa suurempaan rooliin. Tampereen kantakaupunki on tiheään rakennettua aluetta ja Teiskon suuri pinta-ala, joka on harvaan rakennettua, tarjoaa kaupungille potentiaalisia kasvun mahdollisuuksia. Teiskon alue on myös luonnonläheistä ja siellä sijaitsee hyvät virkistysmahdollisuudet. Kaikki nämä mahdollistavat kokonaisuuden, jollaista on vaikeaa löytää Tampereen kantakaupungin välittömästä läheisyydestä.

Teiskon alue eroaa muusta Tampereesta harvaan asutulla rakenteellansa ja luontoarvoillansa. Tampere on viime vuosina ollut koko Suomen muuttovoittoisimpia kuntia (Tilastokeskus, 2025) ja tästä syystä kasvaa tarve keksiä ratkaisu lähitulevaisuuden asumisongelmaan. Teiskolla on valtava potentiaali toimia luonnonläheisenä kasvusuuntana, jossa yhdistyisivät hyvät liikenneyhteydet, suuret tontit ja luonto.

Kasvava etätöiden teko myös tukee tätä kehitystä. Ihmiset haluavat nykyisin yhä enemmän rauhallista asumisympäristöä, mutta silti hyvät kulkuyhteydet kantakaupunkiin. Teiskossa on jo nyt alueita, joissa on valmiiksi jo asutusta (Aitoniemi, Kämmenniemi, Kapee) ja tarvittavat puitteet alueiden kasvulle.

Suurimmat haasteet Teiskossa tulevat olemaan Tampereen kaupungin kaavoittaminen ja ilmastonmuutos. Tulevaisuuden kaavoituksista ei vielä voida sanoa mitään varmaksi, mutta jos alueelle kaavoitetaan merkittäviä määriä asutusta ja palveluita, sähköverkkoa joudutaan tällöin vahvistamaan. Tämä vaikeuttaisi jo tehtyjen investointien taloudellista näkökulmaa, jos uutta maakaapeliverkkoa joudutaan vahvistamaan merkittävästi kaavoitetuilla alueilla. Ilmastonmuutos vaikuttaa myös sään ääri-ilmiöihin. Ääri-ilmiöt ovat lisääntyneet viime vuosina ja etenkin myrskyt ovat yleistyneet roudattomana aikana. Tällöin puut kaatuvat helpommin, kuin roudalliseen aikaan ja tämä on ongelma ilmajohtoverkkojen kanssa.

Kansallisella tasolla voimaan tulevat määräykset vihreään siirtymään myös nostavat investointien hintaa. Tästä on konkreettisenä esimerkkinä kaasuvapaat muuntamoiden kojeistot. Nykyiset, viime vuosina eniten käytetyt kojeistot sisältävät SF6-kaasua eristeenä. SF6-kaasu on sähköisenä eristeenä noin kolme kertaa parempi kuin ilma, mutta samalla 23 500 kertaa haitallisempi kasvihuonekaasu kuin hiilidioksidi (Tekniikan Maailma, 2019). Tästä syystä Euroopan Unionin F-kaasusetus astui voimaan 11.3.2024 (Valtioneuvosto, 2024). Käytännössä tämä tarkoittaa sähköverkkoyhtiöillä, että ennen maaliskuuta 2024 ostetut SF6-kojeistot saa ottaa käyttöön vielä vuoden 2026 aikana. Viimeistään tämän jälkeen uudet kojeistot täytyy korvata esimerkiksi ilmaeristeisillä kojeistoilla, jotka ovat kalliimpia, kuin SF6-kojeistoilla varustetut muuntamot.

Energiaviraston uusi valvontamalli vaikeuttaa myös sähköverkkoyhtiöiden investointien kannattavuutta. Energiavirastoa on kritisoitu useamman sähköverkkoyhtiön toimesta liian nopeista ja merkittävistä muutoksista, jotka ovat muuttaneet verkkoyhtiöiden pitkän aikavälin suunnitelmia. Yksi suurimmista muutoksista on myös verkon arvon laskeminen. Aiemmin verkon arvo on laskettu vähentämällä tämän hetken verkon jälleenhankintahinnasta ikäpoistot. Tämä tarkoittaa, että laskukaavassa käytettävä hinta on viimeisimmän vuoden kustannustaso. Uudessa mallissa, joka koskee vuosia 2024–2031 verkon arvo määritellään investointien toteutusvuoden hintojen perusteella. Monet sähköverkkoyhtiöt ovat investoineet valtavia summia säävarmaan verkkoon 2010-luvun alkupuolelta lähtien. Hinnat ovat nousseet tasaisesti 2010-luvun alkupuolelta, mutta etenkin 2020-luvun alkupuolella ne nousivat merkittävästi. Jos sähköverkkoyhtiöllä on paljon vanhaa sähköverkkoa, heidän sähköverkkonsa arvo putoaa merkittävästi. Sähköverkon arvon putoaminen vaikuttaa taloudellisesti verkkoyhtiöiden liikevaihtoon. Tämä voi johtaa investointien perumiseen tai siirtämiseen tulevaisuuteen. Sähköverkon investoinnit verkon vahvistamiseksi ovat pakollisia aikana, jolloin uusiutuvat energialähteet lisääntyvät yhteiskunnassamme ja maailma ympärillämme sähköistyy koko ajan enemmän.

4 Teknitaloudellinen vertailu ja kehittämismahdollisuudet

Teknitaloudellinen vertailu on keskeinen osa sähköverkkoyhtiöiden suunnitteluprosessia sekä strategiaa. Sähköverkon investoinnit ovat pääomavaltaisia ja pitkäikäisiä ja ne vaikuttavat suoraan toimitusvarmuuteen, sekä kustannustasoon vuosikymmeniksi eteenpäin. Erilaisten rakentamistapojen vertailussa vertaillaan kokonaisuutta, johon kuuluu muun muassa tekniset ominaisuudet, alkuinvestointi, käyttövarmuus sekä elinkaarikustannukset.

4.1 Vertailun lähtökohdat

Teknitaloudellisen vertailun kannalta Energiaviraston kehittämissuunnitelmamääräyksen keskeinen merkitys on se, että verkon kehittämiskäytännöt ei arvioida pelkästään teknisen toteutettavuuden perusteella, vaan myös niiden kustannustehokkuus ja vaihtoehtoiset toteutustavat on pystyttävä perustelemaan (Energiavirasto, 2023b). Sähköverkkoyhtiön on siis tarkasteltava, millaisella ratkaisulla verkon kehittämistarve voidaan täyttää parhaiten, kun huomioidaan investointikustannukset, käyttökustannukset, kunnossapitokustannukset sekä verkon käyttövarmuus pitkällä aikavälillä. Tämä korostaa tarvetta vertailla erilaisia rakentamistapoja, kuten maakaapelointeja ja ilmajohtorakentamista keskenään. Vertailun tavoitteena on selvittää, miten eri rakentamistavat eroavat toisistaan teknisten ominaisuuksien, kustannusrakenteen ja elinkaaren aikaisen suorituskyvyn näkökulmasta. Tällaisessa tarkastelussa huomioidaan investointikustannukset, käyttö- ja kunnossapitokustannukset, toimitusvarmuus ja pitkän aikavälin vaikutukset sähköverkon toimintaan.

4.2 Vertailukriteerit

Tässä luvussa määritetään sähköverkon rakentamistapojen vertailun lähtökohdat, tavoitteet ja tarkastelun rajaukset. 20 kV:n haarajohtojen rakentamistapojen teknitaloudellinen vertailu edellyttää selkeitä vertailukriteerejä, joiden avulla voidaan

vertailla vahvuuksia ja heikkouksia systemaattisesti ja tasapuolisesti. Tässä työssä vertailu tehdään Energiaviraston jakeluverkon kehittämissuunnitelmasta annetun määräyksen mukaisesti. Määräyksen mukaan vertailun keskeiset kriteerit perustuu neljään keskeisimpään kriteeriin: investointikustannuksiin, muihin kertaluontoisiin kustannuksiin, OPEX-kustannuksiin sekä KAH-kustannuksiin. Nämä kustannukset muodostavat keskeiset kriteerit Energiaviraston kustannusvertailun taulukkolaskennassa. Muita keskeisiä parametrejä ovat esimerkkihankkeen johtopituus, keskiteho sekä kuormituksen muutos.

Investointikustannukset ja muut kertaluontoiset kustannukset koostuvat alkuinvestoinnista, sekä muista kertaluontoisista kustannuksista sähköverkon komponenttien pitoaikana. Kaikilla tarkasteltavilla rakennustavoilla on omat lisäinvestointinsa, jotka esitetään myöhemmin.

OPEX-kustannukset tarkoittavat kustannuksia jokapäiväisestä toiminnasta. Näihin kuuluvat kunnossapitokustannukset sekä viankorjauskustannukset. Näiden kustannuksien hinnat on määritelty TAES Oy:n toimesta jo aiempina vuosina.

KAH-kustannukset koostuvat eri rakennustapojen vikataajuuden, aikajälleenkytkentöjen ja pikajälleenkytkentöjen määrästä kullekin rakennustavalle.

Vertailussa tarkasteltava verkko on tyyppillistä haja-asutusalueen verkkoa, joka on rakennettu teknisten vaatimusten ja turvallisuusmääräysten mukaisesti. Vertailussa oletetaan myös, että tarkasteltavan verkon kuormitus kehittyy maltillisesti ja ennustettavasti tarkastelujakson aikana. Työssä ei ole määritelty eri vaihtoehtojen sähkön laatua, vaan oletuksena on, että kaikki rakennustavat täyttävät TAES Oy:n sähkön laadun vaatimukset.

Esimerkkihankkeeksi valittiin Tampereen Teiskosta kymmenen erilaista päättyvää keskijännitehaaraa, jotka ovat nähtävillä kuvassa 1. Nämä haarat suunniteltiin uudestaan

keskijännitejaketelun osalta käyttäen kolmea eri rakentamistapaa. Ensimmäinen rakentamistapa on 20 kV maakaapelointi, toinen rakentamistapa on 20 kV avojohto ja kolmas tapa on 1 kV maakaapelointi. Energiaviraston taulukkolaskennassa 20 kV maakaapelointi on ratkaisu 1, 20 kV avojohto on ratkaisu 2 ja 1 kV maakaapelointi on ratkaisu 6. Vertailussa ei ole huomioitu kuluttajien pienjännitejakelua, vaan ainoastaan rungon rakentamisesta koostuvat kustannukset. Purkutöitä ei myöskään ole huomioitu vertailussa, sillä ne olisivat samat kaikilla rakentamistavoilla.



Kuva 2. Valitut kymmenen haaraa.

Kymmenelle tarkasteluun valitulle keskijännitehaaralle määritettiin rakentamiskustannukset kaikilla kolmella rakentamistavalla. Tämän jälkeen kunkin rakentamistavan kustannukset koottiin yhdeksi kokonaisuudeksi ja jaettiin tarkasteltujen haarojen lukumäärällä, jolloin saatiin keskiarvoinen haara teknistaloudellista vertailua varten. Energiaviraston kustannusvertailussa esimerkki haaraksi valittiin 20 kV:n maakaapelointihaara. Tämän haaran pituudeksi tuli 1,723 km.

Koska avojohdoilla ja 1 kV maakaapeloinnilla haarojen pituudet vaihtelevat hieman verrattuna 20 kV:n maakaapelointiin, skaalattiin niiden haarat pituuskertoimella yhtä pitkiksi.

4.3 Tarkasteltavat verkkoratkaisut

Tässä luvussa esitellään teknistaloudellisessa vertailussa tarkasteltavat rakentamistavat. Tarkempaan tarkasteluun valitut 20 kV:n maakaapelointi, 20 kV:n avojohto sekä 1 kV:n maakaapelointi ovat kaikki hyvin soveltuvia vaihtoehtoja haja-asutusalueen päätyvien keskijännitehaarojen toteuttamiseen. Valitut vaihtoehdot ovat toisistaan poikkeavia ratkaisuja, joilla kaikilla on omat erityispiirteensä teknillisesti, sekä taloudellisesti. Nämä vaihtoehdot tarjoavat myös mahdollisuuden arvioida eroja perinteisen keskijänniteverkon vahvistamisen ja vaihtoehtoisen verkkoratkaisun välillä.

Teiskosta valittiin kymmenen eri keskijännitehaaraa, jotka suunniteltiin uudestaan TAES Oy:n verkkotietojärjestelmä Trimble NIS:llä. Kaikilla kolmella eri vaihtoehdolla suunniteltiin runkokaapeli, muuntamot ja ilmajohtoratkaisussa pylväät, orret ja kalliotuet. Kaikilla rakentamistavoilla suunniteltiin myös kaivuureitti, sekä kallioalueilla tarvittavat putket tai kalliotuet. Kaapeloinneissa myös teiden alitukseen lisättiin SR10 erikoisvahvaa suojaputkea kaapelireitille. Muuntamoihin kuuluivat muuntajakone, keskijännitteinen kojeisto, muuntamokoppi sekä muuntamon perustaminen haja-asutusalueelle.

4.3.1 Ratkaisuna 20 kV maakaapelointi

20 kV maakaapeloinnilla suurimpia kustannuksia aiheuttivat runkokaapeli ja sen asennus maahan. Runkokaapelin tyyppi oli kaikissa haaroissa joko AHXAMK-W 3x185 tai AHXAMK-W 3x95, riippuen haarasta. Jos päätyvän haaran varrella tai perässä ei ollut montaa kuluttajaa ja kulutus oli yleisesti pientä, valittiin johtimen kooksi AHXAMK-W 3x95. Jos haaran perässä oli teollisuutta, maataloutta tai suuria määriä kuluttajia, valittiin

tällöin AHXAMK-W 3x185. Myös pitkillä haaroilla valittiin automaattisesti suurempi johdinkoko runkokaapeliksi.

Suurimmat kustannukset 20 kV maakaapeloinnissa aiheutti haja-asutusalueen kaapelireitti. Tähän kustannuserään kuuluu käytännössä kaapeliojan kaivuu, peitto, tiivistys ja tasaus, sekä kaivuureitin saattaminen samanlaiseksi kuin ennen kaivuuta. Myös kartoitus ja kaivuulupien hankinta tarvittavilta maanomistajilta kuuluu tähän yksikköön.

Myös muuntamoiden uusiminen kasvatti haarojen hintoja. Jokainen haaran varrella ollut muuntamo korvattiin uudella puistomuuntamolla. Puistomuuntamon yksikköihin kuuluu muun muassa maaseutumuuntamon kevytperustus, maaseutumuuntamon rakentaminen, kaasutiivis puhdasilmaeristeinen keskijännitekojeisto, sekä muuntajakone. Valittujen muuntamokoneiden koot vaihtelivat 20 kV:n maakaapelointisuunnitelmissa 50 ja 100 kVA:n välillä. Näiden kahden muuntamokoneiden hinnat ovat lähellä toisiaan, joten valitun muuntamokoneen koolla ei ollut merkittävää eroa kokonaiskustannusten kannalta.

Kaapelireitille asennetaan myös samaan kaivuujoaan maadoituskupari. Maadoituskupari asennetaan kaikkien muuntamoiden välille, jotta keskijänniteverkon maadoitusjärjestelmästä saadaan yhtenäinen ja mahdollisimman pieniresistanssinen (Tampereen Energia Sähköverkko Oy, 2021). Maadoituskuparin asentaminen kokonaiskustannuksissa ei ole merkittävä osuus.

Kaapelireitin varrelle joudutaan asentamaan suojaputkia. Käytettyjä suojaputkia on kahdenlaisia: muoviputki ja SRE-putki. Muoviputkea asennetaan kallioisiin kohtiin kaapelireitillä. Teisko on alueena todella kallioista, joten kaapelireitin kokonaispituudesta noin 30 % on muoviputkella putkitettua. SRE-kaapelisuojaputki on erikoisvahvaa suojaputkea, jota käytetään pääosin matala-asennuksissa sekä teiden alituksissa. SRE-suojaputki on huomattavasti kalliimpaa kuin normaali muoviputki. Yhdessä näiden

aiheuttama kokonaiskustannus näkyy investointikustannuksissa. Keskiännitekaapelin kanssa molemmista putkista käytetään kokoa, jonka halkaisija on 140 mm. Maakaapeloinnissa käytetty hinnasto on TAES Oy:n KVR6 hankkeen hinnasto, joka on vuodelta 2025.

4.3.2 Ratkaisuna 20 kV avojohto

Tarkasteluun valitut keskiännitehaarat on suunniteltu myös 20 kV avojohtoratkaisuna. Avojohtoratkaisun kokonaiskustannukset muodostuvat useista eri osista, joista suurimmat kustannukset muodostuvat muuntamoista, sekä keskiänniteilmajohdon rakentamisesta. Avojohtorakentamisen kustannukset ovat myös melko vahvasti investointipainotteisia, mutta kustannusrakenne eroaa merkittävästi verrattuna maakaapelointiin. Avojohtoverkossa kustannuksia ei synny pitkistä kaapelikaivannoista, vaan kustannukset painottuvat selkeästi pylväsrakenteisiin sekä muuntamoihin.

Avojohtosuunnittelussa on huomioitu muun muassa erilaisten puupylväiden pystytykset, erilaiset orsirakenteet sekä kalliotuet. Avojohtoverkon rakentaminen edellyttää myös hyvää reittisuunnittelua ja pylväspaikkojen määrittelyä. Maastosuunnittelun merkitys korostuu etenkin haja-asutusalueella, sillä hyvällä maastosuunnittelulla ilmalinjan pituutta sekä pylväiden määriä saadaan pienemmäksi. Suorilla johto-osuuksilla voidaan käyttää kevyempiä pylväsrakenteita, kun taas verkon kulmakohdissa ja haaroissa tarvitaan raskaampia pylväsrakenteita. Kallioisen alueen takia kalliotukia suunniteltiin noin 30 %:iin pylväistä.

Avojohdon kannatinrakenteina on käytetty kannatinorsia, sekä kulmaorsia. Kaikkiin pylväisiin on myös laskettu mukaan ylimääräiset kannatuskoukut, jotta päättyvän haaran maadoitus on saatu toteutettua pylväitä pitkin asentamalla ylimääräinen Rv63 avojohto maadoitusta varten.

Toinen merkittävä kustannuserä syntyy muuntamoista. Suunnitelluilla haaroilla haaraa syöttävä muuntamo uusittiin aina puistomuuntamoksi, mutta haaran varrella sijaitsevat pylväsmuuntamot uusittiin uusiksi pylväsmuuntamoiksi. Haaraa syöttävät muuntamot uusittiin puistomuuntamoiksi, jotta runkoverkko olisi täysin maakaapeliverkkoa. Puistomuuntamot ovat TAES:n verkossa vakioitu ratkaisu ja tarvittaessa niihin voidaan helposti asentaa automaatiolaitteisto. Vaikka puistomuuntamot ovat huomattavasti kalliimpia kuin pylväsmuuntamot, ovat ne perusteltu vaihtoehto niiden käyttövarmuuden ja turvallisuuden kannalta.

Avojohtoratkaisun teknistaloudellisessa arvioinnissa ei riitä kuitenkaan pelkän alkuinvestoinnin tarkastelu. Vaikka avojohto on investointikustannuksiltaan edullisempi rakentamistapa kuin maakaapeloinnit, sen kokonaiskustannukset riippuvat vahvasti sen pitoajan aikaisista kustannuksista, toimitusvarmuudesta, vikaherkkydestä sekä kunnossapitokustannuksista. Vertailukelpoisia tuloksia saadaan vasta, kun huomioidaan OPEX- ja KAH-kustannukset mukaan.

4.3.3 Ratkaisuna 1 kV maakaapelointi

Kolmantena vaihtoehtona tarkasteltavat haarat on suunniteltu siten, että perinteinen 20 kV:n keskijännitteinen runko on korvattu 1 kV:n maakaapelirungolla. Tässä ratkaisussa haaran runko toteutetaan AXC185-maakaapelilla, jolloin keskijännitteinen runko jää kolmikäämimuuntajalle haaran alkuun.

Kustannusrakenne 1 kV:n maakaapeloinnissa eroaa verrattuna 20 kV:n maakaapelointiin tai 20 kV avojohtoratkaisuun. 1 kV:n maakaapeloinnissa ei synny suuria kustannuksia kalliimman keskijännitekaapelin rakentamisesta haaran rungoksi, vaan kustannukset painottuvat pienjännitekaapelin lisäksi vahvasti muuntamoihin.

Muuntamot muodostavat suurimman osuuden kustannuksista. 1 kV:n maakaapeloinnissa jännite täytyy muuntaa 20 kV:sta 1 kV:iin, jolloin muuntajina täytyy käyttää kolmikäämimuuntajakoneita. Kolmikäämimuuntamo sijoitetaan päättyvän

haaran alkuun. Suunnitelluissa haaroissa täytyy myös käyttää 1/0,4 kV:n muuntajia, jotta jännitetaso saadaan muunnettua kuluttajille sopivaksi, eli 1 kV:sta 0,4 kV:iin. Nämä 1/0,4 kV muuntajat sijoitetaan kuluttajien läheisyyteen, jotta liittymiskaapeleiden pituudet pysyisivät mahdollisimman lyhyinä.

1 kV:n maakaapeloinnissa kustannuksia syntyy myös runkokaapelista ja sen asentamiseen liittyvistä töistä. AXC185-maakaapeli valittiin runkokaapeliksi, koska sen poikkipinta mahdollistaa riittävän suuren virrankeston ja sen poikkipinta vastaa TAES Oy:n useasti käytettyä runkokaapelin kokoa.

Kaapelin lisäksi myös 1 kV:n ratkaisussa kustannuksia syntyy kaapelireitin rakentamisesta haja-asutusalueelle. Maanrakennustyöt ovat merkittävä osa kustannuksia, koska kaapeli on asennettava turvallisesti ja pitkäikäisesti maahan. Reitin pituus, maaperä ja tien alitukset vaikuttavat keskeisesti kustannuksiin, joten hyvällä suunnittelutyöllä kustannuksiin pystytään vaikuttamaan.

Maadoituskupari on myös olennainen osa kustannuksia tässäkin rakentamisvaihtoehdossa, sillä se varmistaa maadoitusten yhdistämisen muihin verkon osiin. 1 kV:n maakaapeloinnissa maadoituksen merkitys korostuu, koska verkossa on useita muuntamoihin ja kaapeleihin liittyviä sähkötekniisiä rakenteita, joiden turvallinen käyttö edellyttää hyvää ja toimivaa maadoitusjärjestelmää.

4.4 Investointi- ja elinkaarikustannusten arviointi

Investointikustannukset muodostavat teknistaloudellisen vertailun lähtökohdan, sillä ne kuvaavat rakentamistavan toteutukseen tarvittavaa taloudellista panostusta. Tässä työssä investointikustannuksia tarkastellaan koko elinkaarikustannusten näkökulmasta. Tavoitteena ei ole ainoastaan tunnistaa euromäärällisesti edullisinta rakentamistapaa, vaan tutkia, kuinka suuri kokonaiskustannus on pitoaikaan suhteutettuna.

Jotta rakentamistapojen investointikustannuksia voidaan vertailla tasapuolisesti, kustannukset on kohdistettava samaan vertailukohteeseen. Tässä työssä eri rakentamistavat on suunniteltu samoille päättyville haaroille, jonka jälkeen haaroista on muodostettu keskiarvoinen haara tarkasteltavaksi. Koska eri rakentamistapojen toteutuneet johtopituudet voivat erota toisistaan reittivalintojen ja teknisten ratkaisujen vuoksi, kustannuksia tarkastellaan yhdenmukaistetun johtopituuden perusteella. Energiaviraston taulukkolaskentapohjassa pituudet skaalattiin saman pituisiksi pituuskerrointa käyttämällä. Tällä pyritään varmistamaan, että kustannuserot johtuvat ensisijaisesti valitusta rakentamistavasta, eivätkä yksittäisen suunnitelman johtoreitin pituuserosta.

Haja-asutusalueen investointikustannusten arvioinnissa sähköverkkoyhtiön on olennaista tarkastella myös kustannusten suhde asiakasmäärään ja kuormitukseen. Pitkillä haaroilla kokonaisinvestointi voi muodostua suureksi, vaikka rakentamisen yksikkökustannus metriä kohden olisi kohtuullinen. Jos haaran päässä on vain vähän käyttöpaikkoja tai kuormitus on pieni, investointikustannus asiakasta tai siirrettyä tehoa kohti kasvaa suureksi. Tämän vuoksi pelkkä investointikustannus ei yksin kuvaa ratkaisun kustannustehokkuutta, vaan investointia tulee arvioida myös suhteessa verkon palvelemaa asiakasmäärää ja tehontarvetta kohden. Tässä työssä näitä ei ole tarkasteltu, sillä ne eivät vaikuta Energiaviraston taulukkolaskentaan lopputuloksen kannalta.

Investointikustannukset koostuvat käytännössä alkuinvestoinnista. Alkuinvestoinnilla tarkoitetaan rakentamishetkellä syntyvää kustannusta, joka tarvitaan valitun rakentamistavan rakentamiseen ja käyttöönottoon. Näihin kuuluu esimerkiksi kaapelit, materiaalit, pylväät, asennukset ja kaivuutyöt. Muilla kertaluontoisilla kustannuksilla taas tarkoitetaan myöhemmin tarkastelujakson aikana syntyvää kertaluontoista kustannusta, joka aiheutuu esimerkiksi komponentin uusimisesta verkon pitoajan puolivälissä. Seuraavat komponentit valituista rakentamistavoista on huomioitu laskennassa muihin kertaluontoisiin kustannuksiin:

- 20 kV maakaapelointi: keskijännitekojeiston uusiminen 40. vuoden kohdalla
- 20 kV avojohto: pylväiden uusiminen 40. vuoden kohdalla
- 1 kV maakaapelointi: katkaisijalaitteiden uusiminen 20. ja 40. vuoden kohdalla

Investointikustannusten arvioinnissa olennaista on myös tunnistaa kustannusten ajoittuminen. Investointikustannus syntyy pääosin hankkeen toteutushetkellä, jolloin verkkoyhtiö sitoo pääomaa valittuun rakentamistapaan koko sen pitoajaksi. Tämä tekee investointipäätöksestä pitkävaikutteisen, sillä valittu ratkaisu määrittää verkon rakenteen, kapasiteetin ja kunnossapitotarpeen useiksi vuosikymmeniksi eteenpäin.

Rakentamistapojen välillä voi olla merkittäviä eroja siinä, millainen kustannusprofiili investoinnilla on. Osa ratkaisuista vaatii suuren alkuinvestoinnin, mutta vähentää myöhempiä käytönaikaisia kustannuksia. Toinen ratkaisu voi olla rakentamishetkellä huomattavasti edullisempi, mutta sen käyttöikä, vikaherkkyys tai kunnossapitotarve voi kasvattaa kustannuksia myöhemmin. Investointikustannus kertoo siis ainoastaan, kuinka kallis ratkaisu on toteuttaa, mutta ei sitä, kuinka kallis valittu ratkaisu tulee olemaan koko käyttöikänsä aikana. Tästä syystä investointikustannusten lisäksi on tarkasteltava myös elinkaarikustannuksia.

Elinkaarikustannuksilla tarkoitetaan kaikkia kustannuksia, joita rakentamisratkaisu aiheuttaa koko tarkastelujaksonsa aikana. Toisin kuin pelkkä alkuinvestointi, elinkaarikustannus huomioi rakentamishetken kustannusten lisäksi myös verkon käytön, kunnossapidon, vikojen korjaamisen, komponenttien uusimisen sekä keskeytyksistä aiheutuvien haittojen kustannukset. Sähkönjakeluverkossa elinkaarikustannusten tarkastelu on tärkeää, sillä verkon komponenttien pitoajat ovat pitkiä ja investointipäätökset vaikuttavat verkkoyhtiön kustannuksiin useiden vuosikymmenten ajan. Oikean rakentamistavan valitseminen vaikuttaa siis keskeisesti pitkällä aikavälillä, ei vain ainoastaan toteutushetkellä.

4.5 Joustopalvelut vaihtoehtona verkkoinvestoinnille

Joustopalveluiden tarkastelu verkkoinvestointien vaihtoehtona on teknistaloudellisesti monimutkainen kysymys. Perinteisessä sähkönjakeluverkon kehittämisessä verkon kapasiteetti, toimitusvarmuus ja sähkönlaatu on varmistettu ensisijaisesti fyysisillä investoinneilla. Tällöin verkkoa on vahvistettu tai saneerattu siten, että se pystyy täyttämään ennakoitujen kuormituksen ja toimintavarmuuden vaatimukset koko verkon pitoajan. Joustopalvelut muuttavat tätä, koska niiden avulla verkon kuormitustilannetta voidaan hallita aktiivisesti ilman, että verkon fyysistä kapasiteettia kasvatetaan. Tällöin keskeiseksi kysymykseksi nousee, voidaanko verkon kehittämistarve ratkaista muuttamalla verkon käyttöä sen sijaan, että muutetaan verkon rakennetta fyysisesti.

Joustopalveluiden mahdollisuus korvata verkkoinvestointeja perustuu erityisesti siihen, että sähköverkon mitoitus tehdään usein huipputilanteiden perusteella. Verkon tekninen kapasiteetti on mitoitettava suurimpien kuormitustilanteiden mukaan. Tämä voi johtaa tilanteeseen, jossa verkkoa joudutaan vahvistamaan vain muutaman vuosittaisen huipputunnin takia, vaikka nykyinen verkko olisi suurimman ojan ajasta teknisesti riittävä. Tällaisessa tilanteessa joustopalvelu voi olla verkkoinvestointia kustannustehokkaampi ratkaisu, jos kuormitushuippua voidaan leikata, tai siirtää ilman merkittävää haittaa verkon käyttäjille. Tällöin fyysinen investointi voidaan joko välttää kokonaan, tai siirtää myöhemmälle ajankohdalle (Tampereen yliopisto, 2023).

4.5.1 Joustopalveluiden tekniset rajoitteet

Toisaalta on tärkeää tunnistaa, että joustopalvelut eivät lisää verkon teknistä kapasiteettia. Ne vaikuttavat verkon käyttötilanteeseen, mutta eivät muuta verkon rakennetta. Tämä on olennainen ero, kun arvioidaan joustopalveluita verkkoinvestoinnin vaihtoehtona. Jos verkon ongelma johtuu ainoastaan hetkellisistä tai harvoin esiintyvistä kuormitushuipuista, jousto voi olla tällöin perusteltu vaihtoehto. Jos taas verkon kapasiteettivaje on pysyvää ja jatkuvasti kasvavaa, tai johtuu rakenteellisista syistä, jousto ei ole ratkaisu pitkällä aikavälillä. Tällöin verkkoa on vahvistettava fyysisesti komponenteilla.

Joustopalveluita voidaan pitää erityisen hyvinä tilanteissa, joissa verkon kehittämistarpeeseen liittyy epävarmuutta. Esimerkiksi uuden kuormituksen, sähköautojen latauksen, sähkövaraston, tai hajautetun tuotannon vaikutuksia voi olla vaikea ennustaa tarkasti. Jos sähköverkkoyhtiö tekee suuren investoinnin liian aikaisin, on olemassa riski, että verkkoa vahvistetaan ylimitoitettusti suhteessa todelliseen tarpeeseen. Joustopalvelu voi tällöin toimia väliaikaisena ratkaisuna, jonka avulla sähköverkkoyhtiö saa lisää aikaa seurata kuormituksen todellista kehittymistä. Tämä voi parantaa myös sähköverkkoyhtiön investointien ajoitusta ja vähentää liian aikaisten investointien riskiä. Tämä voi olla merkittävä etu erityisesti haja-asutusalueilla, joilla kuormituksen kehitys on melko epävarmaa. Hyvänä esimerkkinä tästä on tilanne, jossa haja-asutusalueella sijaitsevalla haaralla yksittäinen uusi isompi kuorma aiheuttaa hetkellisen kapasiteettiongelman. Tällaisessa tilanteessa voidaan selvittää, voidaanko ongelma ratkaista kuorman ohjauksella, ennen kuin sähköverkkoa aletaan saneeraamaan fyysisesti.

4.5.2 Joustopalveluiden paikallisuus jakeluverkossa

Joustopalveluiden soveltuvuus riippuu kuitenkin paljon paikallisista olosuhteista. Jakeluverkon ongelmat ovat usein alueellisesti rajattuja, jolloin jouston on sijaittava oikeassa kohdassa verkkoa. Jos joustoa on saatavilla väärällä johtolähdöllä tai muuntopiirillä, se ei ratkaise ongelmaa. Tämä erottaa jakeluverkon joustotarpeet kantaverkon joustotarpeista. Kantaverkon tasapainottamisessa joustoresurssin sijainti verkon topologiassa on vähemmän kriittinen, mutta jakeluverkon kapasiteetti- tai jänniteongelmissa paikallisuus on ratkaiseva tekijä (Fingrid, ei pvm.).

Haja-asutusalueilla paikallisuus tekee joustopalveluiden hyödyntämisestä erityisen haastavaa. Asiakastiheys on pieni, kuormat ovat hajallaan ja yksittäisten asiakkaiden joustopotentiali voi olla vähäinen. Vaikka verkkoinvestointi olisi asiakasmäärään nähden kallis, joustopalvelulle ei välttämättä löydy riittävää markkinaa kyseiseltä alueelta (Reilua Energiaa, 2025). Tämä on keskeinen haaste joustopalveluissa haja-

asutusalueen näkökulmasta. Siellä, missä sähköverkon fyysiset investoinnit ovat useimmiten kalleimpia asiakasta kohden, joustoresurseja voi olla vähiten tarjolla. Tällöin joustopalveluiden käytännön toteuttaminen voi olla vaikeaa, vaikka ne teoriassa vaikuttaisivatkin potentiaalisilta vaihtoehdoilta.

Kaupunkialueilla tilanne on monesti vastakohta verrattuna haja-asutusalueisiin. Asiakkaita, kiinteistöjä, latauskuormia, lämmitys- ja jäähdytysjärjestelmiä sekä muita ohjattavia kuormia on valtavasti enemmän, jolloin joustopotentialiaali on suurempi (VTT, 2020). Myös verkon kuormitushuiput voivat olla selkeämmin tunnistettavia ja toistuvampia. Tällöin joustopalveluilla on paremmat edellytykset toimia investointeja lykkäävinä tai täydentävinä ratkaisuinä. Tämä ei kuitenkaan tarkoita, että joustopalvelut olisivat lähtökohtaisesti aina kaupunkiverkoissa kannattavia. Myös siellä on arvioitava joustojen luotettavuus, kustannukset, teknisen toteutuksen monimutkaisuus ja vaikutus verkon käyttövarmuuteen.

4.5.3 Joustopalveluiden toimintavarmuus ja riskien hallinta

Joustopalveluiden hyödyntäminen verkkoinvestointien vaihtoehtona edellyttää myös uudenlaista riskienhallintaa sähköverkkoyhtiön näkökulmasta. Fyysinen verkkoinvestointi on verkkoyhtiön omassa hallinnassa oleva ratkaisu. Kun johto, muuntamo tai sähköasema on rakennettu, sen kapasiteetti on käytettävissä verkon tarpeisiin. Joustopalveluissa verkkoyhtiö on riippuvainen asiakkaista, aggregaattoreista, markkinapaikasta, tiedonsiirrosta, sekä sopimusehdoista. Jos jousto ei toteudu sovituilla hetkellä, verkon tekninen ongelma voi toteutua edelleen. Tästä syystä joustopalveluiden käyttö verkon mitoituksessa edellyttää, että niiden toimintavarmuus voidaan arvioida riittävän luotettavasti.

Luotettavuuskysymys on erityisen tärkeä toimitusvarmuuden näkökulmasta. Sähköjakeluverkon kehittämisessä sähköverkkoyhtiöllä on velvollisuus varmistaa, että verkko täyttää sille asetetut tekniset ja laadulliset vaatimukset. Jos sähköverkkoyhtiö jättää verkon fyysisen investoinnin tekemättä luottamalla joustopalveluun, sen on

pystyttävä osoittamaan, että jousto on riittävän varma ja käyttökelpoinen myös kriittisissä tilanteissa. Tämä voi olla vaikeaa, jos joustoresurssi perustuu vapaaehtoiseen osallistumiseen, markkinaehtoiseen tarjontaan, tai kuluttajakäyttäytymiseen, joita ei voida ennakoida.

Joustopalveluiden käytössä on erotettava toisistaan normaali käyttötilanne ja häiriötilanne. Normaalisissa käyttötilanteissa joustolla voidaan hallita kuormitushuippuja, tasata verkon käyttöä ja vähentää hetkellisiä kapasiteettiongelmia. Häiriötilanteessa jouston rooli voi olla epävarmempi. Esimerkiksi myrskyn tai lumikuorman aiheuttamaa ilmajohtovikaa ei voida estää kulutusjoustolla. Jousto voi joissain tapauksissa auttaa rajaamaan vaikutuksia tai tukemaan sähkönsyöttöä esimerkiksi sähkövarastojen avulla, mutta se ei korvaa verkon rakenteellista säävarmuutta. Tämän vuoksi joustopalvelut soveltuvat paremmin kapasiteetin hallintaan kuin fyysisten vikaherkkyyksien poistamiseen. Tämä on erityisen olennainen asia haja-asutusalueen rakentamistapavertailussa. Jos tarkasteltavan haaran kehittämistarve johtuu siitä, että vanha ilmajohto on altis sääolosuhteille, joustopalvelut eivät ratkaise ongelman perussyitä. Asiakkaiden kuormien ohjaaminen ei estä puuston aiheuttamia vikoja tai pylväiden ikääntymistä. Tällaisissa tapauksissa verkon fyysinen saneeraus, esimerkiksi maakaapelointi on välttämätöntä. Jos taas kehittämistarve johtuu ensisijaisesti yksittäiseen kuormitushuippuun, esimerkiksi teollisuushallin rakentamiseen haja-asutusalueella, joustopalvelut voivat olla hyvä ratkaisu.

Joustopalveluiden taloudellinen arviointi on myös monimutkaisempaa, kuin perinteisen verkkoinvestoinnin arviointi. Verkkoinvestoinneissa kustannukset muodostuvat pääosin alku-, lisä-, sekä kunnossapitoinvestoinneista. Joustopalveluissa kustannus muodostuu usein jatkuvista maksuista, aktivointikorvauksista, järjestelmäkustannuksista, mittauksesta, tiedonvaihdosta ja hallinnollisista kustannuksista. Lisäksi kustannus voi riippua siitä, kuinka usein joustoa käytetään ja kuinka paljon siitä joudutaan maksamaan markkinoilla. Tämän vuoksi joustopalvelun kustannukset eivät ole samalla tavalla ennustettavissa, kuin verkkoinvestointien kustannukset. Toisaalta joustopalveluiden

etuina ovat niiden skaalattavuus ja mahdollinen joustavuus sopimuskausien kautta. Fyysinen verkkoinvestointi tehdään yleensä vuosikymmeniksi eteenpäin ja sen mitoitusta on vaikea muuttaa jälkikäteen ilman uusia investointeja. Joustopalvelun määrää voidaan teoriassa kasvattaa, pienentää tai lopettaa kokonaan. Tämä tekee siitä kiinnostavan vaihtoehdon tilanteissa, joissa tulevaisuuden kuormituksen kehitys on vaikeasti ennustettavissa. Toisin sanoen se toimii sähköverkkoyhtiöille kuin optiona: sähköverkkoyhtiö voi odottaa tarkasteltavasta verkon osasta lisädataa ennen pysyvää investointipäätöstä. Tässä on myös riskinsä. Jos sähköverkkoyhtiö lykkää investointia joustopalveluiden avulla, mutta jouston saatavuus heikkenee, hinta nousee tai kuormitus kasvaa odotettua nopeammin, voi syntyä tilanne, jossa fyysinen investointi joudutaan tekemään kiireellisesti. Usein kiireellinen investointi on kalliimpi ja suunnittelun kannalta haastavampi, kuin ajoissa toteutettu ja hyvin suunniteltu investointi. Tästä syystä joustopalveluiden käyttö investoinnin lykkäämiseksi vaatii jatkuvaa seurantaa ja selkeää toimintasuunnitelmaa, milloin jousto ei enää tule riittämään ja verkkoa täytyy kehittää investoinnin avulla. Sähköverkkoyhtiön tulisivikin tarkastella joustopalveluita teknistaloudellisena vaihtoehtona samalla tavalla, kuin muita verkkoratkaisuja. Tämä tarkoittaa, että joustopalveluille tulee määrittää selkeästi kustannus, tekninen vaikutus, käyttövarmuus, riskit ja soveltuvuus tarkasteltavaan kohteeseen. Pelkkä oletus jouston edullisuudesta ei riitä. Samoin pelkkä epävarmuus jouston toteutumisesta ei saisi johtaa siihen, että joustopalvelut suljetaan automaattisesti pois tarkastelusta. Tarvitaan tapauskohtaista arviointia, missä jousto asetetaan samalle viivalle fyysisten rakentamistapojen kanssa.

Joustopalveluiden arvioinnissa voidaan pohtia esimerkiksi, kuinka suuri verkon kapasiteettivaje on, kuinka usein se esiintyy, kuinka pitkään joustoa tarvitaan kerrallaan ja kuinka pitkäksi ajaksi joustopalvelulla voidaan lykätä vaadittavaa investointia. Lisäksi täytyy arvioida, onko alueella riittävästi ohjattavia kuormia, tuotantoa tai sähkövarastoja ja voidaanko niiden käyttö varmistaa luotettavasti. Jos tarvittava jousto on pieni ja käyttötilanteet ovat harvinaisia, joustopalvelut voivat olla hyvä vaihtoehto. Jos joustoa tarvitaan usein ja isoja määriä, investointi on parempi vaihtoehto.

Joustopalveluiden käyttöönotto muuttaa myös sähköverkkoyhtiön roolia. Perinteisesti verkkoyhtiön tehtävä on ollut rakentaa ja ylläpitää verkkoa, jonka kautta sähkö siirtyy asiakkaille mahdollisimman luotettavasti. Joustopalveluiden myötä verkkoyhtiön on entistä enemmän hallittava myös verkon aktiivista käyttöä ja vuorovaikutusta asiakkaiden sekä eri markkinaosapuolten kanssa. Tämä edellyttää myös uudenlaista osaamista esimerkiksi data-analytiikassa, markkinamekanismeissa, sopimushallinnassa ja automaatioissa. Joustopalvelut eivät ole siis pelkästään tekninen ratkaisu, vaan ne myös muuttavat verkkoyhtiön toimintamallia.

4.5.4 Asiakkaan rooli ja automaatio joustopalveluissa

Asiakkaan näkökulma on keskeinen, koska joustopalveluiden onnistuminen perustuu usein asiakkaiden osallistumiseen. Asiakkaan on saatava joustosta riittävä hyöty, jotta osallistuminen on houkuttelevaa. Hyöty voi olla esimerkiksi rahallinen korvaus, vastuullisuus tai mahdollisuus päästä osalliseksi energijärjestelmän kehittämiseen. Toisaalta asiakkaan ei haluta kokevan merkittävää haittaa omassa arjessaan. Joustopalvelun hyväksyttävyyys riippuu siitä, kuinka huomaamattomasti ohjaus voidaan toteuttaa ja kuinka selkeästi asiakas ymmärtää osallistumisen ehdot ja vastuun.

Joustopalveluissa korostuu myös automaation merkitys. Jos joustopalvelut vaativat asiakkaalta jatkuvaa osallistumista ja aktiivista päätöksentekoa, sen käyttökelpoisuus jää todennäköisesti rajalliseksi. Laajamittainen jousto edellyttää, että joustopalveluiden ohjaus voidaan toteuttaa automaattisesti esimerkiksi laitteiden, aggregaattoreiden tai energianhallintajärjestelmien kautta. Tällöin asiakkaan rooli on enemmän osallistumisen hyväksyminen ja ehtojen määrittely, kuin jokaisen yksittäisen joustotapahtuman hallinta. Sähköverkkoyhtiön kannalta automaatio parantaa jouston ennustettavuutta ja toteutettavuutta, mutta lisää samalla riippuvuutta tiedonsiirrosta ja digitaalisista järjestelmistä (VTT, 2020).

Jos sähköverkkoyhtiö päätyy joustopalveluihin verkkoinvestoinnin sijaan, on sen varmistettava asiakkaiden tasapuolinen kohtelu. Verkkopalvelun tulee olla syrjimätöntä ja asiakkailta tulee olla oikeus luotettavaan sähkönjakeluun. Jos joustopalvelut perustuvat siihen, että tietyt asiakkaat joustavat ja saavat korvauksen, mutta muut asiakkaat hyötyvät verkon investointitarpeen pienenemisestä, syntyy kysymys hyötyjen ja kustannusten oikeudenmukaisesta jakautumisesta. Toisaalta, jos jouston ansiosta verkkokustannukset pysyvät alhaisempina, hyöty voi välittyä pitkällä aikavälillä kaikille asiakkaille alempina siirtohintoina. Tämän takia joustopalveluiden kustannusvaikutusten täytyy olla läpinäkyviä (Energiavirasto, 2025).

4.5.5 Joustopalveluiden asema tässä vertailussa

Teknicaloudellisen näkökulman kannalta paras joustopalveluiden kohde on sellainen, jossa investointitarve on suuri suhteessa jouston määrään. Jos pienellä joustomäärällä voidaan välttää kallis verkkoinvestointi, joustopalvelu voi olla kokonaisratkaisuna kustannustehokas. Jos taas tarvittava joustomäärä on suuri ja sitä tarvitaan usein, jouston hankintakustannus voi nousta korkeaksi. Tällaisessa tilanteessa verkkoinvestointi on pidemmällä aikavälillä varmempi ja edullisempi ratkaisu. Joustopalveluiden kannattavuus ei siis riipu pelkästään jouston yksikköhinnasta, vaan myös sen suhteesta vältettävään investointiin.

Joustopalveluita on myös tärkeää tarkastella tehokkaamman verkon käytön näkökulmasta. Nykyinen verkko on mitoitettu kestämään huipputilanteita, vaikka suurimman osan ajasta verkko saattaa olla vajaakäytössä. Joustojen avulla verkkoa voidaan käyttää tehokkaammin lähempänä sen todellista kapasiteettia ilman, että sen käyttövarmuus heikkenee, kuten LUT Universityn raportissa mainitaan (LUT University, 2021).

Tulevaisuudessa verkon joustopalvelut voivat muuttaa verkkoinvestointien luonnetta. Sen sijaan, että verkko rakennetaan kestämään kaikki mahdolliset huipputilanteet,

verkon kehittämisessä voidaan siirtyä aktiivisempaan malliin. Tällaisessa mallissa fyysinen kapasiteetti ja sähköverkon joustava käyttö tukevat ja täydentävät toisiaan. Fyysisistä verkkoinvestoinneista ei luovuta, vaan ne voidaan kohdentaa järkevämmiin. Tällöin verkkoa vahvistettaisiin siellä, missä tarve on hetkellistä tai epävarmaa.

Yhteenvedona voidaan todeta, että joustopalveluihin suhtaudutaan tässä vertailussa täydentävänä ratkaisuna, eikä varsinaisena rakentamistapana. Vertailuun valittujen haarajohtojen kehittämistarpeet liittyvät verkon vanhaan ikään ja toimitusvarmuuteen, minkä takia joustopalvelut eivät korvaa fyysisiä verkkoinvestointeja tämän työn näkökulmasta. Joustoilla voidaan kuitenkin pienentää tai lykätä sähköverkon investointeja kohteissa, joissa ongelmat johtuvat tilapäisistä tai paikallisista kuormitushuipuista ja joissa jouston saatavuus, sekä toimintavarmuus voidaan varmistaa riittävällä varmuudella.

4.6 Vertailun tulokset

Kustannusvertailun tulokset on kasattu Energiaviraston valmiiseen taulukkolaskentapohjaan ja kunkin rakentamistavan kustannukset on täytetty koko pitoajalta. Näin vertailu ei perustu ainoastaan investointikustannukseen, vaan tulos on suhteutettu koko verkon pitoajalle.

Taulukkolaskennan perusteella kokonaiskustannuksiltaan edullisin rakentamistapa oli ratkaisu 2, eli 20 kV avojohto, jonka kokonaiskustannus oli 134 983 €. Toiseksi edullisin ratkaisu oli ratkaisu 6, eli 1 kV maakaapelointi, jonka kokonaiskustannukseksi muodostui 143 795 €. Ratkaisu 1, eli maakaapelointi oli kallein ratkaisu ja sen kokonaiskustannukseksi tuli 162 929 €. Tulokset ovat nähtävissä taulukossa 1 sekä liitteissä 1 ja 2.

Taulukko 1. Rakentamistapojen kokonaiskustannusten vertailu.

Kustannus	Ratkaisu 1: 20 kV maakaapelointi	Ratkaisu 2: 20 kV avojohto	Ratkaisu 6: 1 kV maakaapelointi
Investointikustannus	146 616 €	84 980 €	127 116 €
Muut kertaluontoiset kustannukset	3 124,30 €	10 089,10 €	1794,60 €
OPEX-kustannukset	9 921,30 €	20 594,30 €	11 953,10 €
KAH-kustannukset	3 267,10 €	19 319,60 €	2 931,60 €
Kokonaiskustannus	162 928,70 €	134 983 €	143 795,30 €

Ero kokonaiskustannuksissa on suuri erityisesti 20 kV maakaapeloinnin ja 20 kV avojohdon välillä. 20 kV maakaapeloinnin kokonaiskustannus on noin 27 946 € kalliimpi, kuin 20 kV avojohdoratkaisun. Prosentuaalisesti se on noin 21 % korkeampi kokonaiskustannuksia vertaillessa. 1 kV maakaapelointi oli puolestaan 8 812 € kalliimpi, kuin 20 kV avojohto, eli kokonaiskustannuksilta noin 6,5 % kalliimpi. 20 kV maakaapeloinnin ja 1 kV maakaapeloinnin ero oli 19 133 €, joka on noin 13,3 %.

Investointikustannusten kannalta erot rakentamistapojen välillä olivat suuria. 20 kV maakaapeloinnin investointikustannus oli 146 616 €, kun 20 kV avojohdoratkaisussa investointikustannukset olivat ainoastaan 84 980 €. 1 kV maakaapeloinnin investointikustannus oli 127 116 € ja sijoittui näin ollen toiseksi kalliimmaksi investointikustannuksen näkökulmasta. 20 kV avojohto on siis selvästi edullisin vaihtoehto, kun vertaillaan pelkästään investointikustannusta. 20 kV maakaapelointi vaati 61 636 € suuremman investointikustannuksen, kuin avojohto ja prosentuaalisesti se on noin 72,5 % korkeampi. 1 kV maakaapelointi oli puolestaan 42 136 € kalliimpi kuin edullisin vaihtoehto, eli avojohto ja prosentuaalisesti se on noin 49,6 % suurempi investointi ilmajohtoon nähden.

20 kV avojohto siis on investointikustannusten perusteella selkeästi edullisin vaihtoehto. Tämä on tyypillistä haja-asutusalueella, jossa ilmajohto voidaan toteuttaa pienemmillä maanrakennus- ja materiaalikustannuksilla, kuin maakaapelointi. Ilmajohdossa ei tarvita kalliita kaivuutöitä ja maanrakennusprosesseja, kuten maakaapeloinnissa. Tarkasteltavissa haaroissa investointikustannus on merkittävä etu ja se vaikuttaa koko 50 vuoden tarkastelujakson aikana kokonaiskustannuksiin merkittävästi.

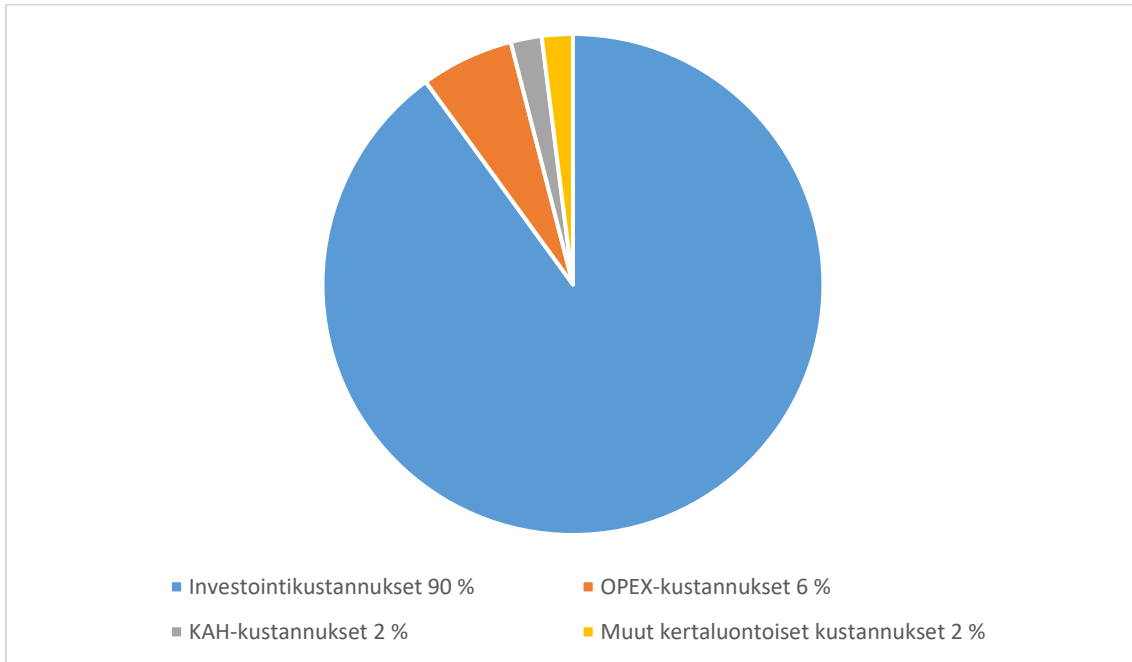
Muiden kertaluontoisten kustannusten osalta 1 kV maakaapelointi on tarkastelluista kolmesta vaihtoehdosta edullisin. Taulukossa 1 muut kertaluontoiset kustannukset ovat 1 kV maakaapeloinnilla 1 794,60 €, kun 20 kV maakaapeloinnilla ne ovat 3 124,30 € ja 20 kV avojohdolla 10 089,10 €. 20 kV avojohdolla muut kertaluontoiset kustannukset ovat selkeästi korkeimmat, mikä johtuu komponenttien uusimistarpeista tarkastelujakson aikana. Kokonaiskustannusten kannalta muiden kertaluontoisten kustannusten merkitys on selvästi pienempi, kuin investointi-, OPEX- ja KAH-kustannusten.

OPEX-kustannuksissa erot ovat myös selkeät. 20 kV maakaapeloinnin OPEX-kustannukset ovat 9 921,30 €, joka on pienin tarkastelluista ratkaisuista. 20 kV avojohtoratkaisulla OPEX-kustannukset ovat 20 594,30 € ja 1 kV maakaapeloinnilla 11 953,10 €. Avojohton OPEX-kustannukset ovat siis selkeästi korkeimmat 20 kV ilmajohtoratkaisulla, mikä kuvaa hyvin rakentamistapojen erilaista kunnossapitotarvetta. Avojohto on käytön aikana huomattavasti alttiimpi ympäristön vaikutuksille, kuin maakaapeli. Johtoalueiden raivaus, pylväiden ja harusten tarkastukset, sekä sääolosuhteista aiheutuvat viankorjaukset kasvattavat avojohdon käytön aikaisia kustannuksia merkittävästi. Vuositasolla tarkasteltuna ero on myös merkittävä. Taulukossa OPEX-kustannusten vuosikustannuksiksi 20 kV maakaapeloinnille on ilmoitettu 441,30 € per vuosi, avojohtoratkaisulle 916,02 € per vuosi ja 1 kV maakaapeloinnille 531,68 € vuodessa. Avojohtoratkaisulla vuosittainen OPEX on siis noin kaksi kertaa kalliimpi, kuin maakaapelointiratkaisuissa. Tämä osoittaa hyvin, että vaikka 20 kV avojohdolla investointikustannus on selkeästi alhaisin, se aiheuttaa tarkastelujakson aikana jatkuvia kustannuksia.

KAH-kustannusten ero johtuu etenkin vikataajuudesta. 20 kV maakaapeloinnin vikataajuudeksi on laskettu 2,834 vikaa/100 km vuodessa, kun taas avojohtoratkaisulla vastaava luku on 23,494 vikaa/100 km vuodessa. Avojohtoratkaisun vikataajuus on siis yli kahdeksankertainen verrattuna 20 kV maakaapelointiin. 1 kV maakaapeloinnilla on käytetty samaa lukua kuin 20 kV maakaapeloinnissa, koska TAES Oy:llä ei ole 1 kV maakaapeliverkkoa verkkoalueellansa, josta olisi saatu vertailukelpoista dataa. KAH-kustannuksissa on myös hyvä huomioida vikamäärät ja keskimääräinen vika-aika. 20 kV maakaapeloinnilla vikamääräksi on saatu 0,049 vikaa vuodessa, kun avojohtoratkaisulla vikamäärä on 0,374 vikaa vuodessa. 1 kV maakaapeloinnissa vikamäärä on 0,044 vikaa vuodessa. 1 kV vikamäärä on arvioitu aiemmin Tampereen Energian vuoden 2024 kehittämissuunnitelmassa. Avojohtoratkaisulla vikamäärä on siis noin kahdeksan kertaa suurempi kuin maakaapeloinneilla.

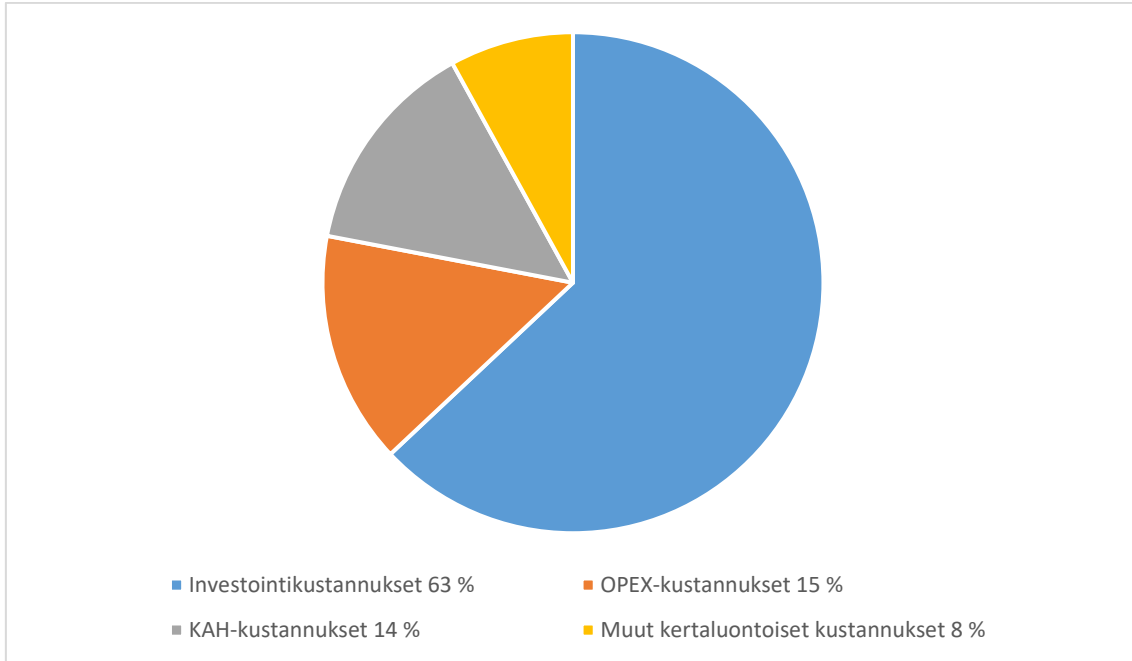
Keskimääräinen vika-aika on taas avojohdolla huomattavasti pienempi, kuin maakaapeloinneilla. Avojohdolla keskimääräinen vika-aika on 2,672 tuntia, kun 20 kV maakaapeloinneilla se on 3,522 tuntia. 1 kV maakaapeloinnilla keskimääräinen vika-aika on sama kuin 20 kV maakaapeloinnilla, eli 3,522 tuntia, koska vertailtavaa verkkoa ei ole TAES Oy:n verkkoalueella.

Kokonaiskustannusten rakenteen perusteella voidaan todeta, että 20 kV maakaapelointi on investointipainotteinen ratkaisu. Sen kokonaiskustannuksista 90 % muodostuu alkuinvestoinnista, muut kertaluontoiset kustannukset ovat 2 %, OPEX-kustannukset ovat noin 6 % ja KAH-kustannukset 2 %. Ratkaisu on kallis toteuttaa, mutta se on käyttövarma ja vakaa vaihtoehto pitkällä aikavälillä. Sillä on myös todella pienet kunnossapitokustannukset. Maakaapeloinnin kustannusrakenne on kuvassa 2.



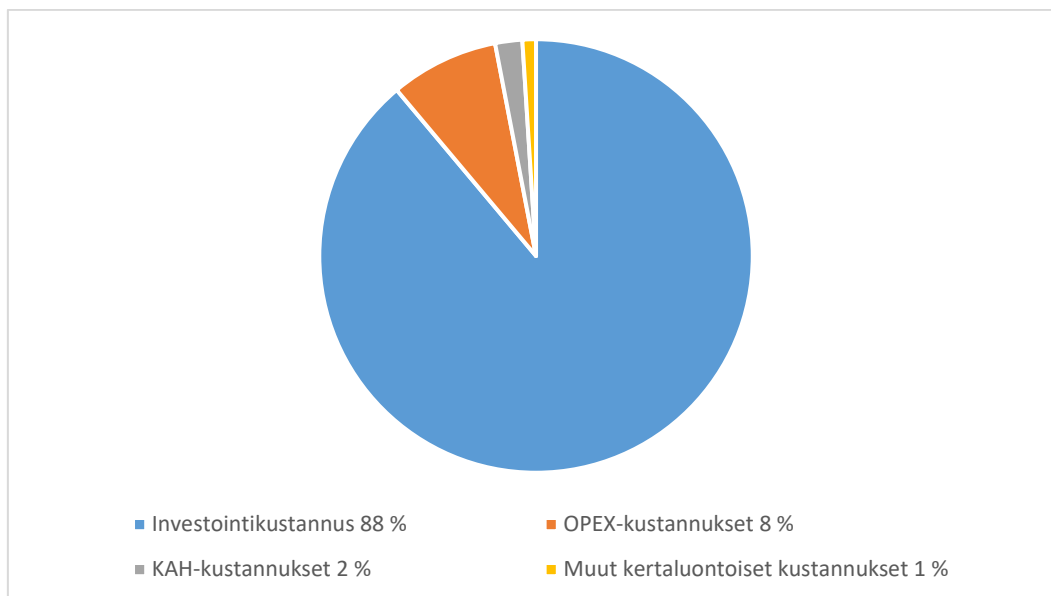
Kuva 3. 20 kV maakaapeloinnin kustannusrakenne.

20 kV avojohtoratkaisulla kustannusrakenne on tasapainoisempi, mutta samalla käytön aikaisiin kustannuksiin painottuva. Sen kokonaiskustannuksista noin 63 % muodostuu investointikustannuksista, noin 15 % OPEX-kustannuksista ja noin 14 % KAH-kustannuksista. Muut kertaluontoiset kustannukset ovat noin 8 %. Avojohtoratkaisun alhainen hinta perustuu etenkin pieneen alkuinvestointiin, mutta käytön aikaiset kustannukset ovat selkeästi kalliimmat kuin 20 kV maakaapeloinnilla. Avojohto on siis edullinen vaihtoehto alkuinvestointina, mutta elinkaaren aikana se vaatii enemmän kunnossapitoa ja viankorjausta. Ilmajohdon kustannusrakenne on havainnollistettu ympyrädiagrammilla kuvassa 3.



Kuva 4. 20 kV ilmajohdon kustannusrakenne.

1 kV maakaapeloinnin kustannusrakenne muistuttaa paljon 20 kV maakaapeloinnin kustannusrakennetta. Sen kokonaiskustannuksista 88 % muodostuu investointikustannuksista, noin 8 % OPEX-kustannuksista, noin 2 % KAH-kustannuksista ja noin 1 % muista kertaluontoisista kustannuksista. 1 kV maakaapelointi on myös investointipainotteinen ratkaisu, mutta sen kokonaisinvestointi jää pienemmäksi kuin 20 kV maakaapeloinnissa. Käytön aikaiset kustannukset ovat hieman suuremmat kuin 20 kV maakaapeloinnilla, mutta selkeästi pienemmät kuin 20 kV avojohdolla. 1 kV maakaapelointi on havainnollistettu kuvassa 3.



Kuva 5. 1 kV maakaapeloinnin kustannusrakenne.

4.7 Johtopäätökset

Teknitaloudellisen vertailun perusteella 20 kV avojohtoratkaisu on taloudellisesti edullisin vaihtoehto tarkasteltavassa kohteessa, mutta se ei ole toimitusvarmuuden näkökulmasta paras vaihtoehto. Avojohtoon korkeat OPEX- ja KAH-kustannukset kertovat suuremmasta kunnossapitotarpeesta ja heikommasta säävarmuudesta. Tämä on erityisen tärkeää huomioida haja-asutusalueella, jossa ilmajohtoverkko voi kulkea metsäisillä alueilla ja on täten altis myrskyille, lumikuormille sekä puuston aiheuttamille vioille. Vaikka 20 kV avojohto on teknitaloudellisessa vertailussa halvin, siihen liittyy suuremmat riskit toimitusvarmuuden näkökulmasta ja suuremmista käytön aikaisista kustannuksista.

20 kV maakaapelointi on hyvä ratkaisu kohteissa, joissa toimitusvarmuuden parantaminen on ensisijainen tavoite ja joissa suurempi alkuinvestointi voidaan perustella pienemmillä käytön aikaisilla kustannuksilla. Tässä tarkastelukohteessa maakaapeli ei ollut taloudellisesti edullisin, koska investointikustannus oli merkittävä suhteessa OPEX- ja KAH-kustannuksiin. Tämä ei kuitenkaan tarkoita, että 20 kV

maakaapelointi olisi huono ratkaisu, vaan sitä, että sen kustannustehokkuus riippuu paljon kyseessä olevasta haarasta.

1 kV maakaapelointi on vertailussa potentiaalinen vaihtoehto, sillä sen kokonaiskustannukset eivät ole merkittävästi suuremmat, kuin 20 kV avojohdolla ja sen KAH-kustannukset ovat huomattavasti pienemmät. Tämä tarkoittaa, että melko pienellä lisäinvestoinnilla voidaan saavuttaa huomattavasti parempi toimitusvarmuus. Samalla 1 kV ratkaisu on huomattavasti halvempi kuin 20 kV maakaapelointi. Tämän perusteella 1 kV maakaapelointi voi olla teknistaloudellisesti hyvä vaihtoehto kohteissa, joissa avojohdoratkaisun toimitusvarmuus ei ole riittävän hyvä, mutta 20 kV maakaapelointi olisi liian kallis.

Lopputuloksena voidaan todeta, että 20 kV maakaapelointi on tarkastelluista vaihtoehtoista teknisesti varmin ja huolettomin ratkaisu, mutta kustannuksiltaan kallein. 20 kV avojohdo on kustannuksiltaan edullisin ratkaisu, mutta sen toimitusvarmuus- ja kunnossapitovaatimukset heikoimmat. 1 kV maakaapeli on kustannusten ja toimitusvarmuuden kannalta tasapainoinen vaihtoehto, mutta sen soveltuvuus haja-asutusalueen päätyvälle haaralle riippuu pitkälti haaran kuormituksesta ja tulevaisuuden kuormien kehityksestä, sillä se on teknisesti rajallisempi vaihtoehto sähkönkäytön lisääntymiselle. Teknistaloudellisessa vertailussa ei myöskään ole huomioitu 1 kV-järjestelmän käyttöönottoon liittyviä kustannuksia, esimerkiksi varmuusvarastointia ja henkilöstön kouluttautumista järjestelmään. Taulukossa 2 on tiivistettynä valittujen rakentamistapojen yhteenveto.

Taulukko 2. Yhteenveto rakentamistavoista.

Rakentamistapa	Vahvuudet	Heikkoudet	Käytettävyys
20 kV maakaapelointi	Teknisesti varmin ratkaisu	Korkea alkuinvestointi	Toimitusvarmuutta vaativat kohteet
20 kV avojohto	Edullisin kokonaiskustannus	Suurimmat OPEX- ja KAH-kustannukset	Pienikuormaiset haarat, jos toimitusvarmuusvaatimukset täyttyvät
1 kV maakaapelointi	Hyvä kompromissi kustannusten ja säävarmuuden kannalta	Teknisesti rajallinen tulevaisuuden tehon kasvun kannalta	Pienikuormaiset päättyvät haarat

Tämän työn näkökulmasta joustopalveluilla ei ole merkittävää roolia haja-asutusalueen päättyvien haarojen rakentamistapavertailussa tällä hetkellä. Tarkasteltavissa Teiskon kohteissa kustannustehokkuuden haaste syntyy pitkistä johtopituuksista, pienistä asiakasmääristä, sekä toimitusvarmuusvaatimuksista. Joustosta ei ole tarkastellussa tilanteessa juurikaan apua, sillä se ei poista tarvetta ratkaista ongelmaa, joka on verkon fyysinen ikääntyminen, vikaherkkyys ja säävarmuus. Tästä syystä joustopalvelut eivät ole suora vaihtoehto 20 kV maakaapeloinnille, 20 kV avojohdolle tai 1 kV maakaapeloinnille Teiskon alueella.

Joustopalveluiden merkitys voi kuitenkin kasvaa tulevaisuudessa, jos ohjattavien kuormien määrä lisääntyy merkittävästi. Sähköautot, lämpöpumput, sähkövarastot ja kiinteistöjen energianhallintajärjestelmät voivat kasvattaa joustopotentiaalia alueilla, joilla sitä ei tällä hetkellä ole juuri lainkaan. Samalla digitaaliset järjestelmät voivat helpottaa jouston mittaamista ja ohjaamista. Jos nämä kehityssuunnat toteutuvat, joustopalveluista voi tulla aiempaa realistisempi vaihtoehto myös jakeluverkon

paikallisten ongelmien hallintaan. Tämä edellyttää kuitenkin, että markkinamallit, asiakasosallistuminen ja sääntely kehittyvät oikeaan suuntaan.

Kokonaisuutena joustopalveluita voidaan pitää lupaavana, mutta rajallisena vaihtoehtona verkon fyysiselle investoinnille työssä tutkitulla haja-asutusalueella. Niiden vahvuudet ovat kyvyssä hallita ajallisesti rajallisia kuormitushuippuja, lykätä epävarmoja investointeja ja parantaa olemassa olevan verkon käyttöastetta. Niiden heikkouksia ovat riippuvuus markkinaosapuolista ja paikallisesta joustopotentialista, ohjattavuudesta ja sääntelyn kannustimista. Joustopalvelu voi olla kokonaistaloudellisesti järkevä ratkaisu, kun se on riittävän luotettava, paikallisesti vaikuttava ja kustannuksiltaan selvästi edullisempi, kuin vaihtoehtoinen verkkoinvestointi. Se ei kuitenkaan ole perusteltu ratkaisu silloin, kun verkon ongelma on pysyvä, rakenteellinen, tai toimitusvarmuuteen liittyvä.

Näin ollen voidaan todeta, että joustopalveluiden ja verkkoinvestointien välistä suhdetta ei tulisi nähdä vastakkainasetteluna, vaan osana laajempaa verkon kehittämisen valikoimaa. Verkkoyhtiön tehtäväksi jää arvioida, milloin fyysinen investointi on välttämätön ja milloin joustopalvelulla voidaan tuottaa sama hyöty, mutta pienemmillä kokonaiskustannuksilla. Parhaimmillaan joustopalvelut voivat vähentää ylimitoitettuja investointeja, parantaa verkon käyttöastetta ja tehdä sähköjärjestelmästä joustavamman. Samalla on kuitenkin huolehdittava siitä, että verkon toimitusvarmuus, sähkön laatu ja asiakkaiden tasapuolinen kohtelu eivät heikenny. Joustopalvelut voivat siis olla vaihtoehto verkkoinvestoinnille vain silloin, kun ne täyttävät samat tekniset ja toiminnalliset kriteerit kuin verkon fyysinen investointi, mutta saavuttavat ne taloudellisesti tehokkaammin.

Sähkökulutuksen ja hetkellisten tehojen kasvu (esim. sähköautojen latauspisteet, lämpöpumput, pientuotanto) lisäävät sähköverkkoyhtiön tarvetta huomioida verkon riittävä kapasiteetti jo verkon suunnitteluvaiheessa. Tämän merkitys korostuu etenkin haja-asutusalueella, sillä siellä pitkät johtolähdöt ja kuormitettavuus voivat muodostua

tulevaisuudessa verkon käyttöikä rajoittaviksi tekijöiksi. Tästä syystä verkon rakentamistapaa valittaessa nykyisen kuormituksen lisäksi tulee tarkastella myös tulevaisuuden kuormituksen ennusteita, jos se on mahdollista.

5 Yhteenveto

Tämän diplomityön tavoitteena oli selvittää haja-asutusalueen 20 kV haarajohtojen rakentamistapa ja tehdä niistä teknistaloudellinen vertailu Energiaviraston vaatimaa kehittämissuunnitelmaa varten. Työssä tarkasteltiin päätyviä 20 kV:n keskijännitehaaroja Tampereen Teiskon haja-asutusalueella ja niiden vaihtoehtoisia rakentamistapoja teknistaloudellisesta näkökulmasta. Lisäksi työssä tarkasteltiin tuotannon ja kulutuksen joustopalveluita verkkoinvestointeja täydentävänä keinona pienentää, tai lykätä verkon investointitarvetta. Vertailuun valittiin kolme rakentamistapaa Energiaviraston selvitystä vaadittavista rakentamistavoista, jotka olivat 20 kV maakaapelointi, 20 kV avojohto ja 1 kV:n maakaapelointi. Valitut haja-asutusalueen haarat suunniteltiin näillä kolmella eri rakentamistavalla ja vertailtiin niiden elinkaarikustannuksia. Tarkoituksena oli selvittää, millä ratkaisulla haja-asutusalueen verkkoa voidaan kehittää kustannustehokkaasti ja siten, että sähköverkon tekniset vaatimukset, toimitusvarmuus ja tulevaisuuden kehitystarpeet täyttyvät mahdollisimman hyvin.

Työn teoriaosuudessa tarkasteltiin eri rakentamistapoja, joista Energiavirasto vaatii selvityksen, tai perustelun miksi ne eivät ole sovellettavia tarkasteluun. Myös kohdealuetta Tampereen Teiskossa tarkasteltiin yleisellä tasolla, sekä sen tulevaisuuden näkymiä.

Teknistaloudellisessa vertailussa päädyttiin tulokseen, jonka mukaan edullisin rakentamisvaihtoehto kolmesta vertailuun valitusta ratkaisusta oli 20 kV avojohto ja kallein 20 kV maakaapelointi. 1 kV maakaapelointi oli kokonaiskustannuksiltaan näiden vaihtoehtojen välissä, joskaan ei huomattavasti kalliimpi, kuin 20 kV avojohto. Lopputulemaksi todettiin, että halvin vaihtoehto ei ole aina automaattisesti paras vaihtoehto toimitusvarmuudeltaan, vaan rakentamistapaa valittaessa on hyvä huomioida valittavan rakentamistavan elinkaaren kokonaiskustannukset, sekä kohteena olevan haaran tulevaisuuden kehitys muun muassa tehojen kasvun kannalta. Vertailussa tarkasteltavat haarat käsiteltiin yhtenä kokonaisuutena saman rakentamistavan mukaan.

Käytännön verkkosuunnittelussa kustannustehokkain ratkaisu voi kuitenkin muodostua kohdekohtaisesta yhdistelmästä, jossa jokaiselle haaralle valitaan erikseen teknisesti ja taloudellisesti sopivin rakentamistapa. Tällöin kokonaisratkaisu voisi esimerkiksi koostua kaikkien kolmen rakentamistavan yhdistelmästä. Kohdekohtainen valinta voisi parantaa kokonaiskustannustehokkuutta, mutta sen tarkempi arviointi vaatisi erillistä tutkimusta.

Työssä tarkasteltiin myös joustopalveluita vaihtoehtona verkkoinvestoinnille. Joustopalveluista päädyttiin lopputulokseen, että ne eivät sovi tässä tarkastelluille haaroille vaihtoehtoksi verkkoinvestoinnin sijaan, koska tarkasteltavien haarojen kehittämistarpeet johtuivat sähköverkon fyysisistä ominaisuuksista, esimerkiksi vanhenevasta verkosta tai toimitusvarmuuden parantamisesta. Joustopalvelut voivat kuitenkin soveltua väliaikaisten tai paikallisten kuormitushuippujen hallintaan.

Tutkimuskysymyksiin saatiin tämän työn perusteella vastauksia.

- 1. Voidaanko 1 kV-järjestelmän avulla kustannustehokkaasti saneerata haja-asutusalueilla olevia kriittisiä haarajohtoja ja täten välttää 20 kV verkon rakentamista?

1 kV-maakaapelointi voi olla kustannustehokas vaihtoehto päättyvissä pienikuormaisissa haaroissa, mutta sen soveltuvuus vaatii aina verkkoyhtiön kohdekohtaista tarkastelua ja arviointia.

- 2. Miten joustopalvelut voivat pienentää verkon vahvistamistarvetta haja-asutusalueella?

Joustopalveluilla voidaan vähentää verkon vahvistamistarvetta, kun kyseessä on tilapäinen tai paikallinen kuormitushuippu. Tässä työssä tarkasteltaville haaroille joustopalvelut eivät kuitenkaan sovi, koska tarkasteltavien haarojen kehittämistarve oli verkon fyysisistä ominaisuuksista johtuva.

- 3. Miten sähkönkulutuksen ja tehojen ennustettu kasvu (sähköautojen latauspisteet, pientuotanto, akustot) vaikuttaa haja-asutusalueen sähköverkon mitoittamiseen ja käyttöikään?

Sähkönkulutuksen ja tehojen ennustettu kasvu korostaa verkkoyhtiön tarvetta huomioida, että suunniteltavalle verkolle jätetään varaa ennustetulle tehojen kasvulle. Tähän kysymykseen saatiin osittain vastaus. Tarkempi arvio kuormitusten kasvuista ja niiden vaikutuksista edellyttäisi jatkotutkimusta ja olisi potentiaalinen tutkimuskohde tulevaisuuteen.

Toinen mahdollinen tulevaisuuden tutkimuskohde olisi 1 kV-maakaapeloinnin pilottihanke ja sen teknistaloudellinen seuranta Teiskon alueella päättyvällä haaralla. Tällöin saataisiin käytännön kokemusta ja dataa, sopisiko 1 kV-maakaapelointi Tampereen Energian verkkoalueelle ja millaisissa kohteissa se voisi olla hyvä ratkaisu, jotta vältettäisiin 20 kV verkon rakentamista.

Lähteet

- Aspegren, M. (2025, marraskuuta 27). *Keskustelu 1 kV:n järjestelmästä*.
- Elenia Verkko Oyj. (2024). *Elenia Verkko Oyj:n sähkönjakeluverkon kehittämissuunnitelma*. Noudettu 8.3.2026 osoitteesta <https://www.elenia.fi/files/7de6352466519085b01903cc8d352d1f0a954444/elenia-avoin-2024-kehittamissuunnitelma.pdf>
- Energiateollisuus Ry. (2010). *Sähkön toimitusvarmuus 2030*. https://energia.fi/wp-content/uploads/2023/08/Sahkon_toimitusvarmuus_2030_Suositus_20100827.pdf
- Energiateollisuus Ry. (2024). *Lähes kaikki sähköverkkoyhtiöt valittavat markkinaoikeuteen Energiaviraston valvontamenetelmien muutoksista*. Noudettu 6.12.2025 osoitteesta: <https://energia.fi/tiedotteet/lahes-kaikkisahkoverkkoyhtiot-valittavat-markkinaoikeuteen-energiaviraston-valvontamenetelmien-muutoksista/>
- Energiateollisuus Ry. (2025). *Selvitys markkinaehtoisten joustopalveluiden saatavuuden seurannan toteutusmalleista*. Noudettu 12.12.2025 osoitteesta <https://energia.fi/wp-content/uploads/2025/06/Markkinaehtoisen-jouston-saatavuus-Tulosraportti-Julkinen.pdf>
- Energiavirasto. (2023a). *Verkkotoiminnan kehittäminen*. Noudettu 16.10.2025 osoitteesta <https://energiavirasto.fi/verkkotoiminnan-kehittaminen>
- Energiavirasto. (2023b). *Määräys sähkönjakeluverkon kehittämissuunnitelmista*. Noudettu 4.6.2026 osoitteesta <https://energiavirasto.fi/-/maarays-sahkonjakeluverkon-kehittamissuunnitelmista-1>
- Energiavirasto. (2025). *Energiavirasto on vahvistanut ensimmäiset verkonhaltijoiden joustopalveluiden hankintaehdot*. Noudettu 17.3. 2026 osoitteesta <https://energiavirasto.fi/-/energiavirasto-on-vahvistanut-ensimmaiset-verkonhaltijoiden-joustopalveluiden-hankintaehdot>
- Energiavirasto. (Ei pvm.) *Varastot, jousto- ja lisäpalvelut*. Noudettu 20.5.2026 osoitteesta <https://energiavirasto.fi/varastot-jousto-ja-lisapalvelut>

- Ensto. (2020). *Sähkönjakeluverkkojen ilmajohtoratkaisut*. Noudettu osoitteesta https://static.ensto.com/files/brochures/OHL_Brochure_2020_FIN_web.pdf
- Fingrid. (2017). *Kulutusjousto*. Noudettu 18.4.2026 osoitteesta <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyssahkomarkkinoiden-kehityshankkeet/kysyntajousto/>
- Fingrid. (Ei pvm.). *Joustomarkkinahankkeet*. Noudettu 30.5.2026 osoitteesta <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyssahkomarkkinoiden-kehityshankkeet/joustomarkkinahankkeet/>
- Finlex. (2013). *Sähkömarkkinalaki 588/2013*. https://www.finlex.fi/fi/lainsaadanto/saaduskokoelma/2013/588#OT1_OT4_OT1
- Helen Sähköverkko. (2024). *Mitä jousto tarkoittaa sähköverkon kannalta?* Noudettu 17.5.2026 osoitteesta <https://www.helensahkoverkko.fi/artikkelit/2024/mita-jousto-tarkoittaa-sahkoverkon-kannalta>
- Kainulainen, M. (2019). *Haja-asutusalueen jakeluverkkoa tukevien akkuvarastojen hyödynnettävyysspotentiaali Elenian verkkoalueella*. <https://www.elenia.fi/files/a53930f9d1e99b6a1a4d931ebdfa9e8543f72e94/maria-kainulainen-diplomityo-.pdf>
- Kastemaa, P. (2026, tammikuuta 9). *Keskustelu ilmakaapelin käytöstä*.
- KSS Energia Oy. (2025). *Miksi säävarmuus ei aina tarkoita maakaapelointia?* <https://www.kssenergia.fi/a/ajankohtaista/miksi-saavarmuus-ei-aina-tarkoita-maakaapelointia>
- Lakervi, E., & Partanen, J. (2008). *Sähkönjakelutekniikka*. Gaudeamus.
- Liukkonen, C. (2018). *Ylilevät johtokadut 20 kV ilmajohtoverkoissa*. Noudettu 4.6.2026 osoitteesta <https://urn.fi/URN:NBN:fi-fe201801262351>
- LUT University. (2021). *Joustava ja toimintavarma sähkönjakeluverkko - Joustoresurssit käyttötoiminnassa*. Noudettu 25.5.2026 osoitteesta <https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-335-689-4>
- Reilua Energiaa. (2025). *Joustomarkkinat mahdollistavat sähköverkon tehokkaan käytön*. Noudettu 26.5.2026 osoitteesta

<https://reiluaenergia.fi/energiamarkkinat/joustomarkkinat-mahdollistavat-sahkoverkon-tehokkaan-kayton/>

Saarelainen, E. (2025, joulukuuta 10). *Keskustelu 1 kV:n jakelujärjestelmästä*.

Salonen, A. (2026, toukokuuta 12). *Keskustelu toimitusvarmuudesta*.

STT. (2022). *Uusi tekniikka sähköjakelussa parantaa sähkön laatua ja vähentää sähkökatkoja*. Noudettu 4.12.2025 osoitteesta

<https://www.sttinfo.fi/tiedote/69945674/uusi-tekniikka-sahkonjakelussa-parantaa-sahkon-laatua-ja-vahentaa-sahkokatkoja?publisherId=69818828>

Tampereen Energia Sähköverkko Oy. (2021). *Maadoitusohje*. (Sisäinen raportti, rajattu pääsy.)

Tampereen Energia Sähköverkko Oy. (2024). *Sisäinen jousto- ja taajuudesta riippumattomien lisäpalveluiden raportti*. (Sisäinen raportti, rajattu pääsy.)

Tampereen Energia Sähköverkko Oy. (2025). *Tampereen Energia Sähköverkko*.

<https://www.tampereensahkoverkko.fi/tutustu-meihin/tampereen-sahkoverkko-oy/>

Tampereen Energia Sähköverkko Oy. (2026). *Keskeytysraportti*. (Sisäinen raportti, rajattu pääsy).

Tampereen yliopisto. (2023). *Joustojen hyödyntäminen jakeluverkkotoiminnan kehittämisessä*. Noudettu 25.5.2026 osoitteesta <https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-03-3642-4>

Tani, J. (2017). *Pienjännitteisen tasasähkönjakelun liiketaloudellinen kannattavuus jakeluverkkoyhtiölle*. Noudettu 20.4.2026 osoitteesta

<https://urn.fi/URN:NBN:fi-fe201701241294>

Tekniikan Maailma. (2019). *Sähkäteollisuudella on ”likainen salaisuus” – Kaikkein voimakkain kasvihuonekaasu SF6 lämmittää ilmastoa 23 500 kertaa enemmän kuin CO2, ja uusiutuvan energian kasvu lisää sen päästöjä*. Noudettu 12.12.2025 osoitteesta <https://tekniikanmaailma.fi/sahkoteollisuudella-on-likainen-salaisuus-kaikkein-voimakkain-kasvihuonekaasu-sf6-lammittaa-ilmastoa-23-500-kertaa-enemman-kuin-co2-ja-uusiutuvan-energian-kasvu/>

- Tilastokeskus. (2025). *Väkiluku kasvoi eniten Uudellamaalla vuoden 2025 tammi-syyskuussa*. Noudettu 12.10.2025 osoitteesta <https://stat.fi/fi/julkaisu/cm0ox2vi66cwf07ut1qbkmn1o>
- Tšili, A. (2020). *Toimitusvarmuusvaatimukset ja alueellinen kehittämissuunnitelma haja-asutusalueen sähkönjakeluverkossa*. Noudettu 20.5.2026 osoitteesta <https://urn.fi/URN:NBN:fi:tuni-202012168919>
- Unkuri, A. (2025, marraskuuta 12). *Keskustelu Teiskon nykytilanteesta*.
- Valtioneuvosto. (2024). *EU:n uusi asetus hillitsee fluorattujen kasvihuonekaasujen päästöjä*. Noudettu 14.10.2025 osoitteesta <https://valtioneuvosto.fi/-/1410903/eu-n-uusi-asetus-hillitsee-fluorattujen-kasvihuonekaasujen-paastoja>
- Virtanen, J. (2025, marraskuuta 7). *Keskustelu Teiskon nykytilanteesta*.
- VTT. (2020). *Säätövoimaa tulevaisuuden sähkömarkkinalle – Rakennus kertomaan omasta kulutuksestaan*. Noudettu 26.5.2026 osoitteesta <https://www.vttresearch.com/fi/uutiset-ja-tarinat/saatovoimaa-tulevaisuuden-sahkomarkkinalle-rakennus-kertomaan-omasta>

Liitteet

Liite 1. Energiaviraston taulukkolaskenta 2026.

Jakeluverkkoyhtiö:	TAES Oy
Kehittämisyöhyke:	2

	Ratkaisu 1	Ratkaisu 2	Ratkaisu 3	Ratkaisu 4	Ratkaisu 5	Ratkaisu 6	Ratkaisu 7	Ratkaisu 8	Ratkaisu 9	Ratkaisu 10
Investointikustannus	146616,0	84980,0	85859,0	110427,0	110908,0	127116,0	162070,0	0,0	0,0	0,0
Muut kertaluonteiset kustannukset	3124,3	10089,1	15089,1	11851,2	11942,9	1794,6	16869,5	0,0	0,0	0,0
OPEX	9921,3	20594,3	17893,7	16658,1	17955,3	11953,1	10073,9	0,0	0,0	0,0
KAH	3267,1	19319,6	14961,8	18547,6	4004,1	2931,6	3267,1	0,0	0,0	0,0
Yhteensä	162928,7	134983,0	133803,7	157483,9	144810,4	143795,3	192280,5	0,0	0,0	0,0

Muut perustellut kustannukset										
Kustannusvertailun lopputulema										
Kokonaiskustannus	162928,7	134983,0	133803,7	157483,9	144810,4	143795,3	192280,5	0,0	0,0	0,0

Parametrit	Esimerkkihankkeen johtopituus, KJ	1,723 km
	Esimerkkihankkeen johtopituus, PJ	0 km
	Esimerkkihankkeen keskiteho	54 kW
	Esimerkkihankkeen kuormituksen muutos	1 % / a
	Tarkasteluaika	50 a
	Laskentakorko	0,04

Investoinnit ja muut kertaluonteiset kustannukset

	Ratkaisu 1	Ratkaisu 2	Ratkaisu 3	Ratkaisu 4	Ratkaisu 5	Ratkaisu 6	Ratkaisu 7	Ratkaisu 8	Ratkaisu 9	Ratkaisu 10
Investointikustannus €	146 616	84980	85859	110 427	110908	127 116	162070			
1. Muut kertaluonteiset kustannukset			5000							
2. Muut kertaluonteiset kustannukset	15000	48438	48438	56898	57338	2700	25380			
2.1. Ajankohta kustannuksille	40	40	40	40	40	20	20			
3. Muut kertaluonteiset kustannukset						2700	25380			
3.1. Ajankohta kustannuksille						40	40			
Muut kertaluonteiset kustannukset	3124,3	10089,1	15089,1	11851,2	11942,9	1794,6	16869,5	0,0	0,0	0,0
Ratkaisun pituuskerroin	1	0,9251	0,9251	0,9251	0,9251	0,8973	1	1	1	1

OPEX

Kunnossapitokustannus, KJ, €/km, a	122,06	287,36	322,05	288,02	295,29	209,83	126			
Kunnossapitokustannus, PJ, €/km, a	0	0	0	0	0	0	0			
Viankorjauskustannus, KJ, €/km, a	134,06	287,33	177,28	176,83	205,76	134,06	134,06			
Viankorjauskustannus, PJ, €/km, a	0	0	0	0	0	0	0			
Yhteensä kehittämisvyöhykkeen OPEX, €/a	441,29476	916,0255738	795,9057053	740,9464024	798,6472947	531,6704123	448,08338	0	0	0

Liite 2. Energiaviraston taulukkolaskenta 2026.

KAH											
Vikataajuus kpl / 100 km, a	Viat	2,834	23,494	10,535	10,482	13,889	2,834	2,834			
	PJK	0	5,92	5,92	5,92	5,92	0	0			
	AJK	0	2,537	2,537	2,537	2,537	0	0			
Vikamäärät	Viat	0,04882982	0,374481979	0,167922348	0,167077556	0,22138334	0,043814997	0,04882982	0	0	0
	Keskimääräinen vika-aika, h	3,522	2,672	4,672	5,856	0,846	3,522	3,522			
	PJK	0	0,09436168	0,09436168	0,09436168	0,09436168	0	0	0	0	0
	AJK	0	0,040438443	0,040438443	0,040438443	0,040438443	0	0	0	0	0
Yhteensä KAH €, a		121,6	718,9	556,7	690,1	149,0	109,1	121,6	0,0	0,0	0,0