

LAPPEENRANNAN-LAHDEN TEKNILLINEN YLIOPISTO LUT

LUT School of Energy Systems

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Diplomityö

Harri Karttunen

Erään sähköverkkoyhtiön taloudellisen sääntelyn ennuste vuoteen 2036 saakka

Työn tarkastajat: Apul. prof. Jukka Lassila

TkT Juha Haakana

Työn ohjaaja: DI Riku Kakkonen

Ins Tero Ovaskainen

11.5.2022

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT
LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikan koulutusohjelma

Harri Karttunen

Erään sähköverkkoyhtiön taloudellisen sääntelyn ennuste vuoteen 2036 saakka

Diplomityö

2022

59 sivua, 9 kuvaa, 11 taulukkoa ja 3 liitettä

Työn tarkastajat: Apul. prof. Jukka Lassila

TkT Juha Haakana

Työn ohjaaja: DI Riku Kakkonen

Ins Tero Ovaskainen

Hakusanat: regulaatio, kehittäminen, säävarmuus

Sähköverkkoliiketoiminnan kehittyminen yleisen energiamurroksen ja muuttuvan sähkömarkkinalain seurauksena luo haasteita jakeluverkkoyhtiöille. Tämän työn tavoitteena on tutkia esimerkkiverkkoyhtiön mahdollisuuksia jakeluverkon kehittämiseksi. Lisäksi työssä havainnollistetaan muuttuvan taloudellisen sääntelyn vaikutuksia yhtiön liiketoimintaan. Esimerkkiverkkoyhtiönä toimii Okun Energia Oy.

Diplomityön lopputuloksena saadaan yhtiölle mallit sähköverkon erilaisten kehitysskenaarioiden toteutuskustannuksista, sekä niiden vaikutuksista sallittuun kohtuulliseen tuottoon. Työssä on tarkasteltu myös valvontaparametrien, kuten kohtuullisen tuottoasteen ja komponenttien yksikköhintojen, muutosten vaikutusta liiketoimintaan.

ABSTRACT

Lappeenranta-Lahti University of Technology LUT
LUT School of Energy Systems
Electrical Engineering

Harri Karttunen

Financial regulation prediction for an electricity network company until 2036

Master's Thesis

2022

59 pages, 9 figures, 11 tables and 3 appendixes

Examiners: Assoc. Prof. Jukka Lassila
 D.Sc. (Tech.) Juha Haakana
Supervisor: M.Sc. (Tech.) Riku Kakkonen
 Eng. Tero Ovaskainen

Keywords: regulation, development, weather reliability

Electricity distribution business is facing challenging times because of the fast development of global energy transition and reforming of the electricity market law. The aim of this master's thesis is to study possibilities of developing the electricity networks for the case company. In addition to that there is demonstrated how the change of the financial regulation is affecting to the owner of the electricity grid. The case company for this master's thesis is Okun Energia Oy.

As a result of this master's thesis has been developed a model about how much does the development of electricity grid cost and how that development affects the allowed profit of the company. There have also been analysed and compared changes of control parameters such as allowed profit rate and component unit price and effect of those changes.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on toteutettu yhteistyössä Okun Energia Oy:n kanssa. Haluan kiittää kyseistä yhtiötä mahdollisuudesta toteuttaa tämä työ. Erityisesti diplomityön ohjaajat yrityksen puolesta, Tero Ovaskainen ja Riku Kakkonen ovat olleet suuri apu työn toteutuksessa. Lisäksi haluan kiittää työkavereitani loistavasta paikasta kehittää taitojani kesätöissä kyseisessä verkkoyhtiössä.

Yliopiston puolelta haluan kiittää Jukka Lassilaa ja Juha Haakanaa diplomityön ohjauksesta ja opintojen aikaisesta kurssien toteutuksesta. Iso kiitos myös opiskelukavereilleni, joista on ollut korvaamaton apu opintojen etenemisessä.

Lopuksi haluan kiittää myös vanhempiani, jotka ovat tukeneet ja kannustaneet minua opinnoissani.

Joensuussa 11.05.2022

Harri Karttunen

SISÄLLYSLUETTELO

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET	7
1 JOHDANTO	9
1.1 Työn tavoite	9
1.2 Okun Energia Oy	9
2 TOIMIALAN TULEVAISUUDEN NÄKYMÄT	10
3 SÄHKÖNJAKELUVERKKOLIIKETOIMINNAN SÄÄNTELY	14
3.1 Säätelyn tavoitteet	14
3.2 Valvontaan tarvittavat tiedot	15
3.3 Kohtuullinen tuotto	17
3.3.1 Kohtuullisen tuoton laskenta	18
3.4 Kannustimet	19
3.4.1 Investointikannustin	19
3.4.2 Laatumkannustin	20
3.4.3 Tehostamiskannustin	23
3.4.4 Innovaatiokannustin	24
3.4.5 Toimitusvarmuuskannustin	25
3.5 Todellinen oikaistu tulos	25
4 SUURHÄIRIÖVARMUUSTASON MÄÄRITTÄMINEN	26
5 SÄHKÖVERKKOLIIKETOIMINNAN TULEVAISUUS JA NYKYTILA	28
5.1 Suurhäiriövarmuus	29
5.2 Jakeluverkon saneerausvaihtoehdot	32
5.2.1 Maakaapelointi	32
5.2.2 Ilmajohto tien viereen	35
5.2.3 20 kV johtohaarojen korvaus 1 kV tekniikalla	37
5.2.4 Verkostoautomaatio	37
5.3 Elinkaarikustannukset	37
6 SÄHKÖVERKON KEHITYSANALYYSI	39
6.1 Saneerauskustannukset	39
6.2 Jakeluverkon vaaditun säävarmuustason saavuttaminen 2036 mennessä	44
6.3 Potentiaaliset saneerausskenaariot	45
7 TULEVAISUUDEN TALOUSNÄKYMÄT	49

7.1	Kohtuullisen tuottoprosentin muutoksen vaikutus liiketoimintaan	50
7.2	Yksikköhintojen muutoksen vaikutus liiketoimintaan.....	51
8	JOHTOPÄÄTÖKSET	53
9	YHTEENVETO.....	54
	LÄHDELUETTELO	55

LIITTEET

LIITE 1: Kaapeleiden taloudelliseen mitoittamiseen käytetyt yhtälöt

LIITE 2: Kaapeleiden taloudelliseen mitoittamiseen käytetyt lähtöarvot

LIITE 3: Esimerkki keskimääräisen KAH kustannuksen laskennasta ilmajohtolle tien vieressä

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

muuttujat

AJK_t	aikajälleenkytkentöjen vuosienenergioilla painotettu määrä
C_D	korollisen vieraan pääoman kohtuullinen kustannus
C_E	oman pääoman kohtuullinen kustannus
D	verkkotoimintaan sitoutunut oikaistu korollinen vieras pääoma
E	verkkotoimintaan sitoutunut oikaistu oma pääoma
h_{ajk}	aikajälleenkytkentöjen haitan yksikkökustannus
$h_{E,odott}$	vikakeskeytyksien haitan yksikköhinta keskeytysajalle
$h_{pj k}$	pikajälleenkytkentöjen haitan yksikkökustannus
$h_{E,suun}$	suunniteltujen keskeytyksien haitan yksikköhinta keskeytysajalle
$h_{w,odott}$	vikakeskeytyksien haitan yksikköhinta keskeytysmäärälle
$h_{w,suun}$	suunniteltujen keskeytyksien haitan yksikköhinta keskeytysmäärälle
JHA_i	verkkokomponentin i oikaistu jälleenhankinta-arvo
$JHATP_k$	koko sähköverkko omaisuuden tasapoistot vuonna k
$KA_{odott,t}$	vika keskeytyksien vuosienenergioilla painotettu keskeytysaika
$KA_{suun,t}$	suunniteltujen keskeytyksien vuosienenergioilla painotettu keskeytysaika
$KAH_{ref,k}$	keskeytyskustannusten vertailutaso vuonna k
KAH_t	keskeytyskustannukset vuonna t
$KAH_{t,k}$	keskeytyskustannukset vuonna t vuoden k rahanarvossa
KHI_k	kuluttajahintaindeksi vuonna k
KHI_{2005}	kuluttajahintaindeksi vuonna 2005
KHI_{2016}	kuluttajahintaindeksi vuonna 2016
$KM_{odott,t}$	vikakeskeytyksien vuosienenergioilla painotettu määrä
$KM_{suun,t}$	suunniteltujen keskeytyksien vuosienenergioilla painotettu määrä
<i>Korjaus henkilöstö</i>	käytettävissä olevan viankorjaus henkilöstön määrä
<i>MDPR</i>	jakeluverkolle vaadittu suurhäiriövarmuustaso
<i>pitoaika_i</i>	verkkokomponentin i teknillistaloudellinen pitoaika
PJK_t	pikajälleenkytkentöjen vuosienenergioilla painotettu määrä

$R_{k,ennen\ veroja}$	kohtuullinen tuotto ennen yhteisöveroa euroina
<i>Sallittu keskeytysaika</i>	korjaukseen käytettävissä oleva maksimityöaika
$TL_{2020-2023}$	tehokkuusluku vuosille 2020–2023
T_t	tuntien määrä vuonna t
<i>Verkkopituus</i>	tarkasteltavan verkonpituus
<i>Viankorjausaika</i>	yhden vian korjaukseen kuluva keskimääräinen aika
<i>Vikataajuus</i>	keskimääräinen suurhäiriön vikataajuus
$WACC_{ennen\ veroja}$	kohtuullinen tuottoaste ennen yhteisöveroja
$WACC_{verojen\ jälkeen}$	kohtuullinen tuottoaste yhteisöverojen jälkeen
W_k	siirretyn energian määrä vuonna k
W_t	siirretyn energian määrä vuonna t
<i>yvk</i>	yhteisöverokanta

lyhenteet

AJK	Aikajälleenkytkentä
JHA	Jälleenhankinta-arvo
KAH	Keskeytyksestä aiheutunut haitta
KHI	Kuluttajahintaindeksi
KJ	Keskijännite
KOPEX	Toteutuneet kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset
NKA	Nykykäyttöarvo
PJ	Pienjännite
PJK	Pikajälleenkytkentä
SJ	Suurjännite
SKOPEX	Kohtuulliset kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset
VATI	Valvontatietojärjestelmä
WACC	Weighted Average Cost of Capital

1 JOHDANTO

Yleinen energiamurros muovaa ja luo uusia tarpeita yhteiskunnan kehittyessä yhä energiatehokkaampaan ja ympäristöä huomioivampaan suuntaan. Yhä nopeammin sähköistyvä liikenne sekä muu yleinen infrastruktuuri asettavat kehitystarpeita sähköverkkoyhtiöiden toiminnalle. Tämän lisäksi sähköverkkoyhtiöiden tulee täyttää vuoteen 2036 mennessä sähkömarkkinalain vaatimat jakeluverkon laatuvaatimukset. Näiden laatuvaatimusten mukaan myrskyn tai lumikuorman seurauksena jakeluverkossa ei saa esiintyä asemakaava-alueella yli kuuden tunnin ja muualla yli 36 tunnin mittaisia sähkönjakelukeskeytyksiä (Sähkömarkkinalaki, 2013).

1.1 Työn tavoite

Sähkönjakeluverkkoliiketoimintaa ja sähkömarkkinalain toteutumista valvoo Suomessa Energiavirasto. Jakeluverkkoliiketoiminnan valvontamalli määrittää suurimman sallitun kohtuullisen tuoton kullekin jakeluverkkoyhtiölle. Tässä diplomityössä tavoitteena on yksikköhintojen ja kohtuullisen tuottoprosentin muutosten vaikutusten arviointi Okun Energia Oy:lle. Lisäksi työssä tarkastellaan yhtiön jakeluverkko-omaisuuden kehitysvaihtoehtoja toimitusvarmuusvaatimuksen täyttämiseksi. Takarajaksi tarkastelujen vaikutuksille on valittu vuosi 2036. Case-yhtiönä toimiva Okun Energia Oy toimii pääosin haja-asutusalueella, joten työssä pyritään kiinnittämään huomiota erityisesti tällaiseen toimintaympäristöön.

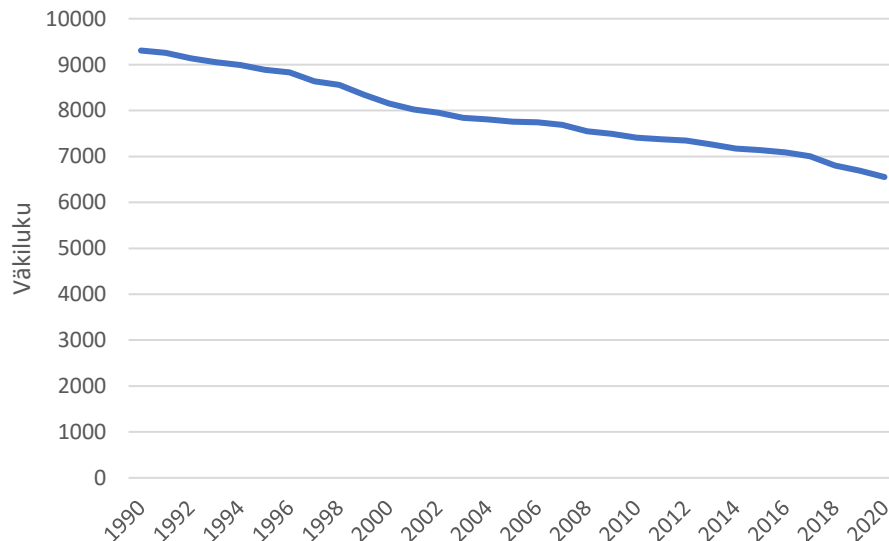
1.2 Okun Energia Oy

Työn tilaaja Okun Energia Oy on Pohjois-Karjalassa Outokummun kaupungin alueella toimiva sähköverkko- ja kaukolämpöyhtiö. Okun Energia Oy:n omistajia ovat nykyisin Aberdeen Standard Investments ja vähemmistöosakas Outokummun kaupunki. Okun Energialla on sähköverkkoa yhteensä omistuksessaan noin 950 km, josta keskijänniteverkkoa on noin 350 km. Keskijänniteverkon maakaapelointiaste on noin 26 % ja pienjänniteverkon noin 52 %. Suurin osa yhtiön sähköverkosta sijaitsee haja-asutusalueella. Asiakkaita yhtiöllä on noin 5 300, jotka yhdessä kuluttavat vuosittain noin 124 GWh sähköenergiaa. (Energiavirasto, 2020)

2 TOIMIALAN TULEVAISUUDEN NÄKYMÄT

Tulevaisuudessa sähköjakeluverkkoliiketoimintaa muovaa yhä useampi tekijä kuin ennen. Asiakaspysyvyys, tehojen kasvu, ilmastonmuutos ja sähköistyvä liikenne ovat näistä esimerkkejä. Tämän kehityksen kattamiseksi verkkoyhtiöissä joudutaan arvioimaan pitkälle tulevaisuuteen yhteiskunnan kehitystä.

Erityisesti maaseutumaisissa pienissä kunnissa on kärsitty jo pitkään muuttotappiosta ja väestön ikääntymisestä. Tämä kehitys heijastuu osittain myös sähköliittymien määrään, minkä vuoksi verkkoyhtiöt joutuvat harkitsemaan saneerauskohteitaan tarkemmin. Kuvassa 2.1 on esitetty esimerkki verkkoyhtiön toiminta-alueelta Outokummusta väestön kehitys 1990–2020 (Tilastokeskus, 2022).



Kuva 2.1 Outokummun väkiluvun kehitys 1990–2020 (Tilastokeskus, 2022).

Kuvasta 2.1 huomataan, että väestön määrä on ollut laskussa koko ajan vuodesta 1990 lähtien. Väestömäärä on laskenut noin 30 % viimeisen 30 vuoden aikana ja se tulee edelleen pienenemään (Tilastokeskus, 2022). Okun Energian sijoittuminen suhteessa muutamiin muihin Suomen verkkoyhtiöihin ja kaikkien yhtiöiden keskiarvoon on esitetty taulukossa 2.1 (Energiavirasto, 2020).

Taulukko 2.1 Okun Energia Oy suhteessa muihin verkkoyhtiöihin (Energiavirasto, 2020)

	Toimitettu kokonaisenergia [GWh]	Käyttöpaikkojen lukumäärä	Verkonpituus [km]	KJ-verkon maakaapelointiaste [%]
Okun Energia Oy	124	5 373	943	26
Parikkalan Valo Oy	131	9 812	2 637	17
PKS Sähkönsiirto Oy	983	86 436	22 585	11
Kokomaan keskiarvo	635	48 043	5 404	39

Taulukossa 2.1 olevat verkkoyhtiöt on valikoitu samankaltaisten toimialueiden vuoksi, sillä kaikilla näistä yhtiöistä verkosta suurin osa sijaitsee haja-asutusalueella. Tämä näkyy erityisesti siinä, että kaikkien näiden yhtiöiden KJ-maakaapelointiaste on selvästi alle kokomaan keskiarvon. Okun Energia ja Parikkalan Valo ovat näistä yhtiöistä kaikilla mittareilla selvästi keskimääräistä pienempiä verkkoyhtiöitä, kun taas PKS Sähkönsiirto on huomattavasti keskimääräistä suurempi yhtiö.

Kaikkia edellä mainittuja yhtiöitä yhdistää laaja tarve kehittää verkostoaan säävarmempaan suuntaan. Vuoden 2013 sähkömarkkinalain uudistuksen yhteydessä sähkökatkojen maksimipituus myrskyn tai lumikuorman seurauksena rajattiin taajama-alueella kuuteen tuntiin ja haja-asutusalueella 36 tuntiin. Tämän lakimuutoksen seurauksena verkkoyhtiöiltä on edellytetty ja tullaan edellyttämään yhteensä noin 3,5 Mrd€ investointeja verkkojen säävarmuuteen vuoteen 2036 mennessä (Partanen, et.al., 2012). Erityisesti haja-asutusalueilla toimivilta verkkoyhtiöiltä vaaditaan tässä kokonaisuudessa suurimpia investointeja. Tätä selittää haja-asutusalueiden taajama-alueita pienempi maakaapelointiaste.

Osa investoinneista kohdistuu sellaisiin verkon osiin, joilla ei ole enää teknistaloudellista käyttöikää jäljellä. Teknistaloudellisen käyttöiän ylittänyt verkon osa olisi joka tapauksessa

korvattava uudella, jolloin siihen kohdistuvalla säävarmuusinvestoinnilla saavutetaan useita hyötyjä. Verkkoyhtiöissä joudutaan kuitenkin saneeraamaan säävarmuusvaatimuksen vuoksi myös sellaista verkkoa, jolla olisi vielä pitoaika jäljellä. Tällaiset tuoreempaan verkkoon kohdistuvat säävarmuusinvestoinnit ovat hankalia, koska ne vievät resursseja teknistaloudellisen pitoajan ylittäneiden verkon osien uusimiselta. Mikäli tällaisten muuten uusimistarpeessa olevien kohteiden saneerausta joudutaan lykkäämään, vaarantaa se sähköjakelun laadun ja joissain tapauksissa sillä voi olla vaikutusta myös sähköturvallisuuteen.

Toinen tulevaisuudessa sähköjakeluverkkoihin vaikuttava tekijä on sähköenergian kulutuksen kasvu ja tehojen nousu. Ympäristötavoitteisiin pääseminen edellyttää päästöjen laskemista, missä keskeisessä roolissa ovat sähköiset laitteet ja sähköinen liikenne. Esimerkiksi asuntojen lämmitykseen käytetään koko ajan enemmän erilaisia sähköllä toimivia laitteita, kuten esimerkiksi lämpöpumppuja. Asuntojen lämmitykseen käytetty sähköenergia on vuosittain merkittävä osa kokonaisenergian kulutusta. Vuonna 2020 asuintilojen ja käyttöveden lämmityksen osuus Suomen kokonaissähkökulutuksesta oli noin 15 % (Tilastokeskus, 2021). Taulukossa 2.2 on esitetty Suomen kokonaissähkökulutuksen kehitys ja sen ennuste (Energiateollisuus, 2021), (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2019).

Taulukko 2.2 Suomen kokonaissähkökulutusennuste, TWh (Energiateollisuus, 2021), (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2019).

	2010	2020	2025	2030	2035
Kokonaiskulutus [TWh]	88	82	90	92	94

Sähköisten laitteiden määrän kasvamisen, mutta myös uusien laitteiden energiatehokkuuden parantumisen on yhdessä arvioitu lisäävän sähköenergian tarvetta noin 0,8 TWh vuodessa (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2013). Monien verkkoyhtiöiden kannalta sähköistyvä liikenne voi aiheuttaa haasteita tehonsiirtokapasiteetin riittävyudessa erityisesti kesämökkialueilla. Lisäksi, mikäli verkosto muuttuukin alimitoitetuksi uudenlaisten kuormien seurauksena, on sillä vaikutusta myös muuntopiirien jännitteen laatuun. Jakeluverkonhaltijat ovat siis haastavien uudistusten edessä, sillä hetkelliset tehot voivat olla nykyistä suurempia myös suhteessa vuosittaiseen kokonaisenergiankulutukseen. Tällainen kehitys voi vaatia joissain

kohteissa ennenaikaisia verkon vahvistustoimenpiteitä verkkoyhtiöiltä. On arvioitu, että Suomessa miljoonan sähköauton raja menisi rikki vuoden 2030 jälkeen (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2013). Niiden osuus energiankulutuksesta olisi vuosittain noin 4 TWh (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2013). Mikäli sähköautojen määrän kehitysskenaario toteutuu, voivat verkkoyhtiöt joutua tekemään säävarmuusinvestointien lomassa myös tällaisia verkon parannustoimenpiteitä, jotka hidastavat säävarman verkon kehitystavoitteen saavuttamista.

Pientuotannon lisääntyminen ilmastotavoitteiden kiristymisen ja tuotantolaitteistojen hinnan alenemisen seurauksena voi myös omalta osaltaan luoda verkkoyhtiöille haasteita. Suurimpana yksittäisenä pientuotantomuotona on aurinkovoima noin 80 % osuudella kaikesta verkkoon kytketystä pientuotannosta (Energiavirasto, 2020). Ongelmia jakeluverkkojen kannalta pientuotannon lisääntymisessä voi aiheuttaa siirtokapasiteetin rajallinen määrä tai liiallinen jännitteen kasvu. Aurinkovoiman tapauksessa suurimmat tuotantopiikit ajoittuvat yleensä lämpimille päiville. Tilannetta hankaloittaa se, että kaikkien tietyn alueen aurinkovoimaloiden huipputehot ajoittuvat likimain samaan hetkeen. Lämpimällä säällä myös verkkokomponenttien kuten muuntajien jäähtyminen on heikointa, jolloin ne voivat ylikuormitustilanteessa helpommin vaurioitua. Verkkoyhtiöt voivat joutua vahvistamaan verkkoaan, mikäli jollakin alueella pientuotannon määrä kasvaa huomattavasti.

Toimialaan keskeisesti vaikuttava tekijä on myös taloudellinen regulaatio. Sen avulla voidaan vaikuttaa vahvasti toimialan tulevaisuuden näkymiin. Esimerkiksi vaikuttamalla käytettävissä olevien resurssien määrään ja luomalla investointipainetta taloudellisilla kannustimilla. Näin ollen regulaattorina Suomessa toimivan Energiaviraston rooli alan tulevaisuuden näkymissä on suuri. Regulaattori voi toimillaan luoda alalle varmuutta ja turvata tulevaisuuden verkon kehityksen mahdollisuudet, mutta myös epäonnistuessaan haitata alan kehitystä.

3 SÄHKÖNJAKELUVERKKOLIIKETOIMINNAN SÄÄNTELY

Jakeluverkkoyhtiöiden toimintaa valvoo Suomessa Energiavirasto. Energiavirasto saa reunaehdot valvonnalle sähkömarkkina-alaista, jonka puitteissa valvontaa suoritetaan. Jakeluverkkotoimintaa valvotaan kaikkien jakeluverkonhaltioiden osalta, jotka omistavat sähkönjakeluverkkoa Suomessa. Energiavirasto voi kuitenkin poikkeustapauksissa erillisellä päätöksellään vapauttaa jakeluverkonhaltijan luvanvaraisuudesta, esimerkiksi teollisuusverkkojen tapauksessa.

Suomessa sähkömarkkinoiden vapautuminen kilpailulle alkoi vuonna 1995 ja vuonna 1998 asiakkaat pääsivät valitsemaan itse sähköenergian myyjän. Sähkömarkkinoiden kehittyessä vuonna 2003 otettiin käyttöön vakiokorvausmenettely yli 12 tuntia kestäville sähkökatkoille. Sähkönjakeluverkkoliiketoimintaa on valvottu vuodesta 2005 lähtien, jolloin astui voimaan kaikkia jakeluverkkoyhtiöitä koskeva taloudellinen regulaatio. Valvontajaksojen vaihtuessa valvontamallia on kehitetty vastaamaan paremmin muuttuvan toimialan vaatimuksiin, jotta verkkoliiketoiminta pysyy laadukkaana ja tehokkaana. (Elovaara & Haarla, 2011)

Koko Suomen mittapuulla sähkönjakeluverkkoliiketoiminnan investoinnit ovat suuria. Vuonna 2019 Suomen jakeluverkonhaltijat investoivat verkkoihinsa yhteensä noin 750 M€ arvosta (Energiavirasto, 2019). Investointien määrää on lisännyt huomattavasti vuonna 2036 voimaan tuleva sähkökatkojen enimmäiskesto-aika myrskyn ja lumikuorman seurauksena. On huomattavaa, että tästä summasta suurin osa jää Suomeen kiinteänä infrastruktuurina. Sähkönjakeluverkon jälleenhankinta-arvo on ollut vuonna 2019 noin 21 Mrd€ ja nykykäyttöarvo noin 11,5 Mrd€ (Partanen, et.al., 2020). Summien ollessa suuria korostuu myös jakeluverkkotoiminnan sääntelyn tärkeys. Sääntelyllä varmistetaan, ettei kuluttajille koidu liian suuria kustannuksia.

3.1 Sääntelyn tavoitteet

Sähkönjakeluverkkoliiketoiminnan valvontamalli on luotu valvomaan luonnollisessa ja lakisääteisessä monopoliasemassa olevien jakeluverkkoyhtiöiden toimintaa. Valvonnan avulla pyritään varmistamaan siitä, että jakeluverkkoyhtiöiden toiminta on kustannustehokasta huomioon ottaen sähkömarkkinallain toimitusvarmuusvaatimukset. Kustannustehokkuuden ohella valvonnan keskeisenä tavoitteena on myös varmistua siitä,

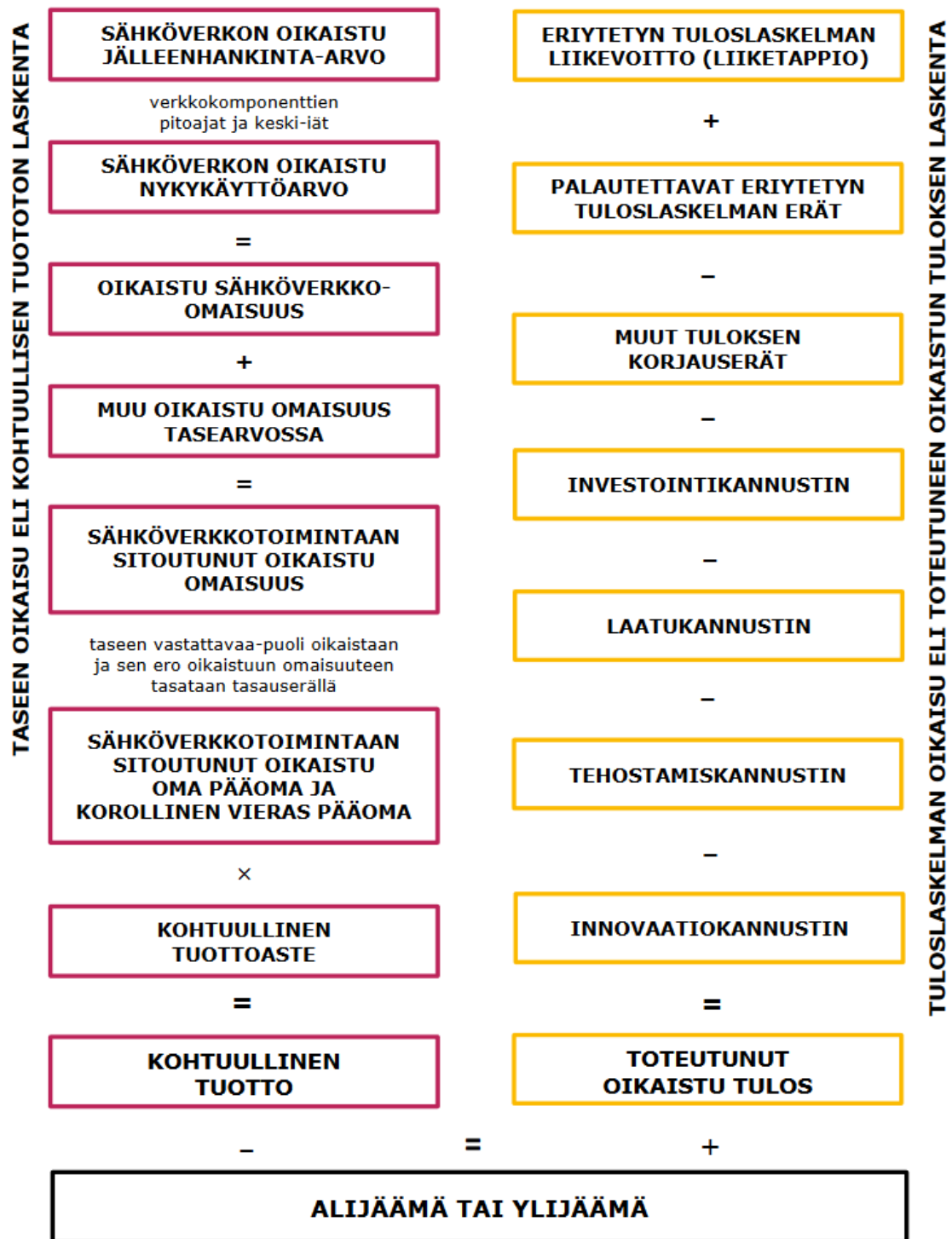
että kaikkien asiakkaiden kannalta toiminta on tasapuolista. Esimerkiksi uusien liittymien hinnoittelu tulee määräytyä kaikille asiakkaille samoilla perusteilla.

Sähkön siirtohinnoittelun kohtuullisuutta valvotaan, jottei asiakkailta perittäisi kohtuuttomia määriä tuottoa. Sallitun tuoton määräytymisen toisena edellytyksenä on myös turvata jakeluverkkoliiketoiminnan pitkäjänteisyys. Liiketoiminnan pitkäjänteisyydellä varmistutaan jakeluverkon jatkuvasta kehittämisestä, joka on tärkeää verkkopalvelun laadun varmistamiseksi myös tulevaisuudessa. (Energiavirasto, 2018)

Sähkömarkkinalain muutoksien avulla pyritään varmistumaan siitä, että tulevaisuuden haasteisiin pystytään vastaamaan. Sähköntoimitusvarmuusvaatimusten lisäksi verkonhaltioiden on pystyttävä kehittämään jakeluverkkoaan yhä älykkäämmäksi energiamurroksen vallitessa. Esimerkiksi pientuotantojärjestelmien lisääntyminen kuluttajilla ja sähköautojen yleistyminen luovat haasteita, joihin verkonhaltioiden on pystyttävä vastaamaan. Energiaviraston rooli on tämän kehityksen valvojana tärkeä, että sähkönsiirtohinnoittelu pysyy kurissa. (Energiavirasto, 2021a)

3.2 Valvontaan tarvittavat tiedot

Valvontamalli, jolla jakeluverkkotoimintaa valvotaan, koostuu useista eri osa-alueista, joilla arvioidaan verkonhaltijan toiminnan tehokkuutta ja laadukkuutta. Kuvassa 3.1. on esitetty neljännen ja viidennen valvontajakson menetelmät, joiden avulla kohtuullinen tuotto ja toteutunut oikaistu tulos muodostuvat.



Kuva 3.1 Jakeluverkkoliiketoiminnan valvontamenetelmät neljännellä ja viidennellä valvontajaksolla. (Energiavirasto, 2018)

Kuvasta 3.1 havaitaan verkonhaltijan yli- tai alijäämän muodostumisen yksinkertaistettu periaate. Tuloksen muodostumiseen vaikuttavia tekijöitä on tarkemmin avattu myöhemmin tässä luvussa.

Jakeluverkkoliiketoiminnan valvontaa varten Energiavirasto tarvitsee jokaiselta sähköverkkoyhtiöltä vuosittain raportoituna huomattavan määrän tietoja. Nämä tiedot verkkoyhtiöiden tulee raportoida Energiaviraston valvontatietojärjestelmään, joka tunnetaan myös nimellä VATI. Valvontatietojen raportointiajankohdat ovat tiedoista riippuen jaoteltuina eri ajoille.

Vuosittain toimitettavat verkoston rakennetiedot verkkoyhtiön hallussa olevista verkoista tulee toimittaa Energiavirastolle maaliskuun loppuun mennessä. Verkoston rakennetiedoissa tulee ilmoittaa käytössä olevien komponenttien määrät jaoteltuina Energiaviraston antamiin ryhmiin. Määrien lisäksi komponenttien keski-iat tulee ilmoittaa valvontaa varten. Verkkoyhtiön saneeraamien kohteiden komponenttien tiedot tulee myös eritellä samojen komponenttiryhmittelyjen perusteella. Näin käytöstä poistuneet komponentit ja uudet saneeraukset saadaan mukaan, kun määritetään kullekin sähköverkonhaltijalle sallittua tuottoa. Lisäksi Energiavirasto voi pyytää toimitettavaksi komponenttien pitoaikoja. (Energiavirasto, 2018)

Tilinpäätöstiedot ja tekniset tunnusluvut verkonhaltijan tulee toimittaa viimeistään toukokuun viimeisenä päivänä. Teknisistä tunnusluvuista käy esimerkiksi ilmi yhtiön KAH-kustannukset, jakelukeskeytyksien määrät, verkon pituudet ja maakaapelointiaste. Tilinpäätöstiedoista puolestaan Energiavirastolle tulee ilmi yhtiön taloudelliset suureet kuten tilikauden tulos. Tämän avulla Energiavirasto voi valvoa sallitun tuoton toteutumista verkonhaltioilla. (Energiavirasto, 2018)

3.3 Kohtuullinen tuotto

Sähkönjakeluverkkoliiketoiminnan kohtuullisena tuottona Energiaviraston valvontamallissa käytetään verkkotoimintaan sitoutuneen oikaistun pääoman painotettua keskimääräistä kustannusta. Tämä WACC (Weighted Average Cost of Capital) prosentti on kaikilla sähkönjakeluverkkoyhtiöillä Suomessa sama, sillä toimialakohtaisissa riskeissä ei ole katsottu olevan eroavaisuuksia. Kohtuullisentuoton aste muodostuu siis oman ja vieraan korollisen pääoman suhteellisesta arvosta. Inflaation vaikutus kohtuulliseen tuottoon on huomioitu kohtuullisen tuottoasteen laskennassa. (Energiavirasto, 2018)

Kohtuullisen tuottoasteen laskentaan vaadittavat lähtöarvot Energiavirasto julkaisee sivuillaan vuosittain. Kohtuullisen tuoton prosentti on viime vuosina ollut reilussa laskussa. Taulukossa 3.1 on esitetty kohtuullisen tuoton prosentin kehitys vuosina 2017–2022. (Energiavirasto, 2018)

Taulukko 3.1 WACC kehitys 2017–2022. (Energiavirasto, 2018)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
WACC verojen jälkeen	5,64 %	5,30 %	4,96 %	4,58 %	4,28 %	3,17 %
WACC ennen veroja	7,05 %	6,62 %	6,20 %	5,73 %	5,35 %	3,97 %

Taulukon 3.1 kohtuullisen tuottoasteen kehityksen seurauksena verkkoyhtiöiden talous on kiristynyt. Kohtuullisen tuoton aste ennen veroja on laskenut viidessä vuodessa noin 43 %.

3.3.1 Kohtuullisen tuoton laskenta

Kohtuullista tuotto astetta laskettaessa lasketaan ensin verojen jälkeen oleva tuottoaste yhtälön (3.1) avulla. Valvonnassa käytetään kuitenkin ennen veroja olevaa tuottoastetta, jotta jakeluverkkoyhtiöitä kohdeltaisiin tasa-arvoisesti riippumatta erilaisista yhteisöverokannoista. Mahdolliset yhtiöiden väliset yhteisöverokannat voivat vaihdella riippuen yhtiömuodosta ja sen rakenteesta. (Energiavirasto, 2018)

$$WACC_{\text{verojen jälkeen}} = C_E \times \frac{E}{E+D} + C_D \times (1 - yvk) \times \frac{D}{E+D} \quad (3.1)$$

Yhtälössä $WACC_{\text{verojen jälkeen}}$ kertoo kohtuullisen tuottoasteen yhteisöverojen jälkeen prosentteina. C_E on omanpääoman kohtuullinen kustannus. C_D on korollisen vieraanpääoman kohtuullinen kustannus. E on verkkotoimintaan sitoutunut oikaistu oma pääoma. D on verkkotoimintaan sitoutunut oikaistu korollinen vieras pääoma ja yvk on yhteisöverokanta. (Energiavirasto, 2018)

Kohtuullinen tuotto ennen veroja saadaan määritettyä yhtälöllä (3.2). Valvontamallissa pääomarakenteena käytetään kiinteää pääomarakennetta, joka on 60 % omaa pääomaa ja 40 % vierasta korollista pääomaa. (Energiavirasto, 2018)

$$WACC_{ennen veroja} = \frac{C_E \times 0,6}{(1 - yvk)} + C_D \times 0,4 \quad (3.2)$$

Yhtälössä $WACC_{ennen veroja}$ kertoo kohtuullisen tuottoasteen ennen yhteisöveroa prosentteina. C_E on omanpääoman kohtuullinen kustannus. C_D on korollisen vieraanpääoman kohtuullinen kustannus ja yvk on yhteisöverokanta. (Energiavirasto, 2018)

Kun on saatu laskettua WACC ennen veroja, voidaan yhtälön (3.3) avulla laskea kohtuullinen tuotto euroina. (Energiavirasto, 2018)

$$R_{k,ennen veroja} = WACC_{ennen veroja} \times (E + D) \quad (3.3)$$

Yhtälössä $R_{k, ennen veroja}$ on kohtuullinen tuotto euroina ennen yhteisöveroa. $WACC_{ennen veroja}$ on kohtuullinen tuottoaste ennen veroja prosentteina. E on verkkoliiketoimintaan sitoutunut oikaistu oma pääoma ja D on verkkoliiketoimintaan sitoutunut oikaistu korollinen vieraspääoma. (Energiavirasto, 2018)

3.4 Kannustimet

Valvontamalli sisältää nykyisin toimitusvarmuuskannustimen poistuttua neljä eri kannustinta. Nämä kannustimet ovat investointikannustin, laatukannustin, tehostamiskannustin ja innovaatiokannustin. Näiden kannustimien tarkoituksena on kannustaa verkonhaltijaa kehittämään ja pitämään yllä verkkoliiketoiminnan laadukkuutta.

3.4.1 Investointikannustin

Yksi sähkönjakeluverkkoliiketoiminnan valvontamallin kannustimista on investointikannustin. Investointikannustimen avulla pyritään kannustamaan verkkoyhtiöitä tekemään kustannustehokkaita ratkaisuja verkostoa saneerattaessa. Kannustimen vaikutus verkonhaltijalle ilmenee positiivisena, mikäli verkonhaltija kykenee investoimaan Energiaviraston yksikköhintataulukkoa pienemmillä kustannuksilla. (Energiavirasto, 2018)

Edellä mainitun lisäksi investointikannustimeen vaikuttaa oikaistu jälleenhankinta-arvo, josta lasketaan tasapoistot. Komponenttien jälleenhankinta-arvot on mahdollista poistaa täysimääräisesti, mikäli komponenttien pitoajat on valittu sopivan mittaisiksi. Lisäksi mikäli komponentin käyttöä jatketaan ennustetun pitoajan yli, saa komponenteille tehdä tasapoistoja samassa suhteessa kuin ennen pitoajan loppumista käytöstä poistetuille komponenteille. Tämä mahdollisuus investointikannustimessa helpottaa verkonhaltioita tekemään ennaikaisia investointeja toimitusvarmuusvaatimuksen vaatimille johtosuuksille. (Energiavirasto, 2018)

Verkonhaltijan omistaman sähköverkon oikaistu tasapoisto lasketaan yhtälöllä 3.4. Yhtälössä lasketaan yksittäisten komponenttien oikaistujen tasapoistojen summa. Lisäksi yhtälössä huomioidaan inflaation vaikutus kuluttajahintaindeksien suhteella. (Energiavirasto, 2018)

$$JHATP_k = \sum_{i=1}^n \left(\frac{JHA_i}{pitoaika_i} \right) \times \left(\frac{KHI_k}{KHI_{2016}} \right) \quad (3.4)$$

Yhtälössä $JHATP_k$ on kaiken sähköverkko omaisuuden tasapoistot vuonna k. JHA_i on verkkokomponentin i oikaistu jälleenhankinta-arvo, $pitoaika_i$ on verkkokomponentin i teknillistoloudellinen pitoaika. KHI_k on kuluttajahintaindeksi vuonna k ja KHI_{2016} on kuluttajahintaindeksi vuonna 2016. (Energiavirasto, 2018)

3.4.2 Laatumustin

Sähköverkkoliiketoiminnan valvontamallin laatumustimella pyritään motivoimaan verkonhaltijoita pitämään yllä ja kehittämään verkkopalvelun laatua. Vähimmäistavoitetasona sähköverkonlaatuvaatimuksille pidetään sähkömarkkinalain mukaista toimitusvarmuusvaatimusta. Tämän lisäksi verkonhaltijaa pyritään kannustamaan kehittää verkkoaan itsenäisesti yhä laadukkaampaan suuntaan. (Energiavirasto, 2018)

Laatumustimessa kannustimen suuruuteen vaikuttava tekijä on kyseisen verkonhaltijan verkossa olleet sähköjakelukeskeytykset. Sähköjakelun keskeytyksestä aiheutuneet

haittakustannukset tunnetaan nimellä KAH kustannukset. KAH kustannusten tarkoituksena on kuvata sähkönjakelukeskeytyksestä aiheutunutta taloudellista haittaa. Vuosittaisiin KAH kustannuksiin vaikuttavia tekijöitä ovat pikajälleenkytkentöjen (PJK) määrä, aikajälleenkytkentöjen (AJK) määrä, pysyvien vikakeskeytyksien määrä ja kestoaika, sekä suunniteltujen keskeytyksien määrä ja kestoaika. Yhtälössä 3.5 avulla saadaan laskettua vuosittain todelliset keskeytyuskustannukset. (Energiavirasto, 2018)

$$KAH_{t,k} = (KA_{odott,t} \times h_{E,odott} + KM_{odott,t} \times h_{W,odott} + KA_{suun,t} \times h_{E,suun} + KM_{suun,t} \times h_{W,suun} + AJK_t \times h_{ajk} + PJK_t \times h_{pjk}) \times \left(\frac{W_t}{T_t}\right) \times \left(\frac{KHI_k}{KHI_{2005}}\right) \quad (3.5)$$

Yhtälössä $KAH_{t,k}$ on toteutuneet keskeytyuskustannukset vuonna t vuoden k rahanarvossa. $KA_{odott,t}$ on odottamattomien jakelukeskeytyksien vuosienenergiolla painotettu keskeytysaika. $h_{E,odott}$ on odottamattomien keskeytyksien haitan yksikköhinta keskeytysajalle. $KM_{odott,t}$ on odottamattomien keskeytysten vuosienenergiolla painotettu määrä. $h_{W,odott}$ on odottamattomien keskeytyksien haitan yksikköhinta keskeytysmäärälle. $KA_{suun,t}$ on suunniteltujen keskeytyksien vuosienenergiolla painotettu keskeytysaika. $h_{E,suun}$ on suunniteltujen keskeytyksien haitan yksikköhinta keskeytysajalle. $KM_{suun,t}$ on suunniteltujen keskeytysten vuosienenergiolla painotettu määrä. $h_{W,suun}$ on suunniteltujen keskeytyksien haitan yksikköhinta keskeytysmäärälle. AJK_t on aikajälleenkytkentöjen vuosienenergiolla painotettu keskeytysmäärä. h_{ajk} on aikajälleenkytkentöjen haitan yksikköhinta. PJK_t on pikajälleenkytkentöjen vuosienenergiolla painotettu keskeytysmäärä. h_{pjk} on pikajälleenkytkentöjen haitan yksikköhinta. W_t on siirretyn energian määrä vuonna t. T_t on tuntien määrä vuonna t. KHI_k on kuluttajahintaindeksi vuonna k. KHI_{2005} on vuoden 2005 kuluttajahintaindeksi. (Energiavirasto, 2018)

Erilaisten sähkönjakelukeskeytyksien yksikköhinnat on ennalta määritetty. Hinnoilla on pyritty kuvaamaan asiakkaille aiheutunutta haittaa sähkönjakelukeskeytyksestä. Taulukon 3.2 yksikköhinnat ovat vuoden 2005 rahan arvossa (Energiavirasto, 2018).

Taulukko 3.2 Sähkönjakelukeskeytyksien yksikköhinnat (Energiavirasto, 2018)

Suunnitellut keskeytykset		Odottamattomat keskeytykset		Pikajälleenkytkennät	Aikajälleenkytkennät
$h_{E,suun}$	$h_{W,suun}$	$h_{E,odott}$	$h_{W,odott}$	h_{pjk}	h_{ajk}
€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW	€/kW
6,8	0,5	11	1,1	0,55	1,1

Jotta verkonhaltijan verkon saneerauksien vaikutuksia saadaan esiin, tulee laatukannustinta varten määrittää kullekin verkonhaltijalle KAH-kustannuksien vertailutaso. Keski-jänniteverkossa vertailutasona käytetään vuosien 2012–2019 ja suurjänniteverkossa 2013–2019 toteutuneiden KAH-kustannusten summaa. Vertailutaso saadaan laskettua yhtälö 3.6 avulla. (Energiavirasto, 2018)

$$KAH_{ref,k} = \frac{\sum_{t=2012}^{2019} [KAH_{t,k}^{KJ} \times (\frac{W_k}{W_t})]}{8} + \frac{\sum_{t=2013}^{2019} [KAH_{t,k}^{SJ} \times (\frac{W_k}{W_t})]}{7} \quad (3.6)$$

Yhtälössä $KAH_{ref,k}$ on keskeytykskustannusten vertailutaso vuodelle k. $KAH_{t,k}^{KJ}$ puolestaan tarkoittaa toteutuneita sähkönjakelun keskeytykskustannuksia vuonna t vuoden k rahanarvossa. W_k on siirretyn energian määrä (kWh) vuonna k ja W_t on siirretyn energian määrä (kWh) vuonna t. (Energiavirasto, 2018)

Laatukannustimessa otetaan huomioon sekä KJ-, että SJ-verkon sähkön jakelukeskeytykset, joten niiden summa tulee laskea laatukannustimen vaikutuksen saamista varten yhtälön 3.7 mukaan. (Energiavirasto, 2018)

$$KAH_t = KAH_t^{KJ} + KAH_t^{SJ} \quad (3.7)$$

Laatukannustimen vaikutus lasketaan vähentämällä keskeytykskustannusten vertailutasosta toteutuneet keskeytykskustannukset. Tämän jälkeen voidaan vähentää saatu tulos toteutuneesta oikaistusta tuloksesta. Laatukannustimen vaikutus saa olla korkeintaan 15 % vuoden kohtuullisesta tuotosta. Laatukannustimen negatiivinen vaikutus voi myös olla saman verran, mikäli kannustimen mukaan riittävän laadukasta sähkönjakelutasoa ei ole kyseisenä vuonna saavutettu. (Energiavirasto, 2018)

3.4.3 Tehostamiskannustin

Tehostamiskannustimen tavoitteena on saada verkonhaltija toimimaan mahdollisimman kustannustehokkaasti. Tässä avainroolissa on, kuinka paljon verkonhaltija saa hyötyjä aikaan mahdollisimman pienellä panostuksella. Tehostamiskannustin sisältää kuusi eri tekijää, jotka vaikuttavat kannustimen suuruuteen oikaistua tulosta laskettaessa. Nämä tekijät ovat yleinen tehostamistavoite, yrityskohtaisen tehokkuuden mittaamisen muuttujat, yrityskohtainen tehostamistavoite, yrityskohtainen tehostamiskustannusten vertailutaso, yrityskohtaiset toteutuneet tehostamiskustannukset. (Energiavirasto, 2018)

Yleinen tehostamistavoite on monopoli-asemassa oleville yrityksille asetettava kannustin, jolla pyritään tehostamaan yrityksen yleistä toimintaa. Lisäksi lainsäädännön muutoksista aiheutuvien uusien toimintojen aiheuttamia lisäkustannuksia pyritään kompensoimaan huomioimalla ne yleiseen tehostamistavoitteeseen. Viidennellä valvontajaksolla tehostamistavoitteen arvona on 0 %. (Energiavirasto, 2018)

Yrityskohtaisen tehokkuuden määrittäminen jakautuu kolmeen osa-alueeseen. Nämä ovat panosmuuttujat, tuotosmuuttujat ja toimintaympäristön muuttujat. Panosmuuttujia on kaksi, kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset eli KOPEX sekä kyseisen yhtiön sähkönjakeluverkon JHA. Näistä kahdesta vain KOPEX:iin sisällytetään tehostamistavoite. Tuotosmuuttujien tavoitteena taas on kuvata verkkoyhtiön toimintaolosuhteita. Näihin kuuluu siirretyn energian määrä, verkon kokonaispituus, käyttöpaikkojen määrä sekä keskeytyksistä aiheutuneet haitan kustannukset. Toimintaympäristöä kuvaavana muuttujana tehostamiskannustimessa käytetään liittymien ja käyttöpaikkojen suhdelukua. Tämän suhdeluvun avulla saadaan esille verkkoyhtiöiden eroja kaupunkien ja haja-asutusalueiden välillä. (Energiavirasto, 2018)

Yrityskohtaisen tehostamistavoitteen määrittämiseen käytetään apuna StoNED-menetelmää. StoNED:in avulla saadaan arvioitua tehokkuusrintama, jonka jälkeen Energiavirasto voi määrittää yhtiökohtaisen tehostamistarpeen. Yhtiökohtaisen tehokkuuden ilmaisemisen apuna käytetään tehokkuuslukua, joka kertoo kohtuullisten kustannusten ja toteutuneiden kustannusten suhteen. Viidennellä valvontajaksolla tehokkuusluvun

laskennassa käytetään keskiarvoja vuosilta 2015–2018, jotta panosmuuttujien, tuotosmuuttujien ja toimintaympäristömuuttujien vuosittaiset vaihtelut tasautuisivat. Verkonhaltijakohtainen tehokkuusluvun laskenta toteutetaan yhtälön 3.8 osoittamalla tavalla. (Energiavirasto, 2018)

$$TL_{2020-2023} = \frac{SKOPEX_{2015-2018}}{KOPEX_{2015-2018}} \quad (3.8)$$

Yhtälössä $TL_{2020-2023}$ on tehokkuusluku vuosille 2020–2023. $SKOPEX_{2015-2018}$ on kohtuullisten kontrolloitavissa olevien operatiivisten kustannusten keskiarvo vuosille 2015–2018. $KOPEX_{2015-2018}$ on vuosien 2015–2018 keskiarvo toteutuneille kontrolloitavissa oleville operatiivisille kustannuksille. (Energiavirasto, 2018)

Kun tehostamiskustannukset ja tehostamiskustannusten vertailutaso on saatu määritettyä, tulee ne vähentää toisistaan, jotta saadaan määritettyä tehostamiskannustimen vaikutus. Verkonhaltijan oikaistua tulosta laskettaessa tehostamiskannustimen osalta huomioidaan sen vaikutuksena enintään 20 % kohtuullisesta tuotosta. (Energiavirasto, 2018)

3.4.4 Innovaatiokannustin

Innovaatiokannustimen avulla pyritään rohkaisemaan ja tukemaan sähköverkkoyhtiöitä tekemään uusia innovaatioita alalle toimintansa ohessa. Erityisesti sähköverkkoyhtiöiden älykkyyden ja automaation lisääntyminen vaatii sähköverkkoyhtiöiltä panostusta ja uusien käytäntöjen hallitsemista. (Energiavirasto, 2018)

Ehdot kannustimen hyväksyttävälle käytölle ovat seuraavat. Tutkimustieto liittyy alalle uuteen asiaan tai tekniikkaan. Tämän lisäksi tutkimustulokset tulee olla vapaasti kaikkien käytettävissä. Aiheutuneet tutkimus- ja kehityskustannukset saadaan vähentää toteutunutta oikaistua tulosta laskettaessa. Innovaatiokannustimeen hyväksytään kuluja maksimissaan 1 % verran kunkin valvontajakson verkkoliiketoiminnan liikevaihtojen summasta. (Energiavirasto, 2018)

3.4.5 Toimitusvarmuuskannustin

Toimitusvarmuuskannustimen käytöstä valvonta mallissa on päätetty luopua sähkömarkkinalain uudistuksen myötä. Energiavirasto luopuu kannustimen käytöstä, koska verkonhaltijat saivat lisää aikaa vuoteen 2036 asti säävarman verkon rakentamista varten. Näin ollen akuutti saneeraustarve käyttöikää jäljellä olevissa kohteissa pienenee. (Energiavirasto, 2021a)

Toimitusvarmuuskannustin tuli sähköjakeluverkkoliiketoiminnan valvontamalliin neljännellä valvontajaksolla. Kannustimen tarkoituksena oli helpottaa verkonhaltioiden toimitusvarmuus investointeja johto-osuuksille, joilla on vielä nykykäyttöarvoa jäljellä. Kannustin oli tarkoitettu käytettäväksi isompiin saneerauskokonaisuuksiin, eikä yksittäisiä komponentteja siinä huomioitu. (Energiavirasto, 2018)

3.5 Todellinen oikaistu tulos

Oikaistun tuloksen laskennassa tulee ensin vähentää liiketoiminnan tuottoja muutamilla korjauksilla, jotta todelliset tuotot saadaan esiin. Tuloksesta vähennetään vuosittainen palautuskelpoisten liittymismaksujen muutos, mahdolliset verkonvuokrat, suunnitelmien mukaiset poistot ja arvonalenemat sähköverkossa. Lisäksi vähennetään liikearvon suunnitellut poistot ja mahdollisesta sähköverkon myynnistä aiheutuvat tappiot. Myös muihin tuottoihin kirjatut myyntivoitot sähköverkosta tulee vähentää laskettaessa oikaistua tulosta. Näiden toimenpiteiden jälkeen tuloksesta vähennetään kaikki kannustinvaikutukset, jonka jälkeen tulokseksi saadaan todellinen oikaistu tulos. (Energiavirasto, 2018)

4 SUURHÄIRIÖVARMUUSTASON MÄÄRITTÄMINEN

Suurhäiriövarmuustason määrittäminen on tärkeää, jotta verkonhaltijalle saadaan realistinen käsitys siitä, kuinka paljon verkkoa tulee kehittää säävarmaksi. Luotettavan varmuustason määrittäminen on kuitenkin haastavaa johtuen siihen liittyvistä monista muuttujista. Sähkömarkkinalain mukaan vuoden 2036 jälkeen myrskyn tai lumikuorman seurauksena aiheutuvat sähkökatkot eivät saa kestää asemakaava-alueilla yli kuutta tuntia eivätkä haja-asutusalueella yli 36 tuntia (Sähkömarkkinalaki, 2013). Verkonhaltijan tulee kehittää verkkoaan säävarmoilla saneeraustekniikoilla, jotta lakia pystytään noudattamaan. Käytännössä tällaisia säävarmuutta parantavia tekniikoita ovat maakaapelointi, ylläleiveiden johtokatuja raivaaminen ilmajohdoille sekä ilmajohtojen siirtäminen teiden varsille.

Suurhäiriövarmuuteen vaikuttaa keskeisesti moni eri tekijä. Näitä tekijöitä ovat muun muassa verkonhaltijan hallussa oleva verkon määrä, verkon pituuden jakautuminen ympäristöolosuhteittain, käytettävissä olevan korjaushenkilöstön määrä sekä vikamäärä suurhäiriössä (Haakana, 2013). Suurimman yksittäisen epävarmuuden aiheuttaa vikamäärä häiriön aikana. Vikamäärän arvioiminen sekä ennustaminen historiassa olleiden myrskyjen kohdalla voi luoda hyvin erilaisia lopputuloksia verkon suurhäiriövarmuudesta. Niinpä onkin tärkeää, että valitun vikataajuuden käyttö on huolellisesti harkittu yhtiön alueella.

Jotta voidaan tutkia verkkoyhtiön mahdollisuuksia kehittää verkkoaan lain vaatimaan toimitusvarmuuskriteerin täyttämään tasoon, tulee määrittää ensin verkkoyhtiön korjauskapasiteetti. Käytettävissä olevan korjauskapasiteetin määrä vaikuttaa olennaisesti siihen, kuinka paljon yhtiöllä voi olla verkkoa, joka ei ole suurhäiriövarmassa ympäristössä. Yhtälön 4.1 avulla saadaan määritettyä vaadittu verkonsäävarmuustaso, joka on suhteutettu kyseisen yhtiön käytettävissä olevaan viankorjauskapasiteettiin (Haakana, 2013).

$$MDPR = 1 - \frac{\text{Sallittu keskeytysaika}}{\text{Viankorjausaika}} \times \frac{\text{Korjaus henkilöstö}}{\text{Vikataajuus} \times \text{Verkkopituus}} \quad (4.1)$$

Yhtälössä $MDPR$ on jakeluverkolle vaadittu suurhäiriövarmuustaso prosentteina verkonpituudesta. *Sallittu keskeytysaika* on verkon korjaukseen käytettävä maksimityöaika. *Viankorjausaika* on tarvittavat keskimääräiset henkilötyötunnit per vian korjaus. *Korjaus henkilöstö* on käytettävissä olevan viankorjaushenkilöstön määrä. *Vikataajuus* on

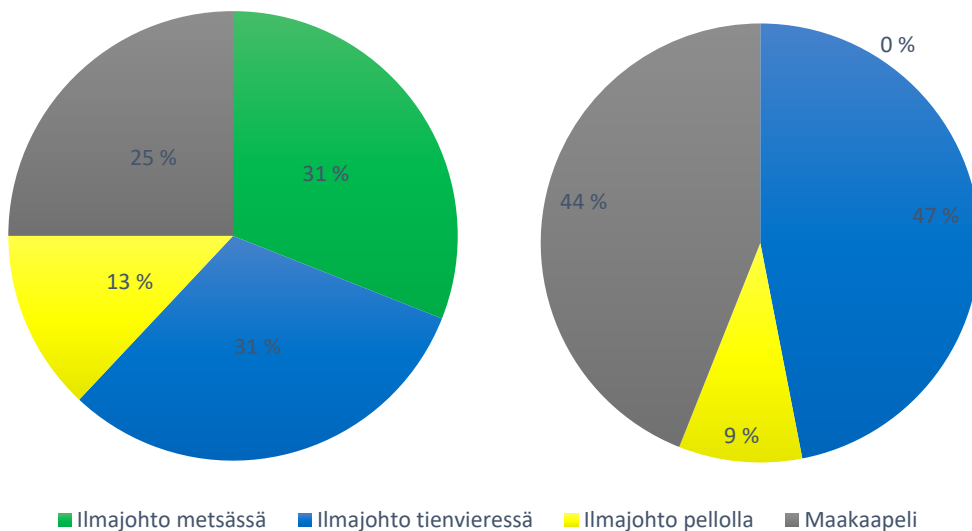
keskimääräinen suurhäiriön vikataajuus. *Verkkopituus* on tarkasteltavan verkon pituus. (Haakana, 2013)

Yhtälöstä 4.1 saatuja tuloksia verrataan verkonhaltijan verkon nykytilaan. Tämän avulla on helppo havainnollistaa verkonhaltijan säävarmuustasoa. Mikäli verkonhaltijan verkon nykytila jää säävarmuustason alle, on verkkoyhtiön saneerattava verkkoaan säävarmaksi vuoteen 2036 mennessä.

5 SÄHKÖVERKKOLIIKETOIMINNAN TULEVAISUUS JA NYKYTILA

Sähköverkon tulevaisuuden kehittämisen tarpeet ja vaatimukset määrittelevät valvontamallin lisäksi vahvasti sitä, millaisena yhtiön liiketoiminnan tulevaisuus näyttäytyy. Liiketoiminnan suunnitellun kehittämisen yhtenä haasteena ovat myös yhtiön ulkopuolelta tulevat vaatimukset verkon ominaisuuksien kehitykselle. Esimerkiksi 22.5.2023 voimaantulevan varttitaseen myötä mittausdataa vaaditaan nelinkertainen määrä entiseen verrattuna (Fingrid, 2021). Kaikki nykyisin käytössä olevat energiamittarit eivät kuitenkaan kykene teknisesti täyttämään tätä vaatimusta. Tämän vuoksi verkkoyhtiöissä joudutaan tekemään ennen aikaisia investointeja energiamittareiden laitekantaan. Verkkoyhtiöille aiheutuu siis tästä uudistuksesta huomattavia kustannuksia myös sellaisten laitteiden uusinnasta, joilla olisi muuten käyttöikä jäljellä.

Sähkönjakeluverkkojen toimitusvarmuusvaatimuksen täyttäminen on jo vuosien ajan aiheuttanut verkonhaltijoille painetta nostaa siirtohinnoitteluaan, jotta vaatimus pystyttäisiin täyttämään. Tässä diplomityössä esimerkkinä käytettävän sähkönjakeluverkkoyhtiön tapauksessa toimitusvarmuusvaatimuksen täyttämiseen on tehty kuvaajan 5.1 mukainen saneeraustarvekartoitus keskijänniteverkolle (Ovaskainen, 2022).



Kuva 5.1 Esimerkki sähköverkkoyhtiön keskijänniteverkon kehitystavoite säävarmaksiksi. Vasemmalla 2020 tilanne ja oikealla 2036 tavoite.

Kuvasta 5.1 havaitaan, että metsässä kulkevat keskijänniteilmajohdot on tarkoitus korvata vuoteen 2036 mennessä pääosin maakaapeloimalla ja uudelleensijoittamalla ilmajohtoja tien

vierille. Samalla keskijänniteverkkoa saneerattaessa saneerataan tarvittaessa myös pienjänniteverkkoa kyseiseltä alueelta. Tällaisella verkon saneerausstrategialla päästään sähkömarkkinalain vaatimaan toimitusvarmuustasoon. Toimitusvarmuuden paranemisen näkökulmasta KJ-verkon saneerauksella on PJ-verkon saneerausta suurempi rooli. Jopa 90 % sähkökäyttäjien kokemista sähköjakelukeskeytyksistä on peräisin KJ-verkosta (Lakervi & Partanen, 2008).

Jakeluverkkokokonaisuuden kannalta on myös tärkeää huomata, että verkon kokonaispituus kasvaa toimitusvarmaksi saneerattaessa. Vanhat johtokadut sijaitsevat pääosin metsissä, joihin ne on saatu aikoinaan rakennettua mahdollisimman vähillä materiaaleilla. Tällaisten linjojen siirtyessä metsästä teiden varsille keskijänniteverkon kokonaispituuden on arvioitu nousevan esimerkitapauksessa noin 20 % (Ovaskainen, 2022).

5.1 Suurhäiriövarmuus

Vaadittava suurhäiriövarmuustaso saadaan määritettyä yhtälön 4.1 avulla kulloinkin tarkasteltavalle verkonhaltijalle. Kyseinen taso on hyvin yksilöllinen kullakin verkkoyhtiöllä käytössä olevien resurssien ja vaihtelevan verkkopituuden vuoksi. Taulukossa 5.1 on esitetty esimerkitapauksessa käytetyt arvot verkon suurhäiriötason määrittämiseksi.

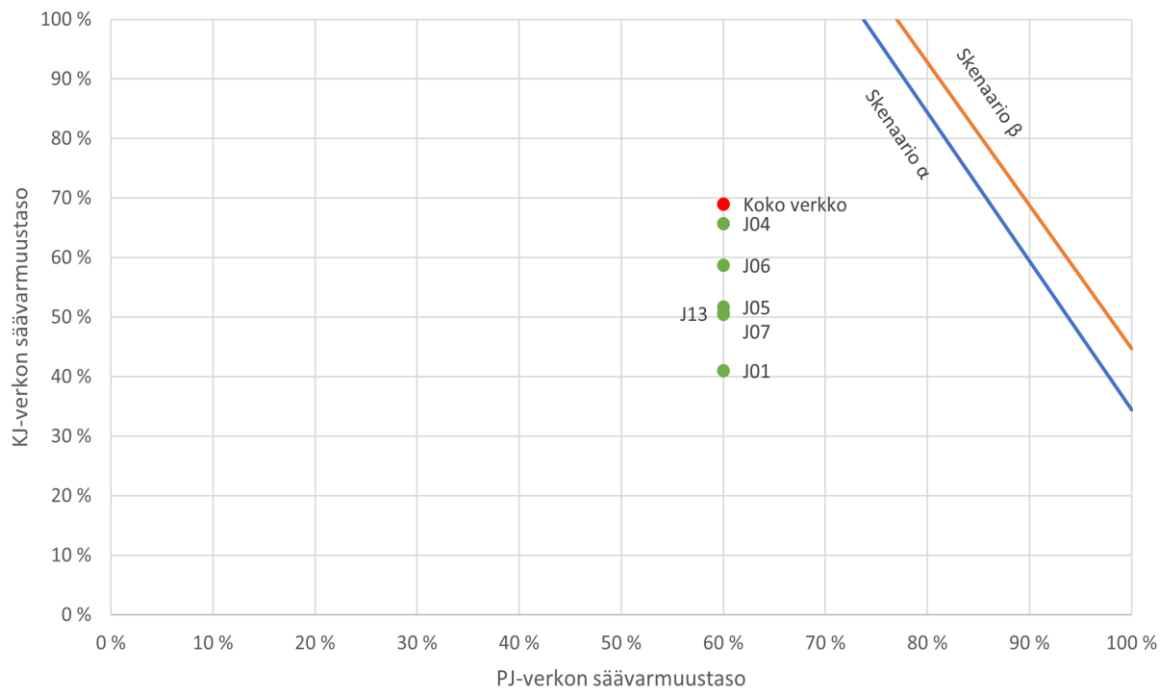
Taulukko 5.1 Suurhäiriövarmuustason skenaariot

	Skenaario α	Skenaario β
Vikataajuus PJ-verkko [vikaa/ 100 km]	26,3	30
Vikataajuus KJ-verkko [vikaa/100 km]	13,4	15,9
Verkon pituus PJ-verkko [km]	560	560
Verkon pituus KJ-verkko [km]	440	440
Viankorjausresurssit [hlö]	8	8
Tehokas työaika 36 h sisällä [h]	29	29
Korjausaika PJ-verkko [h]	6	6
Korjausaika KJ-verkko [h]	6	6

Taulukossa 5.1 lähtöarvot perustuvat verkkoyhtiön arvioon verkon tilasta sekä kokemuspohjaisista käytettävistä resursseista vuonna 2036. Verkon pituuden arvioissa

vuodelle 2036 on huomioitu nykytilanteesta pidemmät johtoreitit, sillä johtojen siirtyessä pääosin teiden varsille verkon pituus kasvaa. Lisäksi verkon pituuteen vaikuttaa uusien varasyöttöyhteyksien rakentaminen KJ-johtohaarojen välille. Tehokkaana työaikana 36 tunnin sisällä käytetään TEM suosituksen ylärajaa 29 tuntia, sillä verkkoyhtiön alue rajautuu kohtalaisen pienelle maantieteelliselle alueelle (Partanen, et.al., 2012). Verkon ollessa pieneköällä alueella vikapaikalle siirtymiseen kuluva aika on pienempi kuin suuremmissa yhtiöissä. Lisäksi voidaan kokemuseräisen tiedon pohjalta todeta, että kyseinen aika on realistinen kyseisessä yhtiössä. Yksittäisen vian keskimääräisenä korjausaikana on käytetty viankorjauskokemuksiin perustuvaa aikaa, jossa asentajaparilta kuluu yhden vian korjaukseen keskimäärin kolme tuntia. Verkkoyhtiöllä ei ollut tarkkaa suurhäiriöhistoriatietoa saatavissa, joten vikataajuuksina käytettiin arvioitua vikataajuutta suurhäiriössä.

Skenaariossa α vikataajuutena on käytetty tutkimuksissa käytettyä vikataajuutta, joka perustuu todellisiin häiriöihin eri verkkoyhtiöillä (Haakana, 2013). Skenaariossa α haja-asutusalueen johtolähdöille esimerkkitapauksessa tulisi noin neljä KJ vikaa per johtolähtö. Skenaariossa β puolestaan on käytetty hieman korkeampaa vikataajuutta, jossa vikoja tulisi noin viisi per haja-asutusalueen johtolähtö. Vikataajuuden nostamisella on luonnollisesti taloudellisia vaikutuksia verkoston saneeraus kustannuksiin, mikäli pyritään minimitasoon. Kuvassa 5.2 on esitetty esimerkkiverkkoyhtiön tapauksessa vaaditun suurhäiriövarmuustason skenaariot, jotta sähkömarkkinalain kriteerit saadaan täytymään. Kuvan 5.2 lähtöarvoina on käytetty taulukon 5.1 arvoja.



Kuva 5.2 Esimerkkiverkkoyhtiön suurhäiriövarmuustasoskenaariot ja haja-asutusalueiden johtolähtöjen nykytila.

Kuvasta 5.2 havaitaan, että kyseisen verkkoyhtiön käytössä olevilla viankorjausresursseilla melkein koko jakeluverkon tulee olla suurhäiriövarmaa. Kuvassa oranssi viiva kuvastaa skenaariota β ja sininen viiva kuvastaa skenaariota α . Vihreät pisteet kuvastavat yksittäisten haja-asutusalueen johtolähtöjen tilannetta. Kaikkien pisteiden PJ-komponenttina on esitetty verkon keskiarvo, sillä tarkempaa dataa niiden jakautumisesta johtolähdöittäin ei ole saatavissa. Nykytilanteella, jossa kokonaisuutena KJ-verkosta 69 % ja PJ-verkosta arviolta noin 60 % on säävarmaa, ei siis täytetä vaadittua toimitusvarmuuskriteeriä vuonna 2036. Kuvassa 5.2 koko verkon nykytilaa kuvastaa punainen piste. Tämänhetkiseen olemassa olevaan toimitusvarmuustasoon vaikuttaa oleellisesti myös se, kuinka suuri osa tien virillä kulkevista ilmajohdoista määritetään säävarmaksi. Kulloinkin käytetyn johtokadun leveys vaikuttaa tämän tarkastelun lopputulemaan olennaisesti. Tässä esimerkkitapauksessa tämän hetken tilanteessa tien vieressä kulkevien KJ-ilmajohtojen säävarmuustasona on käytetty 80 %.

5.2 Jakeluverkon saneerausvaihtoehdot

Jakeluverkon saneerauksessa taajama-alueen sisällä vaaditaan kuuden tunnin laatuvaatimuksen täyttämiseen maakaapeloitu verkko. Taajama-alueen ulkopuolisessa verkossa, jossa sovelletaan 36 tunnin kriteeriä säävarmuudelle, voidaan soveltaa muitakin tekniikoita verkoston saneerauksessa. Jotta verkkoyhtiöt pystyisivät alittamaan suurimman sallitun 36 tunnin keskeytysajan, tulee suuren osan verkosta olla maakaapeloitua. On arvioitu, että KJ-verkon maakaapelointiasteen tulisi olla 40–75 % ja PJ-verkon 40–90 %. Nämä kaapelointiasteet riippuvat kuitenkin verkkoyhtiön toimintaympäristöstä ja käytettävissä olevista viankorjausresursseista. Kohteen saneerausvaihtoehdoja vertailtaessa valintaan vaikuttaa moni eri tekijä. Saneerauskustannuksen ja toteutusnopeuden lisäksi on johdon strateginen tärkeys, esimerkiksi varasyöttöyhteytenä, huomioitava päätöstä tehdessä. (Partanen, et.al., 2012)

5.2.1 Maakaapelointi

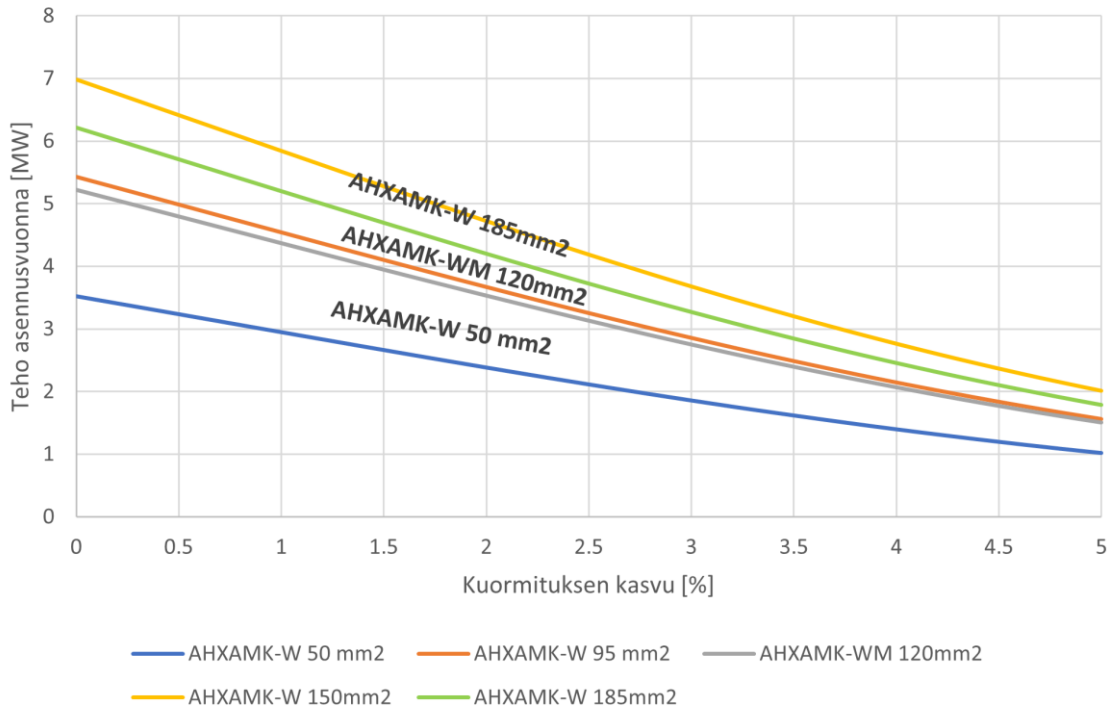
Jakeluverkon maakaapeloinnin seurauksena kyseinen osuus verkosta saadaan kokonaan säävarmaksi. Tämän seurauksena maakaapelien vikataajuus on noin 10–50 % avolinjojen vikataajuudesta. Maakaapeloituun verkkoon aiheutuva vika on kuitenkin huomattavasti hitaampi paikallistaa ja korjata kuin ilmajohtojen viat. Maakaapelien hitaan korjattavuuden vuoksi maakaapeliverkkoa pyritään usein rakentamaan niin, että verkkoa on mahdollista syöttää useammasta kuin yhdestä suunnasta. Samasta syystä maakaapeleita käytettäessä tulee myös niiden hajoamisen varalle olla suunnitelma pitkien sähkökatkojen välttämiseksi. Esimerkiksi varasyöttöyhteys tai varavoimakone voi toimia tällaisena. Maakaapeloinnin heikkoutena on sen kallis rakennuskustannus, sekä hidas toteutusnopeus. Lisäksi maakaapeloidun verkon lisääntyessä joudutaan verkkoon lisäämään kompensointia kasvavien maasulkuvirtojen vuoksi. (Lakervi & Partanen, 2008)

Varavoimakoneita on nykyisin saatavissa useita erilaisia, joten niitä voidaan soveltaa useisiin eri tarpeisiin sähkökatkojen keskeytysajan minimoinnissa. Markkinoilla tällä hetkellä olevat ratkaisut ovat pienjännitegeneraattoreita. Tällaisia generaattoreita voidaan kuitenkin hyödyntää erillisen muuntajan ja suojauslaitteiston avulla myös niin, että niillä syötetään KJ-verkkoa saarekekäytössä. Häiriötilanteessa tai verkon muuten haastavassa saneeraustilanteessa voidaan tällaisella ratkaisulla saavuttaa merkittäviä keskeytysajan

lyhenemisiä. Varavoimakoneen käyttö saarekkeessa vaatii kuitenkin sen, että viallinen alue on helposti rajattavissa irti kunnossa olevasta verkosta. Toinen vaihtoehto väliaikaiselle varasyöttöyhteydelle on varakaapeli, joka voidaan levittää nopeasti maan päälle korvaamaan hajonnut verkonosa. Varakaapelin heikkoutena on kuitenkin se, että sen maksimipituutta rajoittaa kaapelin kuljetukseen käytetyn kaapelikelan koko. Etuna varakaapelissa verrattuna varavoimakoneeseen on sen edullisempi investointikustannus.

KJ-verkon maakaapelointi aiheuttaa verkon maasulkuvirtojen kasvua. Esimerkiksi kilometrin mittainen osuus 3x95 mm² AHXAMK-W 20 kV -maakaapelia aiheuttaa 2,4 A maasulkuvirran nousua (Prysmian Group, 2018). Kasvavien maasulkuvirtojen kompensoiminen onkin välttämätöntä maakaapeloidun verkon lisääntyessä. Kompensoinnin voi hoitaa joko keskitetysti sähköasemalla tai hajautetusti verkon eri osissa. Lisääntyvän kompensointitarpeen kustannus tulee muistaa ottaa huomioon uutta maakaapeliverkkoa suunniteltaessa.

Jakeluverkkoa saneerattaessa nykyhetkessä tehdyt ratkaisut vaikuttavat pitkälle tulevaisuuteen. Tämän seurauksena tulee pyrkiä mitoittamaan johtimien poikkipinta-alat mahdollisimman kustannustehokkaasti. Kuvassa 5.3 on esitetty 20 kV -maakaapeleiden eri poikkipinta-alojen taloudellisimmat käyttötehot. Kuvan 5.3 kuvaajien laskentaan tarvittavat yhtälöt ja lähtöarvot ovat esitetty liitteissä 1 ja 2.



Kuva 5.3 Maakaapeleiden taloudellisimmat käyttötehot 50 vuoden pitoajalle.

Kuvassa 5.3 esitettyjen maakaapeleiden taloudelliset käyttöalueet eri poikkipinta-aloilla perustuvat julkisesti saatavilla oleviin verkkokauppojen hintoihin. Kuvasta havaitaan, että kaapeleiden poikkipinta-alojen välisellä kustannuserolla on suuri merkitys niiden käytön kannattavuuteen. Esimerkiksi 120 mm² poikkipinnan käyttäminen tulee esitetyillä lähtöarvoilla koko kaapelin elinkaaren aikana halvemmaksi häviöiden näkökulmasta kuin 95 mm² kaapeli. Kyseinen tulos aiheuttaa ristiriitaisen tilanteen pohdittaessa luonnonvarojen järkevää käyttöä. Kaapeleiden hintaeron ollessa pieni aiheuttaa se tilanteita, joissa teknisesti olisi riittävää käyttää ohuempaa poikkipintaa kuin mitä taloudellisesti olisi järkevää. Tällaisia ratkaisuja tehtäessä luonnonvaroja kuten alumiinia kuluu enemmän kuin mitä oikeasti olisi tarve. Toisaalta paksumpaa poikkipintaa käytettäessä energiahäviöt ovat pienempiä.

On myös tärkeää huomata, että kuvan 5.3 kaltaiset kuvat eivät kerro kaikkea poikkipinnan valinnassa. Mikäli johtolähtö on pitkä, voi pienillä poikkipinnoilla muodostua liian suuria jännitteenalennuksia. Myös ohuiden poikkipintojen oikosulkukestoisuus voi olla sähköasemien läheisyydessä riittämätön. Lisäksi on huomioitava johdon kuormitettavuus. Kuvassa 5.3 50 mm² KJ-maakaapelin käyttöalue ulottuu lähes sen maksikuormitukseen asti, joka on noin 5,5 MW.

5.2.2 Ilmajohto tien viereen

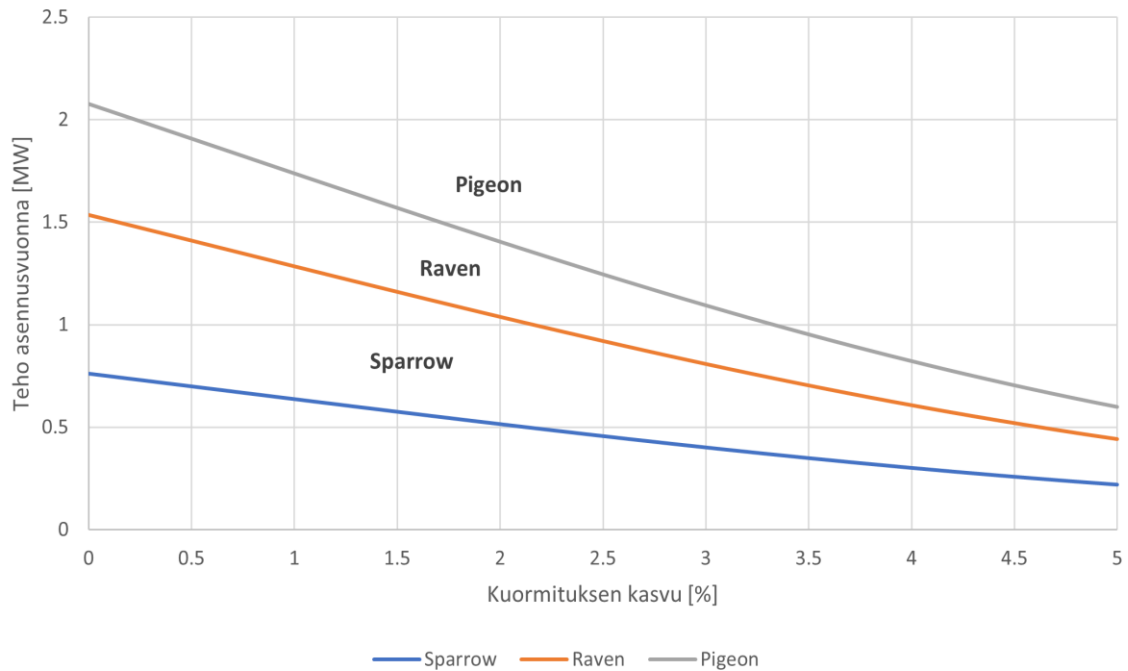
Korvaamalla vanhoja metsissä kulkevia ilmajohtoja uusilla teiden viereen sijoitetuilla ilmajohdoilla voidaan myös parantaa verkon säävarmuutta. Verkon vikataajuus noin puolittuu metsässä kulkevaan ilmajohtoon nähden, sillä tien aiheuttaman aukon yli puut eivät pääse kaatumaan linjan päälle. Lisäksi teiden vierellä kulkevalta ilmajohdolta vian paikallistaminen ja korjaaminen on nopeampaa kuin metsässä kulkevalla ilmajohdolla. Keskeinen etu maakaapeloituun verkkoon nähden on huomattavasti edullisempi rakennuskustannus ja toteutusnopeus. Lisäksi ilmajohto on maakaapelia nopeampia ja edullisempi korjata. (Lakervi & Partanen, 2008)

Ilmajohtojen käyttämisen yhtenä tärkeänä osana on niiden vierimetsien hoito. Vierimetsän etäisyys linjasta vaikuttaa siihen, kuinka helposti verkko altistuu myrskyvaurioille. Kun johtokadusta tehdään riittävän leveä, linjan päälle ei yllä kaatumaan puita, jotka voisivat vaurioittaa sitä. Johtokadun leventäminen on verkoston säävarmuusnäkökulmasta nopea ja kustannustehokas toimenpide verkolle, jolla on runsaasti pitoaika jäljellä. Sen avulla on mahdollista saada aikaan joko pidempien johto-osuuksien tekeminen säävarmaksi tai myös kokemusperäisen tiedon pohjalta tietyille verkonosalle kohdistuva täsmällinen parannus. Vierimetsän hoidossa on kuitenkin huomattava, että mikäli johtokatua varten joudutaan kaatamaan puita, on sillä vaikutusta uusien johtokadun reunapuiden pystyssä pysymiseen. Aukeiden laidoilla olevien puiden juuret ovat yleensä vahvempia ja näin kestävät paremmin tuulen aiheuttamaa kuormaa.

Ilmajohtojen kannalta haasteita aiheuttaa myös ilmastonmuutos. Sen seurauksena talvet lämpenevät ja näin ollen myös routakerroksen paksuus pienenee. Routakerroksella on merkittävä vaikutus puiden pystyssä pysymiseen myrskyssä tai suurten lumikuormien alla. Routakerroksen ollessa ohut kasvaa myös riski sille, että puita kaatuu linjojen päälle enemmän, mikäli linjat eivät ole puuvarmoja. (Martikainen, 2006)

Myös ilmajohdoilla, kuten maakaapeleillakin, pitoajat ovat pitkiä, joten on syytä tarkastella eri poikkipinta-alojen taloudellista käyttöä. Kuvassa 5.4 on esitetty 20 kV ilmajohtojen eri

poikkipinta-alojen taloudellisimmat käyttötehot. Kuvan 5.4 kuvaajien laskentaan tarvittavat yhtälöt ja lähtöarvot ovat esitetty liitteissä 1 ja 2.



Kuva 5.4 Ilmajohdojen taloudellisimmat käyttötehot 50 vuoden pitoajalle.

Kuvassa 5.4 esitettyjen ilmajohdojen taloudelliset käyttöalueet eri poikkipinta-aloilla perustuvat julkisesti saatavissa oleviin verkkokauppojen hintoihin. Kuvaa 5.4 verrattaessa kuvaan 5.3 havaitaan, että vastaavan poikkipinnan käyttäminen tulee aiemmin kannattavaksi kuin maakaapeleilla. Tämä ero johtuu pitkälti maakaapeleiden korkeammasta hintaerosta ja suuremmista valmistuskustannuksista. Myös ilmajohdoilla kuten maakaapeleillakin muut sähkötekniset seikat kuten jännitteen alenema, kuormitettavuus ja oikosulkuvirran kestoisuus vaikuttavat valittavaan poikkipinta-alaan eniten. Ilmajohdojen tapauksessa myös paksumman poikkipinta-alan käyttäminen tuo etua vian korjauksen näkökulmasta. Paksumpi poikkipinta kestää enemmän mekaanista kuormitusta esimerkiksi puiden nojatessa sitä vasten. Mikäli puuta kaatuu linjan päälle, on paksumpaa pinta-alaa käytettäessä todennäköisempää, että vika saadaan ratkaistua pelkällä puun poistolla.

5.2.3 20 kV johtohaarojen korvaus 1 kV tekniikalla

20 kV johtohaaroja voidaan harkita korvattavan tapauskohtaisesti 1 kV tekniikalla. 1 kV tekniikan etuna on sen edullisempi hinta, sillä siinä voidaan hyödyntää suurelta osin 0,4 kV verkkokomponentteja. 0,4 kV verkon komponentit ovat huomattavasti 20 kV verkon komponentteja edullisempia. Hinnan lisäksi 1 kV verkon etuna on se, että verkko on suojattu erillisellä katkaisijalla. Kun verkko on suojattu erillisellä katkaisijalla, vikaantuessaan se ei aiheuta vikaa muualle 20 kV verkkoon. 1 kV verkon heikkoutena on sen pienempi siirtokapasiteetti ja suuremmat häviöt kuin 20 kV verkolla. (Lakervi & Partanen, 2008)

5.2.4 Verkostoautomaatio

Verkostoautomaation lisäämisellä ei voida vaikuttaa jakeluverkon säävarmuuteen. Sen sijaan verkostoautomaation avulla voidaan pienentää asiakkaiden kokeman keskeytyksen pituutta. Kauko-ohjattavien erottimien ja maastokatkaisijoiden avulla saadaan vian vaikutusalue rajattua muutamissa minuuteissa pienemmälle alueelle. Maastokatkaisijan edut tulevat parhaiten esille sellaisilla riittävän pitkillä johtolähdöillä, joissa on johtolähdön alkupäässä paljon kuormaa. Kun vikaantunut johtoväli saadaan nopeasti rajattua pienemmäksi, verkoston keskeytyuskustannukset laskevat. (Lakervi & Partanen, 2008)

5.3 Elinkaarikustannukset

Jakeluverkon kehitysvaihtoehtoja puntaroidessa tulee myös ottaa huomioon, että eri kehitysvaihtoehtojilla on erilaiset elinkaarikustannukset. Elinkaarikustannuksiin vaikuttaa tyypillisesti eniten valitun tekniikan investointikustannus, mutta seuraavaksi eniten vaikuttaa vikamääriin sidoksissa olevat KAH-kustannukset ja operatiiviset kustannukset. Yhtälössä 5.1 on esitetty elinkaarikustannusten koostuminen.

$$LCC = CAPEX + OPEX + KAH \quad (5.1)$$

Yhtälössä 5.1 LCC kuvaa elinkaarikustannuksia. CAPEX on investointikustannukset ja OPEX on operatiiviset kustannukset. KAH on keskeytyksestä aiheutuneen haitan kustannukset. Vikataajuudella on vaikutusta vuosittaisiin KAH-kustannuksiin, jotka taas

vaikuttavat verkkoyhtiön tulokseen. Taulukossa 5.2 on esitetty keskimääräiset vikataajuudet vuodessa eri ympäristöolosuhteissa.

Taulukko 5.2 Keskimääräiset vikataajuudet eri ympäristöolosuhteissa [vikaa/100 km, a]. (Partanen, et.al., 2006)

	Pysyvät viat [kpl/100 km, a]	PJK [kpl/100 km, a]	AJK [kpl/100 km, a]
Avojohto metsässä	7	50	20
Avojohto tien varressa	3	40	16
Avojohto pellolla	1	30	12
Maakaapeli	1	-	-

Taulukosta 5.2 havaitaan, että tien varteen rakennetun avojohdon keskimääräinen vikataajuus on noin kolme kertaa suurempi kuin maakaapelin vikataajuus, kun taas ilmajohdon kulkeminen metsässä aiheuttaa keskimäärin noin seitsemänkertaisen vikataajuuden maakaapelin nähden. (Partanen, et.al., 2006). Jotta voidaan arvioida elinkaaren aikana aiheutuvia KAH-kustannuksia, tulee tietää keskeytyskustannuksen arvostus. Taulukossa 3.2 on esitetty voimassa oleva hinnasto KAH-kustannuksille. Operatiivisiin kustannuksiin vaikuttaa aiheutuneiden vikojen korjauskulut, häviökustannukset sekä kunnossapitokustannukset. Kunnossapitokustannusten määrässä maakaapelointi on edullisempaa kuin ilmajohdon rakentaminen. Verkkoa muutettaessa maakaapeliksi, verkon kunnossapitotarpeesta poistuu tarve esimerkiksi pylväiden lahotarkastuksille ja johtokatujen raivauksille. Elinkaarikustannusten nykyarvo voidaan määrittää diskonttaamalla niistä keskenään vertailukelpoiset.

6 SÄHKÖVERKON KEHITYSANALYYSI

Tämän diplomityön esimerkkijakeluverkkoyhtiön tapauksessa, kaikki edellä mainituista kehitysvaihtoehdoista eivät ole käytössä. Kyseisen verkkoyhtiön hallinnoiman verkon pienen koon vuoksi esimerkiksi 1 kV verkon käytön ei ole katsottu tuovan teknillistaloudellisesta näkökulmasta merkittävää etua. Näin ollen kyseinen tekniikka ei ole yhtiön käytössä. Verkostoa kehitetään säävarmempaan suuntaan siirtämällä avojohtoja tien varteen, sekä maakaapeloimalla verkkoa. Verkkoa kaapeloidaan sähköasemien läheisyydestä sekä muuten haastavista paikoista. Pienjänniteverkkoa saneerataan pääosin maakaapeloimalla. Tämän lisäksi verkon käyttövarmuutta on parannettu lisäämällä verkostoautomaatiota, kuten maastokatkaisijoita ja kauko-ohjattavia erottimia. Tässä tapauksessa sekä loistehon kompensointi että sammutusjärjestelmä on mitoitettu niin, ettei niitä tarvitse tässä tarkastelussa ottaa erikseen huomioon uusina investointikustannuksina.

6.1 Saneerauskustannukset

Yhtiön käytössä olevat taloudelliset resurssit vaikuttavat suuresti siihen, kuinka paljon verkkoa voidaan vuosittain saneerata täyttämään toimitusvarmuusvaatimukset. Käytettävien saneeraustekniikoiden väliset yksikkökustannukset esimerkiksi ilmajohdon ja maakaapelin välillä ovat merkittäviä. Näin ollen verkkoyhtiöissä joudutaan pohtimaan kuhunkin kohteeseen sopiva vaihtoehto. On tärkeää muistaa, että verkkoyhtiöissä joudutaan tekemään muitakin suuria investointeja yhtäaikaisesti toimitusvarman verkon rakentamisen ohella. Esimerkiksi tällaisia tärkeitä, mutta ei toimitusvarmuuskriteerin täyttämiseen vaikuttavia, investointeja voivat olla päämuuntajien uusinnat tai mittareiden vaihdot. Taulukossa 6.1 on esitetty KJ-maakaapeloinnin ja ilmajohdon rakennuksen yksikkökustannukset.

Taulukko 6.1 Maakaapeloinnin ja ilmajohdon rakentamisen yksikkökustannukset 2022–2023. Maakaapeloinnin kustannuksiin on luettu mukaan kaapeli, kaivuu, asennus, sekä kaksi päätettä ja yksi jatko.

Rakennustekniikka	Rakennuskustannus [€/km]
KJ-maakaapelointi 70 mm ²	23 970
KJ-maakaapelointi 95 mm ²	28 070
KJ-maakaapelointi 120 mm ²	30 570
KJ-maakaapelointi 150 mm ²	33 070
KJ-maakaapelointi 185mm ²	39 470
KJ-avojohto Sparrow	20 100
KJ-avojohto Raven	22 100
KJ-avojohto Pigeon	26 100

Taulukossa 6.1. on esitetty Energiaviraston yksikköhinnastoon 2022–2023 pohjautuen kustannukset maakaapeloinnille ja avojohdon rakentamiselle (Energiavirasto, 2021b). Maakaapeloinnin poikkipinta-alana on käytetty 70–185 mm², sillä tällaisia poikkipintoja käytetään yleisesti haja-asutusalueen maakaapeloinneissa. Maakaapeloinnin ympäristöolosuhdeluokkana on käytetty helppoa olosuhdetta, jonka kustannus on 11 400 €/km (Energiavirasto, 2021b). Lisäksi kilometrikohtaisiin kustannuksiin maakaapeloinnin osalta on lisätty kaksi kaapelipäätettä ja yksi kaapelijatko. Yhden kaapelijatkoksen kustannus on 930 € ja yhden kojeistopäätteen kustannus on 620 € (Energiavirasto, 2021b). Maakaapeloinnin kustannuksiin ei ole huomioitu maasulkuvirran sammutuksesta aiheutuvia kustannuksia, eikä varavoimasta aiheutuvaa kustannusta. Kyseinen valinta johtuu siitä, että esimerkkiiyhtiössä nykyisen sammutusjärjestelmän säätökapasiteetti on jo mitoitettu kattamaan mahdolliset tulevat maakaapelointitarpeet.

Vertailtavana avojohdtona 95mm² maakaapelille käytetään ACSR 54/9 (Raven) johdinta sen vastaavien käyttökohteiden vuoksi. Taulukossa 6.1 on lisäksi esitetty ACSR 34/6 (Sparrow) avojohdon rakennuskustannukset. Taulukon 6.1 tulosten avulla saadaan selville, että kilometrin Raven ilmajohdon rakentaminen maksaa noin 79 % 95 mm² maakaapeloinnin kustannuksista. Aiemmillä yksikköhinnoilla tämä ero oli noin 20 %-yksikköä suurempi.

Kyseinen ero heijastuu voimakkaasti verkkoyhtiöiden sallittuun kohtuulliseen tuottoon ja sitä kautta myös käytettäviin resursseihin verkonarvon pienentyessä. Yksikkökustannusten

eron kaventuessa houkuttelee tämä kehitys verkkoyhtiöitä investoimaan enemmän ilmajohtoihin. Tätä selittää ilmajohtojen pienempi yksikköhintojen lasku. Olennainen osa verkoston saneerausta ovat myös jakelumuuntamoiden saneeraukset. Taulukossa 6.2 on esitetty muuntamoiden rakentamisen yksikköhinnat.

Taulukko 6.2 Muuntamoiden yksikkökustannukset.

	Puistomuuntamo [€]	Pylväsmuuntamo [€]
Kevyt muuntamo	10 300	7 700
Keskikokoinen muuntamo	19 000	10 900

Taulukossa 6.2. on esitetty Energiaviraston yksikköhinnastoon 2022–2023 pohjautuen yksikkökustannukset muuntamoiden rakentamiselle (Energiavirasto, 2021b). Kevyeen muuntamoon on laskettu puistomuuntamossa kevyt puistomuuntamo ja 50 kVA muuntaja. Kevyeen pylväsmuuntamoon on laskettu 1 pylväsmuuntamo ja 50 kVA muuntaja. Keskikokoiseen puistomuuntamoon on laskettu max 630 A ulkoa hoidettava muuntamo ja 100 kVA muuntaja. Keskikokoiseen pylväsmuuntamoon on laskettu 2-pylväsmuuntamo ja 100 kVA muuntaja. Laskelmissa käytetään muuntamoiden kustannuksina näitä, sillä kyseiset yhdistelmät ovat yleisimpiä haja-asutusalueen verkossa. Taulukon 6.2 yksikköhintojen erot pylväsmuuntamon ja puistomuuntamon välillä johtuvat pääosin puistomuuntamokopin koosta. Lisäksi KJ-erottimien määrä puistomuuntamossa vaikuttaa kustannukseen suuresti.

Pienjänniteverkon saneeraus toteutetaan pääosin keskijänniteverkon saneerauksen yhteydessä. PJ-verkon saneerauskustannukset ovat keskijänniteverkon saneerausta huomattavasti pienemmät, mutta silti merkittävät. Esimerkiverkkoyhtiön tapauksessa PJ-verkkoa on haja-asutusalueella noin 1,5 km yhtä KJ-verkon kilometriä kohden. Uuden PJ-verkon rakennuksessa suositaan maakaapelointia. Poikkeuksena tilanteet, joissa AMKA voidaan viedä KJ-verkon kanssa samoissa pylväissä. Taulukossa 6.3 on esitetty PJ-verkon saneerauksen kustannusten yksikköhinnat.

Taulukko 6.3 PJ-verkon saneerauskustannuksia

Maakaapeli 25 mm ² [€/km]	18 200
Maakaapeli 50 mm ² [€/km]	19 800
Maakaapeli 95 mm ² [€/km]	20 900
Maakaapeli 185 mm ² [€/km]	27 700
Jakokaappi vähintään 630 A [€/kpl]	1 300
Jonovarokeytkin 160 A [€/kpl]	160
Jonovarokeytkin 250–400 A [€/kpl]	300
AMKA 70 mm ² [€/km]	16 700

Taulukon 6.3 yksikkökustannukset perustuvat Energiaviraston 2022–2023 yksikköhintoihin verkkokomponenteille (Energiavirasto, 2021b). Maakaapelien kustannuksiin on laskettu taulukossa 6.3 mukaan myös kaapeliojan kaivuolosuhde. Kaivuolosuhteena on käytetty helppoa olosuhdetta.

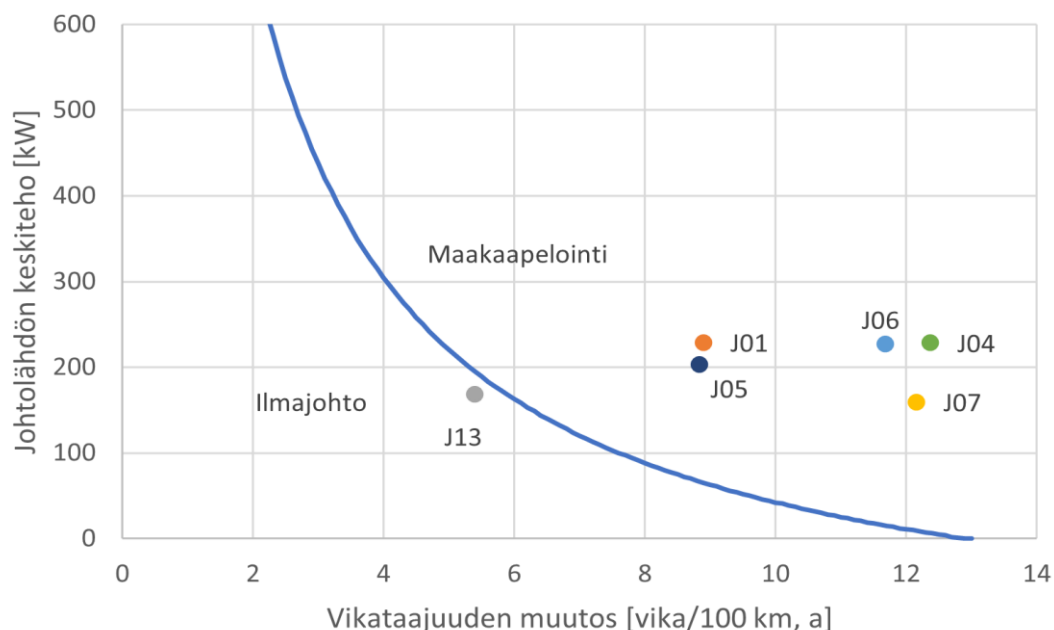
Investointikustannuksien ohella on olennaista vertailla kehitysvaihtoehtojen elinkaarikustannuksia myös operatiivisten kustannusten sekä KAH kustannusten näkökulmasta. Taulukossa 6.4 on esitetty esimerkkikustannuksia ilmajohdon ja maakaapeloidun verkon KAH ja operatiivisille kustannuksille. Lähtöarvoina taulukon arvojen laskennassa on käytetty taulukon 5.2 vikataajuuksia ja vikakeskeytysten arvostuksena taulukon 3.2 arvoja. Lisäksi keskeytetyn tehon arvoksi on valittu 170 kW, jolla voidaan havainnollistaa yksittäisen johtolähdön tehoa. Johtolähdöllä on oletettu olevan vain käsikäyttöisiä erottimia kolmen kilometrin välein ja niiden kytkentäaikana on käytetty 0,5 h. Viankorjausaikana on maakaapelille käytetty 4 h ja ilmajohdolle 3 h, mitkä eivät sisällä kytkentäaikaa. Keskimääräisenä viankorjaus kustannuksena on käytetty kokemukseräisiä arvioita, jotka ovat 1000 €/vika ilmajohdolle ja 3000 €/vika maakaapelille. Kunnossapito kustannuksena saneerausvaihtoehdoille on käytetty maakaapeloinnissa 20 €/km/a ja ilmajohdossa 200 €/km/a (Tähti, 2021). Taulukon 6.4 KAH kustannusten laskennasta, sekä KAH- ja operatiivisten kustannusten elinkaarilaskennasta on esitetty esimerkki liitteessä 3.

Taulukko 6.4 Esimerkki kustannuksia maakaapeloinnin ja ilmajohtoon rakentamisen elinkaarikustannuksista. Kuormituksen kasvuna laskelmissa on käytetty 0 % ja laskentakorkona 5 %.

	Maakaapeli	Ilmajohto tien vieressä	Ilmajohto metsässä
KAH kustannukset [€/km, a]	16	113	192
Operatiiviset kustannukset [€/km, a]	50	230	270
Investointikustannus [€/km]	28 070	22 100	22 100
KAH- ja operatiiviset kustannukset [€/km, pitoajalle]	1 205	6 262	8 434
Yhteensä [€/km, pitoajalle]	29 275	28 362	30 534

Taulukon 6.4 keskimääräisistä esimerkkikustannuksista havaitaan, että maakaapelointi on sekä KAH kustannusten, että operatiivisten kustannusten valossa asiaa tarkasteltuna ilmajohtoa huomattavasti edullisempi. KAH kustannusten eroa selittää ilmajohtoon suurempi vikataajuus. Maakaapelointia suurempiin operatiivisiin kustannuksiin puolestaan vaikuttaa ilmajohtoon suuremman vikataajuuden lisäksi, myös sen suuremmat kunnossapitokustannukset. Nämä ovat seurausta johtokatuja raivauksen kustannuksista, sekä pylväiden lahotarkastuskustannuksista, sillä kumpaakaan ei tarvitse maakaapeliverkossa ottaa huomioon. Kuitenkin kun huomioidaan korkokustannukset pitoajalla, on ilmajohto tien vieressä edullisin vaihtoehto. Tämä on seurausta ilmajohtoon maakaapelia edullisemmasta investointikustannuksesta.

Maakaapeloinnin ja ilmajohtoon elinkaarikustannuksien ollessa erisuuruiset on mahdollista määrittää kannattavuusraja maakaapeloinnin ja ilmajohtoon rakentamisen välillä. Maakaapeloinnin kannattavuuteen vaikuttaa keskeisesti kaapeloinnilla saavutettava vikataajuuden pienenemispotentiaali, sekä kulloinkin tarkasteltavan johtolähdön teho. Kuvassa 6.1 on esitetty esimerkki maakaapeloinnin kannattavuusrajasta sekä haja-asutusalueen johtolähtöjen nykytilasta. Lähtöarvoina kuvaajassa on käytetty vikakeskeytysten arvostuksena taulukon 3.2 arvoja ja rakentamiskustannuksina taulukon 6.1 arvoja. Lisäksi pitoaikana on käytetty 50 vuotta. Johtolähdön pituutena on käytetty 40 km ja erottimia johtolähdöllä on arvioitu olevan 3 km välein. Rahoituskorkokustannuksena on käytetty viittä prosenttia.



Kuva 6.1 Maakaapeloinnin ja ilmajohdon rakentamisen kannattavuusraja elinkaarikustannusten näkökulmasta.

Kuvasta 6.1 havaitaan, että maakaapelointi on kannattavaa suurilla tehoilla jo pienemmillä vikataajuuden muutoksilla kuin pienemmillä tehoilla. Tarkastelun mukaisten johtolähtöjen vikataajuuksilla melkein kaikki verkkoyhtiön haja-asutusalueita syöttävät keskijännite johtolähdöt ovat elinkaarikustannusten näkökulmasta kannattavia kohteita maakaapeloinneille. Ainoastaan johtolähtö J13 jää hieman maakaapeloinnin kannattavuusrajan alapuolelle. Ilmajohdon ja maakaapelin rakennuskustannukset, sekä muut operatiiviset- ja KAH- kustannukset voivat kuitenkin tulevaisuudessa muuttua. Tämän seurauksena myös elinkaarikustannuksien kannattavuusrajan paikka voi siirtyä, jolloin saneerauksen kannattavuus elinkaarikustannusten näkökulmasta voi muuttua.

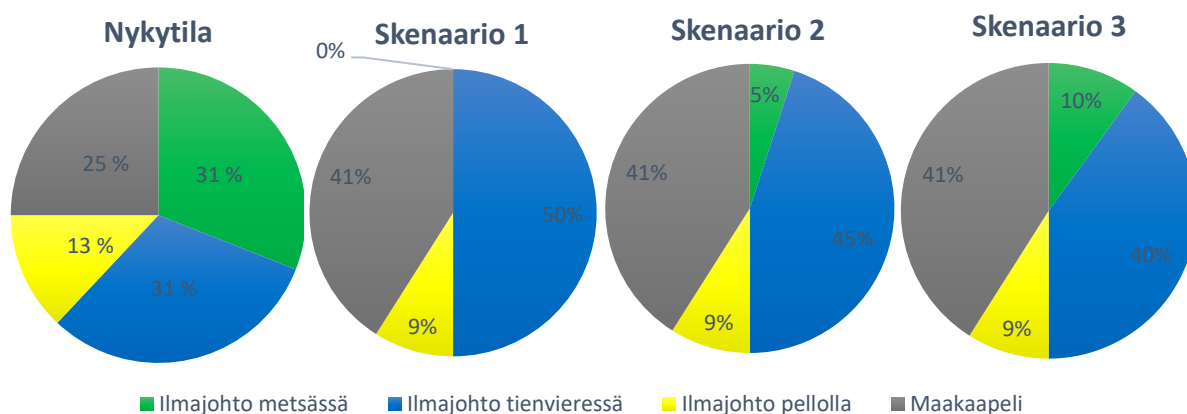
6.2 Jakeluverkon vaaditun säävarmuustason saavuttaminen 2036 mennessä

Esimerkkijakeluverkkoyhtiöllä on rakennettavanaan vuoteen 2036 mennessä noin 65 % KJ-verkkoa nykyisen KJ-verkon pituudesta. Tämä määrä koostuu niin metsässä kulkevien avojohtojen siirroista uusille reiteille teiden varsille kuin myös uusien rengasyhteyksien rakentamisesta.

Verkon saattaminen säävarmaan kuntoon voidaan toteuttaa monilla eri saneeraustekniikoiden yhdistelmillä. Esimerkiksi pienikuormaisia keskijännitehaarajohtoja ja osaa runkolinjoista saneerattaessa käytetään ilmajohtoa sen edullisemmän rakennuskustannuksen ja nopeamman asennettavuuden vuoksi. Maakaapelointia sen sijaan suositaan lähellä sähköasemia olevilla rengassyöttömahdollisuuden omaavilla verkonosilla. Näin verkkoa saneerattaessa verkkoyhtiön on mahdollista saavuttaa säävarmalle verkolle vaadittu toimitusvarmuustaso kohtuullisilla kustannuksilla.

6.3 Potentiaaliset saneerausskenaariot

Säävarman verkon rakennuskustannuksiin vaikuttaa myös huomattavasti se, rakennetaanko verkko kokonaan säävarmaksi. Korjaushenkilöstön määrä suhteessa verkkopituuteen vaikuttaa 36 tunnin sisällä saavutettaviin tuloksiin vikojen korjauksessa. Esimerkki verkkoyhtiöltä vaadittavan säävarmuusaste on esitetty aiemmin kuvassa 5.2. Kuvassa 6.2 on esitetty verkon nykytila ja kolme mahdollista skenaariota verkkoon vaaditun säävarmuustason saavuttamiseksi. Kaikkiin näihin skenaarioihin sisältyy huomattava määrä epävarmuustekijöitä, joiden vaikutuksia tulee pohtia verkostoa saneerattaessa.

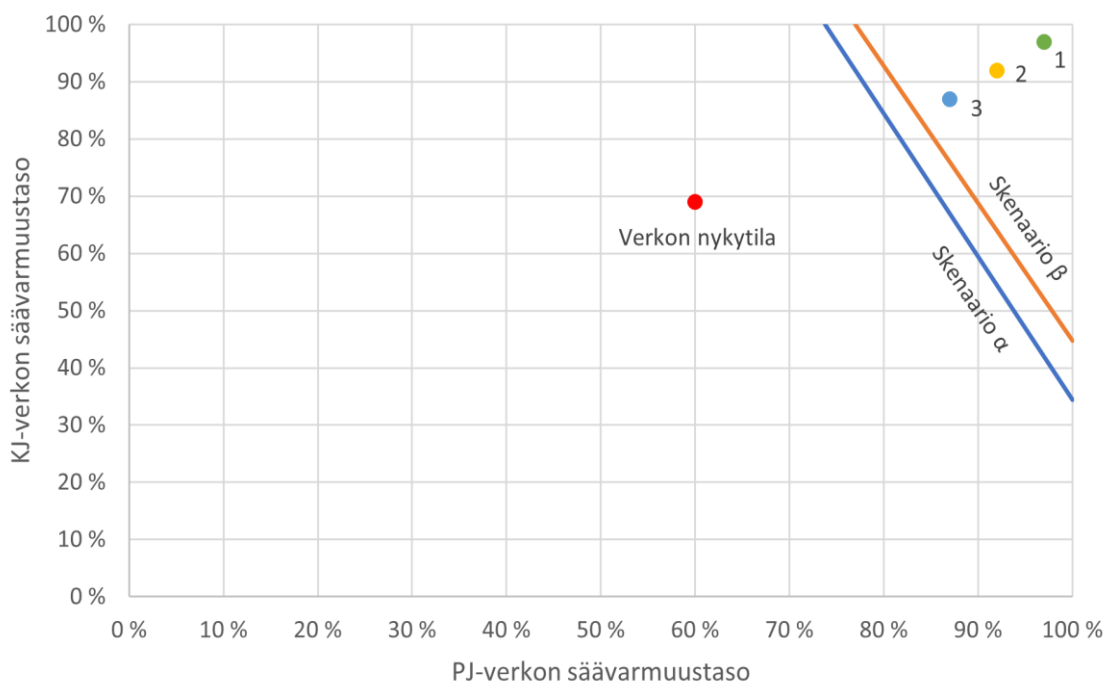


Kuva 6.2 Verkon nykytila ja esimerkkiskenaariot säävarman KJ-verkon rakenteesta vuonna 2036.

Kuvassa 6.2 ensimmäinen kuvaaja kuvastaa verkon nykytilaa ja kolme seuraavaa tulevaisuuden kehitysskenaarioita yksi, kaksi ja kolme vuoden 2036 tilanteesta. Kaikkien kehitysskenaarioiden välisenä erona on metsään jäävän ilmajohdon määrä. Skenaarioiden maakaapelointiasteeksi valikoitui 41 % taso, joka on minimitaso, jolla voidaan saavuttaa säävarman verkon vaatimukset vuonna 2036. Pienimmän mahdollisen maakaapelointiasteen

tason käyttämiseen on päädytty, jotta saadaan selville vähimmäiskustannukset, jotka yhtiölle aiheutuvat verkon saneeraamisesta. On kuitenkin tärkeää huomata, että nämä skenaariot sisältävät huomattavan paljon haastavasti arvioitavia muuttujia. Esimerkiksi se, kuinka säävarmaksi tien viereen asennettu ilmajohto luokitellaan, ja mikä on verkon kokonaispituus vuonna 2036, vaikuttavat laskelman tuloksiin huomattavasti. Mitä epävarmemmaksi ilmajohto tien vieressä arvioidaan, sitä suurempi maakaapelointiaste vaaditaan sähkömarkkinalain säävarmuusvaatimuksen täyttämiseksi. Edellä mainituissa skenaarioissa tien viereen asennettujen ilmajohtojen säävarmuudeksi on arvioitu kokemusten pohjalta 95 %, kun ne on saneerattu. Saneerattujen ilmajohtojen johtokadut ovat vanhoja tien vieressä kulkevia johtokatuja leveämpiä. Lisäksi vanhojen ilmajohtojen säävarmuustasoa voidaan nostaa leventämällä niiden johtokatuja, jos tämä on jäljellä olevan käyttöiän näkökulmasta perusteltua.

Kuvassa 6.2 ensimmäisessä skenaariossa koko sähköverkosta noin 97 % on säävarmaa. Jotta verkossa päästään tähän tilanteeseen, vaatii se luonnollisesti näistä skenaarioista suurimmat investoinnit. Toisessa skenaariossa 92 % koko KJ-verkon pituudesta on säävarmaa ja kolmannessa skenaariossa 87 % on säävarmaa. Kuvan 6.2 skenaarioiden laskennassa oli oletuksena, että myös saneerattuun PJ-verkkoon pätee sama säävarmuusaste. Kuvan 6.2 skenaariot on esitetty kuvassa 6.3 suhteutettuna säävarmuusvaatimustasoihin, jotka esiteltiin aiemmin luvussa 5.1.



Kuva 6.3 Verkon kehitysskenaariot vuodelle 2036

Kuvassa 6.3 verkon kehitysskenaariot on esitetty eri värisinä ympyröinä. Punainen ympyrä kuvaa koko verkon nykytilaa ja vihreä ympyrä kuvaa ensimmäistä kehitysskenaariota. Toista skenaariota kuvaa keltainen ympyrä ja kolmatta sininen ympyrä. Kaikkien kolmen kehitysskenaarion verkot täyttävät säävarmuusvaatimuksen esimerkkiverkkoyhtiön viankorjauskapasiteetilla. Näin ollen verkkoyhtiö voi soveltaa halutessaan saneerattavan verkon määrää hieman myös muiden mahdollisten verkoston saneeraustarpeiden mukaan. Myös mikäli verkkoyhtiöiden sallittua kohtuullisen tuoton prosenttia lasketaan, verkkoyhtiöllä on hieman helpompi asema, kun 100 % säävarmaan verkkoon ei ole pakko päästä.

Kuvan 6.2 verkon esimerkkikehitysskenaarioiden välille muodostui verkon saneeraukseen kuluvaan kokonaiskustannukseen merkittäviä eroja. Ensimmäinen skenaario osoittautui investointikustannuksiltaan noin 11 % toista skenaariota kalliimmaksi. Ensimmäisen ja kolmannen skenaarion väliseksi saneerauskustannuksen eroksi muodostui puolestaan noin 24 %. Verkon koostumuksella on siis suuri merkitys verkkoyhtiön talouteen niin saneerauskustannuksien kuin verkon JHA:n muodossa. Toisena kustannuksiin vaikuttavana tekijänä on myös vaadittu suurhäiriövarmuustaso. Tässä tapauksessa skenaario β on kokonaiskustannuksiltaan noin kahdeksan prosenttia skenaariota α kalliimpi.

Suurin yksittäinen elinkaarikustannuksiin vaikuttava tekijä on investointikustannukset. Investointikustannuksien suuruuden määrittää verkon rakenne ja pituus. Kuvan 6.2 skenaarion yksi tilanteeseen päästäkseen verkonhaltijalta kuluu enemmän resursseja kuin skenaarioon kolme pääsemisessä. Kehitysskenaarioiden välisillä operatiivisilla kustannuksilla on myös eroja, sillä vikataajuus vaikuttaa vaadittavien korjaustoimenpiteiden määrään. Kuvan 6.2 skenaarion yksi tavalla verkkoa saneerattaessa operatiivisten kustannusten nykyarvo on koko 50 vuoden pitoajalta noin 12 % skenaarion kolme operatiivisia kustannuksia matalampi. Kokonaisuutta katsottaessa skenaariossa kolme jätetään osa metsässä olevasta verkosta saneeraamatta tarkasteluajan puitteissa. Tämä selittää sen, että skenaariossa kolme on suurempi osuus vanhaa verkkoa metsässä, mikä nostaa vikataajuutta ja sen seurauksena myös operatiivisia kustannuksia.

KAH-kustannuksien arvioiminen on huomattavasti operatiivisten kustannusten ja investointikustannuksien arvioimista haastavampaa, sillä vian sijainnilla on suuri vaikutus KAH-kustannuksiin. Haja-asutusalueella ei välttämättä ole käytettävissä varasyöttöyhteyksiä, mikä osaltaan vaikeuttaa arviointia, sillä keskeytyksen kokeva alue voi olla kohtalaisen suuri. Taulukon 5.2 keskimääräisten vuosittaisten vikataajuuksien pohjalta voidaan kuitenkin todeta, että kuvan 6.2 skenaarion kolme KAH-kustannukset ovat suuremmat kuin skenaariossa yksi. Tämä johtuu siitä, että verkkoa jää skenaariossa kolme metsään, jossa keskimääräinen vikataajuus on huomattavasti tien vierusta suurempi.

7 TULEVAISUUDEN TALOUSNÄKYMÄT

Saneerattaessa verkostoa sähkömarkkinalain vaatimaan säävarmaan tasoon verkoston JHA kasvaa. Jälleenhankinta-arvon kasvua selittää verkoston pidentyminen johtoreittien siirtyessä metsistä teiden varsille. Tämän seurauksena käytössä olevat komponenttimäärät kasvavat. Lisäksi erityisesti haja-asutusalueen verkon maakaapelointiasteen noustessa verkon JHA kasvaa merkittävästi. Jälleenhankinta-arvon ja sitä kautta myös nykykäyttöarvon kasvun ennustaminen on kuitenkin erittäin haastavaa. Muuttujia aiheuttavat verkon toteutuksessa käytetyt lopulliset johtoreitit, komponenttien yksikköhintojen muutokset, käytettyjen komponenttien määrät sekä valitut poikkipinta-alat ja muiden verkkokomponenttien kuten muuntajien koot.

Verkon nykykäyttöarvolla on suoraan vaikutusta verkkoyhtiölle sallittuun kohtuulliseen tuottoon. Tämän vuoksi on tärkeää olla olemassa realistinen skenaario verkon tulevaisuudesta, jotta yhtiön sallittua kohtuullista tuottoa voidaan arvioida. Kokonaisuuden hallintaan ja riskien pienentämiseen auttaa hyvä pitkän tähtäimen suunnittelu. Kuitenkaan lopullista varmuutta ei voida saavuttaa ennen kuin verkko on saneerattu, sillä työn edetessä voi tulla esille haasteita, joiden vuoksi suunnitelmia joudutaan muuttamaan. Tässä taloudellisessa tarkastelussa on käytetty lähtökohtana verkon tilaa, joka on esitetty kuvan 6.2 skenaariossa yksi. Kyseisessä skenaariossa 97 % verkosta on säävarmaa.

Verkoston säävarmuussaneeraukset aiheuttavat esimerkkitapauksessa kuvan 6.2 skenaariolla yksi noin 30 %-yksikön kasvun verkon JHA:lle vuoteen 2036 mennessä. Verkon JHA:n kasvaessa myös verkon NKA kasvaa. Nykykäyttöarvon kasvu on kuitenkin huomattavasti maltillisempaa kuin JHA:n kasvu. Tähän vaikuttaa saneerausten jakautuminen useille eri vuosille. Esimerkkitaapauksessa verkon NKA nousee noin 2 %-yksikköä nykytasostaan vuonna 2022 vuoteen 2036 mennessä. Edellä mainittuihin JHA:n ja NKA:n kasvun odotuksiin vaikuttaa verkon kehittymisen lisäksi käytössä olevat yksikköhinnat, joilla verkon arvo määritetään. Edellä mainituissa laskelmissa on käytetty 2022–2023 voimassa olevia yksikköhinnastoja.

7.1 Kohtuullisen tuottoprosentin muutoksen vaikutus liiketoimintaan

Verkoston NKA:n lisäksi kohtuullisen tuottoprosentin muutoksia tulevaisuudessa on syytä arvioida, sillä kohtuullisen tuoton aste on toinen merkittävä tekijä kohtuullisen tuoton muodostumiseen. Tässä tarkastelussa päädyttiin neljään eri skenaarioon vuoden 2036 kohtuullisen tuoton prosentille. Skenaarioista kolmessa on lähdetty haarukoimaan seurauksia yhtiön kohtuullisen tuoton muutokseen, mikäli kohtuullisen tuoton aste laskee nykyiseltä tasoltaan. Neljännessä skenaariossa tilanne on optimistisempi ja siinä kohtuullisen tuotonaste nousisi hieman nykyisestä. Skenaariot on valittu kyseisellä tavalla, sillä näin on haluttu saada käsitys siitä, mitä vaikutuksia verkkoyhtiön talouteen aiheutuu, mikäli sallittu tuotto aste vielä laskee. Skenaariot on esitetty taulukossa 7.1.

Taulukko 7.1 Kohtuullisen tuottoasteen kehitysskenaariot 2036

Skenaario A	Skenaario B	Skenaario C	Skenaario D
3,3 %	3,6 %	3,9 %	4,3 %

Taulukossa 7.1 kohtuullisen tuottoasteen on arvioitu laskevan skenaarioissa A-C nykyisestä 3,97 % tasosta. Skenaariossa D kohtuullisen tuoton asteen on arvioitu hieman nousevan nykyisestä. Skenaario A on verkkoyhtiön kannalta huonoin, jolloin kohtuullinen tuottoaste laskee eniten. Skenaario D on taas verkkoyhtiön kannalta suotuisin, jolloin kohtuullinen tuottoaste nousisi. Skenaario B ja C jäävät Skenaarioiden A ja D väliin.

Verkkoyhtiön verkko-omaisuuden nykykäyttöarvon arvion ollessa tiedossa vuonna 2036 voidaan laskea sallittu kohtuullinen tuotto kaikille edellä mainituille skenaarioille. Skenaarion A tapauksessa verkkoyhtiön sallittu kohtuullinen tuotto laskee noin 15 % nykyhetken tasosta. Näin suuri pudotus kohtuulliseen tuottoon vaikuttaa merkittävästi verkkoyhtiöiden kykyyn ylläpitää ja saneerata verkostoaan.

Skenaarion B tapauksessa kohtuullisen tuoton lasku on huomattavasti hillitympi. Kohtuullinen tuotto laskisi tässä tapauksessa noin 7 %. Verkkoyhtiön kannalta tämä skenaario näyttäytyy merkittävästi suotuisampana kuin skenaario A, vaikka tämäkin skenaario aiheuttaa huomattavia haasteita yhtiön kykyyn investoida verkkoon.

Skenaarion C kohdalla kohtuullinen tuotto pysyisi karkeasti nykyisellä tasollaan, vaikka kohtuullisen tuoton aste on nykyistä kohtuullisen tuoton astetta hieman matalampi. Tämä on seurausta verkon NKA:n kasvusta verrattuna nykytilanteeseen. Skenaario D on verkonhaltijan kannalta paras. Tällaisessa tapauksessa kohtuullinen tuotto nousee noin 11 % mahdollistaen verkkoyhtiölle eniten resursseja verkon kehittämiseen.

Edellä mainittuja skenaarioita vertaillaan yhtiön tarpeeseen kehittää verkkoa säävarmemmaksi sekä siinä ohella suoriutua muusta verkon kehittämisestä. Mikäli taulukon 7.1 skenaario C ja kuvan 6.2 skenaario yksi molemmat toteutuisivat, olisi verkkoyhtiön yksikköhinnoina lasketun vuosittaisen saneeraustarpeen ja sallitun kohtuullisen tuoton välinen suhde vuonna 2036 noin 77 %. Verkonhaltija pyrkii saneeraamaan verkkoaan edullisemmin kuin Energiaviraston määräämät yksikköhinnat. Tällöin suhde hieman nousee.

Verkkoyhtiöiden tilanne on pitkällä aikavälillä kestämaton, mikäli edellä kuvattu skenaario toteutuu. Tarkastelusta havaitaan, että kohtuullisen tuoton prosentti ei voi enää juurikaan pienentyä nykytasostaan sen haittaamatta verkkoyhtiön kykyä kehittää verkkoa ja suorittaa perustehtävänsä. Mikäli kuitenkin kohtuullinen tuotto jatkaa pienentymistään, verkkoyhtiöissä joudutaan priorisoimaan ja osittain lykkäämään investointeja tulevaisuuteen. Tällainen kehitys vääjäämättä hidastaa verkon modernisoitumista ja kykyä vastata tulevaisuuden haasteisiin.

Kohtuullisen tuoton asteen muutokset luovat siis merkittävän riskitekijän verkkoyhtiöiden talouteen, jonka verkkoyhtiöt joutuvat hallitsemaan muuttuvassa toimiympäristössään. Riskien hallintaa varten verkkoyhtiöiden on oltava valppaina tulevaisuuden muuttujille toiminnassaan, jotta riskit voidaan minimoida.

7.2 Yksikköhintojen muutoksen vaikutus liiketoimintaan

Kohtuullisen tuottoprosentin ohella komponenttien yksikköhinnat vaikuttavat merkittävästi verkkoyhtiöiden taloudellisiin näkymiin. Komponenttien yksikköhinnat vaikuttavat suoraan verkon nykykäyttöarvoon, jonka avulla lasketaan yhtiölle sallittu kohtuullinen tuotto. Viimeisimmässä vuoden 2022 alusta voimaan tullessa yksikköhintojen päivityksessä yksikköhinnat laskivat voimakkaasti. Esimerkiksi KJ-maakaapeliin kohdalla hintojen lasku

oli keskimäärin noin 34 % (Energiavirasto, 2021c). Yksikköhintojen laskiessa koko Suomen sähköjakeluverkkojen nykykäyttöarvo laski noin 17 % (Energiavirasto, 2021c).

Verkoston nykykäyttöarvon laskeminen heijastuu jakeluverkkoyhtiöille sallittuun tuottoon. Esimerkkitapauksessa 2022 yksikköhintojen pudotuksen vaikutus näkyy kohtuullisen tuoton noin 12 % laskuna. On selvää, että yksikköhinnat eivät enää voi kovin paljoa laskea vaarantamatta verkkoyhtiöiden kykyä kehittää verkko-omaisuuttaan. Yksikköhintojen laskun yhdistetty vaikutus kohtuullisen tuoton asteen alenemiseen laskee kohtuullista tuottoa esimerkkitapauksessa noin 40 %.

Yksikköhinnat on päivitetty ennen kahta viimeisintä päivitystä aina valvontajaksojen vaihtuessa. Päivitystarpeen hinnoille luovat kehittyvät saneeraustekniikat, sekä muuttuvat materiaalikustannukset. Esimerkiksi johtimien ja maakaapeleiden hintoihin vaikuttaa keskeisesti raaka-aineiden hinnat. Inflaation vaikutusta yksikkökustannuksissa ei oteta huomioon, sillä se on huomioitu jo kohtuullisessa tuottoasteessa. Raaka-aineiden hintoihin vaikuttavat monet tekijät, esimerkiksi viimeaikainen maailman turvallisuustilanteen muutos on jo heijastunut metallien hintaan. Erityisesti alumiinin ja kuparin hinnat ovat olleet merkittävästi nousussa.

Yksikköhintojen tulevaisuuden kehityksen sanelee komponenttien raaka-aineiden lisäksi pitkälti verkkoyhtiöiden keskimääräinen kyky tehdä saneerauksia. Yksikköhintojen päivityslaskennassa on laskettu keskimääräistä kustannusta, joilla verkkoyhtiöt ovat kyenneet investoimaan kyseistä komponenttia. Näin ollen verkonarvon käsitys pysyy ajan tasalla suhteessa investointien kehittymiseen. (Energiavirasto, 2021c)

8 JOHTOPÄÄTÖKSET

Taloudellisen sääntelyn päivittäminen ja pitäminen ajantasaisena on erittäin tärkeää, mutta myös hyvin haasteellista. Mikäli regulaatio on liian voimakasta, aiheuttaa se ongelmia yhtiöiden kykyyn tehdä investointeja ja näin ollen kehittää verkkoaan. Toisaalta taas liian vähäinen regulaatio saa aikaan liian suurien tuottojen keräämistä, jolloin asiakkaille aiheutuvat kustannukset kasvavat liikaa. Sääntelyä muokattaessa on huomattava myös, että mikäli muutokset ovat suuria, luo se alalle epävarmuutta. Epävarmuuden seurauksena voi aiheutua tilanne, jossa yhtiöt eivät uskalla investoida tarpeellista määrää.

Yhtiöiden investointikokonaisuuksien huolellinen suunnittelu pienentää niistä aiheutuvia taloudellisia riskejä. Näin saadaan helpommin kontrolloitua sitä osaa verkon arvosta, johon verkkoyhtiö on kykeneväinen vaikuttamaan. Verkkotoiminnan suunniteluun liittyy kuitenkin useita vaikeasti arvioitavia muuttujia, kuten esimerkiksi suurhäiriön vikataajuuksien arvioiminen ja ilmajohtojen häiriöherkkyyden arviointi yhtiön käytössä olevalla rakennustekniikalla. Pienikin muutos kumpaankin näistä parametreista saa aikaan merkittäviä muutoksia verkon arvioituun häiriövarmuuteen. Tämän seurauksena myös verkoston saneeraukseen tarvittavat vähimmäiskustannukset voivat vaihdella paljon.

Verkonhaltijalla ei ole suoria mahdollisuuksia vaikuttaa kohtuullisen tuoton asteeseen kehitykseen tai lopullisiin komponenttien yksikköhintoihin. Verkonhaltijat voivat kuitenkin arvioida kohtuullisen tuoton asteen kehitystä ja tehdä sen pohjalta skenaarioita tulevaisuuden näkymistä yhtiössä. Tällaisia skenaarioita verkon tilasta ja taloudellisista muuttujista verkonhaltioiden tulisi päivittää yhtiöissä riittävän usein. Kun verkonhaltijan käytössä on mahdollisimman tarkka arvio tulevaisuuden parametreista ja verkon kehityksestä, luo se vakautta liiketoimintaan.

9 YHTEENVETO

Koko energiasektorin ollessa murroksessa ja uusien tuulien edessä on tärkeää, että sähköjakeluverkkoyhtiöt pysyvät siinä mukana. Säävarmuusvaatimusten täyttäminen vie verkkoyhtiöiden saneerausbudjetista suurimman osan aina vuoteen 2036 asti. Kyseisen vaatimuksen täyttämisen lisäksi verkkoyhtiöiden tulee pystyä vastaamaan myös muihin verkonkehityshaasteisiin. Tämän diplomityön tarkoituksena oli selvittää, kuinka kohtuullisen tuottoasteen ja yksikköhintojen muutokset vaikuttavat Okun Energian liiketoimintaan. Lisäksi työssä määritettiin elinkaarikustannuksiltaan parhaat saneeraustavat verkon kehittämiseksi kohti suurhäiriövarmaa verkkoa.

Kehityksen turvaamiseksi on jakeluverkkoliiketoiminnan valvontamallilla suuri rooli. Mikäli kohtuullisen tuoton aste jatkaa edelleen laskuaan, voi se erityisesti haja-asutusalueen verkkoyhtiöissä aiheuttaa ongelmia verkon kehittämisen rahoittamiseksi. Esimerkkitapauksessa, jos kohtuullisen tuoton aste laskisi nykytasostaan 3,3 % tasoon, näkyisi se verkkoyhtiön sallitun kohtuullisen tuoton noin 15 % laskuna. Tämä lasku vastaa suuruudeltaan säävarmuusvaatimuksen täyttämiseen vaadittavaa muuntamoiden vuosittaista saneerauskustannusta. Näin ollen kasvavat riskit myös sille, että investointeja joudutaan lykkäämään.

Lisäksi verkoston saneerauskustannuksiin oleellisesti vaikuttavat raaka-aineiden hintojen nousu ja hintojen mahdolliset vaihtelut esimerkiksi maailmanpoliittisten tilanteiden seurauksena. Onkin verkkoyhtiöiden kannalta tärkeää, että Energiaviraston komponenttien yksikköhinnat päivittyvät riittävän usein. Näin varmistutaan siitä, että verkon jälleenhankinta-arvo ja nykykäyttöarvo vastaisivat vallitsevaa tilannetta mahdollisimman hyvin. Tämä pienentää riskiä sille, että investointeja joudutaan tekemään yksikköhintoja huomattavasti suuremmilla kustannuksilla. Mikäli näin kuitenkin kävisi, se näkyisi negatiivisesti verkkoyhtiöiden sallitussa tuotossa. Toisaalta myös, mikäli Energiaviraston komponenttien yksikköhinnat päivittyvät huomattavan usein, pienenee verkkoyhtiöiden mahdollisuus hyötyä todellisista rakennuskustannuksista. Mikäli verkonhaltija kykenee investoimaan pienemmillä kustannuksilla kuin Energiaviraston yksikköhinnat, on tällä myönteinen vaikutus verkkoliiketoimintaan.

LÄHDELUETTELO

- (Elovaara & Haarla, 2011) Elovaara, J. & Haarla, L. 2011. ”Sähköverkot: 1, Järjestelmäteknikka ja sähköverkon laskenta”. Helsinki, Otatieto. ISBN-978-951-672-360-3.
- (Energiateollisuus, 2021) Energiateollisuus, 2021. ”Sähkötase 1970–2020”. [verkkodokumentti]. [Viitattu: 26.1.2022]. Saatavilla: <https://energia.fi/tilastot/sahkotilastot>
- (Energiavirasto, 2018) Energiavirasto, 2018. ”Valvontamenetelmät neljännellä 1.1.2016-31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020-31.12.2023 valvontajaksolla”. [verkkodokumentti]. [Viitattu: 20.11.2021]. Saatavilla: <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/Valvontamenetelm%C3%A4t-s%C3%A4hk%C3%B6jakelu-2016-2023.pdf/72eac45f-4fe0-6b0a-d5f7-e89ee97b89fc/Valvontamenetelm%C3%A4t-s%C3%A4hk%C3%B6jakelu-2016-2023.pdf?t=1553093038000>
- (Energiavirasto, 2019) Energiavirasto. 2019. Sähköverkkotoiminnan tekniset tunnusluvut 2019. [verkkodokumentti]. [viitattu 9.4.2022]. Saatavilla: <https://energiavirasto.fi/verkkotoiminnan-julkaisut>
- (Energiavirasto, 2020) Energiavirasto. 2020. Sähköverkkotoiminnan tekniset tunnusluvut 2020. [verkkodokumentti]. [viitattu 12.1.2022]. Saatavilla: <https://energiavirasto.fi/verkkotoiminnan-julkaisut>
- (Energiavirasto, 2021a) Energiavirasto, 2021. ”Sähkömarkkinalain muutosten vaikutus toimitusvarmuuskannustimeen”. [verkkodokumentti]. [viitattu: 20.11.2021]. Saatavilla: <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/Perusteluistio+toimitusvarmuuskannustin+2021.pdf/0c40b2b8-37a3-950a-7798->

- [8409fde3931f/Perustelumuuisto+toimitusvarmuuskannustin+2021.pdf?t=1633345077551](https://energiavirasto.fi/hinnoittelun-valvonta/8409fde3931f/Perustelumuuisto+toimitusvarmuuskannustin+2021.pdf?t=1633345077551)
- (Energiavirasto, 2021b) Energiavirasto, 2021. ”Verkkokomponentit, yksikköhinnat (alv 0 %) ja pitoajat vuosille 2022–2023”. [verkkodokumentti]. [viitattu: 1.3.2022]. Saatavilla: <https://energiavirasto.fi/hinnoittelun-valvonta>
- (Energiavirasto, 2021c) Energiavirasto, 2021. ”Perustelumuuisto, Sähkömarkkinalain muutosten vaikutus yksikköhintoihin”. [verkkodokumentti]. [viitattu: 3.3.2022]. Saatavilla: <https://energiavirasto.fi/hinnoittelun-valvonta>
- (Fingrid, 2021) Fingrid, 2021. ”Varttitase eli 15 minuutin taseselvitysjakso”. [verkkosivu]. [viitattu: 11.1.2022]. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyys/pohjoismainen-tasehallinta/varttitase/#webinaarit>
- (Haakana, 2013) Haakana, J. 2013. ”Impact of reliability of supply on long-term development approaches to electricity distribution networks”. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Lappeenranta. ISBN 978-952-265-507-3. Saatavilla: <https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/93851/isbn9789522655080.pdf?sequence=2&isAllowed=y>
- (Lassila, 2000) Lassila, J. 2000. ”Keravan Energia Oy:n ja Etelä-Suomen Energia Oy:n sähköverkkojen yleissuunnitelma”. Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu. Lappeenranta. Saatavilla: <https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/38101/nbnfi-fe200805131366.pdf?sequence=1>
- (Lakervi & Partanen, 2008) Lakervi, E & Partanen, J. 2008. ”Sähkönjakelutekniikka”. Helsinki: Gaudeamus Helsinki University Press / Otatieto. ISBN-978-951-672-357-3.
- (Martikainen, 2006) Martikainen, A. 2006. ”Ilmastonmuutoksen vaikutus sähköverkkoliiketoimintaan”. VTT Tiedotteita - Research Notes 2338. Espoo. ISBN 951-38-6789-7. Saatavilla: <http://www.vtt.fi/publications/index.jsp>

- (Partanen, et.al., 2006) Partanen, J., Lassila, J., Kaipia, T., Matikainen, M., Järventausta, P., Verho, P., Mäkinen, A., Kivikko, K., Pylvänäinen, J., Nurmi, V-P. 2006. Sähköjakeluverkkoon soveltuvat toimitusvarmuuskriteerit ja niiden raja-arvot sekä sähköjakelun toimitusvarmuudelle asetettavien toiminnallisten tavoitteiden kustannusvaikutukset. [verkkodokumentti]. [viitattu: 11.4.2022]. Saatavilla: <https://docplayer.fi/5796131-Tilaustutkimusraportti-26-10-2006.html>
- (Partanen, et.al., 2012) Partanen, J., Lassila, J., Kaipia, T., Haakana, J. 2012. ”Sähköjakelun toimitusvarmuuden parantamisen sekä sähkökatkojen vaikutusten lieventämiseen tähtäävien toimenpiteiden vaikutusten arviointi”. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Lappeenranta. [Tutkimusraportti]. [Viitattu 16.2.2022]. Saatavilla: <https://www.lut.fi/documents/10633/138922/S%C3%A4hk%C3%B6njakelun+toimitusvarmuuden+parantamiseen+sek%C3%A4%20s%C3%A4hk%C3%B6+katkojen+vaikutusten+lievent%C3%A4miseen+t%C3%A4ht%C3%A4vien+toimenpiteiden+vaikutusten+arviointi/bf021a58-24fc-47bd-a893-1804ad813f08>
- (Partanen, et.al., 2020) Partanen, J., Lassila, J., Haakana, J. 2020. ”Sähköjakeluverkkoliiketoiminnan sääntely ja kehittäminen”. Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT. Lappeenranta. ISBN (pdf): 978-952-335-618-4. [Tutkimusraportti]. [Viitattu 9.4.2022]. Saatavilla: https://energia.fi/files/5637/Sahkonjakeluverkkoliiketoiminnan_saately_ja_kehittaminen_LUT_2020.pdf
- (Prysmian Group, 2018) Prysmian Group, 2018. ”AHXAMK-W 20 kV 3-johtiminen”. [verkkodokumentti]. [viitattu: 30.3.2022]. Saatavilla: https://fi.prysmiangroup.com/sites/default/files/business_market/s/markets/downloads/datasheets/AHXAMK-W%2020kV_170418.pdf

- (SLO, 2022) SLO Oy, 2022. KJ-maakaapeleiden ja ilmajohtojen hinnat. [verkkokauppa]. [viitattu: 28.3.2022]. Saatavilla: <https://verkkokauppa.slo.fi/fi/>
- (Sähkömarkkinalaki, 2013) Sähkömarkkinalaki 2013. 51§ (9.8.2013/588) Jakeluverkon toiminnan laatuvaatimukset. [Viitattu: 11.1.2022]. Saatavilla: <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>
- (Tilastokeskus, 2021) Tilastokeskus, 2021. ”Asumisen energiankulutus Liitetaulukko 2. Asumisen energiankulutus energialähteittäin vuonna 2020, GWh”. Helsinki: Tilastokeskus. ISSN 2323-3273. [verkkojulkaisu]. [viitattu 8.4.2022]. Saatavilla: http://www.stat.fi/til/asen/2020/asen_2020_2021-12-16_tau_002_fi.html
- (Tilastokeskus, 2022) Tilastokeskus, 2022. ”Kuntien avainluvut”. [verkkosivu]. [Viitattu: 23.1.2022]. Saatavilla: <https://www.stat.fi/tup/alue/kuntienavainluvut.html#?year=2021&active1=309>
- (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2013) Työ- ja elinkeinoministeriö, 2013. ”Kansallinen energia- ja ilmastostrategia taustaraportti”. [verkkodokumentti]. [Viitattu: 23.1.2022]. Saatavilla: <https://tem.fi/haku?q=S%C3%A4hk%C3%B6markkinaskenaariot%202035>
- (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2019) Työ- ja elinkeinoministeriö, 2019. ”Sähköntuotannon skenaariolaskelmat vuoteen 2050”. [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 26.1.2022]. Saatavilla: <https://tem.fi/documents/1410877/2132100/S%C3%A4hk%C3%B6ntuotannon+skenaariolaskelmat+vuoteen+2050+%E2%80%93selvitys+22.2.2019/8d83651e-9f66-07e5-4755-a2cb70585262/S%C3%A4hk%C3%B6ntuotannon+skenaariolaskelmat+vuoteen+2050+%E2%80%93selvitys+22.2.2019.pdf>

- (Tähti, 2021) Tähti, T. 2021. ”Verkoston saneeraustöiden ajoittamisen kehittäminen yleissuunnittelun tueksi”. Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT. Saatavilla:
https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/163517/Diplomityo_T%C3%A4hti_Tuukka.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- (Ovaskainen, 2022) Ovaskainen, T. 2022. (Verkostopäällikkö Okun Energia Oy).
Sähköposti 13.1.2022

LIITTEET

Liite 1. Kaapeleiden taloudelliseen mitoittamiseen käytetyt yhtälöt

Yhtälöt (Lassila, 2000):

$$\varepsilon = \frac{(1 + \frac{r}{100})^2}{1 + \frac{p}{100}}$$

Jossa

r = tehonkasvu

p = korko prosentti

$$K_0 \times \varepsilon \frac{\varepsilon^t - 1}{\varepsilon - 1} = \kappa \times K_0$$

Jossa

K_0 = ensimmäisen vuoden häviökustannukset

t = pitoaika

κ = kerroin mikä avulla saadaan pitoajalle

kokonaishäviökustannukset ensimmäisen vuoden

häviökustannusten avulla diskontattua nykyhetkeen

$$P_0^2 > \frac{K_v}{\kappa \times H_p \times (R_{j1} - R_{j2})} \times U^2 \times \cos^2 \varphi$$

Jossa

P_0 = johdon huipputeho ensimmäisenä vuonna

K_v = kaapeleiden hintaero

H_p = häviötehon hinta

R_{j1} = Johdon 1 resistanssi

R_{j2} = Johdon 2 resistanssi

U = Pääjännite

$\cos \varphi$ = tehokerroin

Liite 2. Kaapeleiden taloudelliseen mitoittamiseen käytetyt lähtöarvot

Korko prosentti [%/a]	5
Häviötehon hinta [€/kW]	40
Pääjännite [kV]	20,5
Tehokerroin	0,96
Pitoaika [a]	50

Kaapeleiden resistanssit lähde: (Prysmian Group, 2018)

Kaapeleiden kustannukset lähde: (SLO, 2022)

	Resistanssi [Ω /km]	Hinta ero seuraavaan suurempaan poikkipinta-alaan [€/km]
AHXAMK-W 50 mm ²	0,76	6 091
AHXAMK-W 95 mm ²	0,38	4 447
AHXAMK-W 120 mm ²	0,3	2 568
AHXAMK-W 150 mm ²	0,25	4 595
AHXAMK-W 185 mm ²	0,2	3 636
Sparrow (ACSR 34/6)	0,848	340
Raven (ACSR 54/9)	0,536	885
Pigeon (ACSR 85/14)	0,337	960

Liite 3. Esimerkki keskimääräisen KAH kustannuksen laskennasta ilmajohtodolle tien vieressä

Koko johtolähdön teho: 170 kW

Tehoa keskimäärin erotinvälillä:

$$P_{erotinväli} = \frac{P_{kytkentä}}{l_{johtolähtö}} \times l_{erotinväli} = \frac{170 \text{ kW}}{40 \text{ km}} \times 3 \text{ km} = 12,75 \text{ kW}$$

Vikoja erotinvälillä:

$$f_{erotinväli} = f_{kokoverkko} \times l_{erotinväli} = 0,03 \frac{\text{vikaa}}{\text{km}} \times 3 \text{ km} = 0,09 \text{ vikaa, vuodessa}$$

Vikoja muualla johtolähdössä:

$$\begin{aligned} f_{muu\ lähtö} &= f_{kokoverkko} \times l_{muu\ johtolähtö} = 0,03 \frac{\text{vikaa}}{\text{km}} \times 37 \text{ km} \\ &= 1,11 \text{ vikaa, vuodessa} \end{aligned}$$

PJK ja AJK kustannus:

$$\begin{aligned} KAH_{PJK+AJK} &= (f_{PJK} \times h_{PJK} + f_{AJK} \times h_{AJK}) \times l_{johtolähtö} \times P_{kytkentä} \\ &= \left(0,4 \times 0,55 \frac{\text{€}}{\text{kW}} + 0,16 \times 1,1 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \right) \times 40 \text{ km} \times 170 \text{ kW} = 2692 \text{ €} \end{aligned}$$

Vikojen KAH-kustannus yhteensä vuodessa:

$$\begin{aligned} KAH &= KAH_{PJK+AJK} + (P_{kytkentä} \times h_{W,odott} + P_{kytkentä} \times t_{kytkentä} \times h_{E,odott}) \times \\ &f_{muu\ lähtö} + P_{erotinväli} \times t_{korjausaika} \times h_{E,odott} \times f_{erotinväli} = 2692 \text{ €} + \left(170 \text{ kW} \times \right. \\ &1,1 \frac{\text{€}}{\text{kW}} + 170 \text{ kW} \times 0,5 \text{ h} \times 11 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \left. \right) \times 1,2 + 12,75 \text{ kW} \times 3 \text{ h} \times 11 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \times 0,09 \times \frac{40 \text{ km}}{3 \text{ km}} = \\ &4544 \text{ €} \end{aligned}$$

Keskimäärin kilometrille vuodessa:

$$KAH_{km} = \frac{KAH}{l_{johtolähtö}} = \frac{4544 \text{ €}}{40 \text{ km}} = 113,6 \frac{\text{€}}{\text{km}}$$

KAH ja operatiivisten kustannusten yksikkökustannus

$$x = KAH_{km} + OPEX_{km} = 113,6 \frac{\text{€}}{\text{km}} + 230 \frac{\text{€}}{\text{km}} = 343,6 \frac{\text{€}}{\text{km}}$$

KAH ja operatiivisten kustannusten nykyarvo kilometrille pitoajalla:

$$NA = \sum_{i=1}^n \frac{x_i}{(1+r)^i} = \sum_{i=1}^{50} \frac{343,6 \frac{\text{€}}{\text{km}}}{(1+0,05)^i} = 6273 \frac{\text{€}}{\text{km}}$$