

LAPPEENRANNAN-LAHDEN TEKNILLINEN YLIOPISTO LUT

LUT School of Energy Systems

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Diplomityö

Sami Martikainen

Kuopion yliopistollisen sairaalan sähkösyöttöjärjestelyjen tarkastelu

Työn tarkastajat:

Apul. prof. Jukka Lassila

Työn ohjaaja:

INS. (AMK) Jukka Kolehmainen

1.6.2021

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT

LUT School of Energy Systems

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Sami Martikainen

Kuopion yliopistollisen sairaalan sähkönsyöttöjärjestelyjen tarkastelu

Diplomityö

2021

94 sivua, 30 kuvaa, 19 taulukkoa ja 1 liite

Työn tarkastajat: Apul. prof. Jukka Lassila

Työn ohjaaja: INS. (AMK) Jukka Kolehmainen

Hakusanat: keskijännitejakelu, sairaala, keskijännite, relesuojaus, KYS

Sairaalassa sähkönjakelun toimitusvarmuus on suuremmassa roolissa kuin missään muussa toimintaympäristössä, sillä sairaalat hoitavat potilaitaan kellon ympäri vuoden jokaisena tuntina. Sähkön toimitusketjun katkeaminen kykenisi aiheuttamaan jopa ihmishenkien menehtymisiä.

Tämä tutkimus käsittelee Kuopion yliopistollista sairaalaa (myöhemmin KYS), tarkemmin Puijon kampusalueen rakennuskompleksia, sen keskijännitteistä sisäverkkoa sekä sisäverkon ongelmakohtien syntyminen syitä ja mahdollisuuksia korjata niitä. Tutkimuksen tavoitteena on ollut selvittää ongelmakohtien syyt ja luoda teknisesti ja taloudellisesti kannattavia saneerausmalleja ongelmien korjaamiseksi ja sitä kautta myös potilasturvallisuuden parantamiseksi.

Tutkimuksessa todettiin, että keskijännitteisen sisäverkon ongelmat johtuvat pääosin suojalaitteiden selektiivisyyden puutteesta ja iäkkäistä verkkokomponenteista. Tutkimuksen lopuksi annetaan verkon kehittämisehdotus.

ABSTRACT

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

Sami Martikainen

Analysis of the medium voltage distribution system of the Kuopio University Hospital

Master's Thesis

2021

94 pages, 30 figures, 19 tables and 1 appendix

Examiners: Associate professor Jukka Lassila
Supervisor: B.Sc. (Tech.) Jukka Kolehmainen

Keywords: Medium voltage distribution, Hospital, medium voltage, relay protection, KUH

In a hospital environment, the reliability of the electric power distribution is crucial. Hospitals are taking care of patients around the clock, and a failure in the electric distribution system can result in loss of lives.

The target of this research is Kuopio University hospital (KUH). This research focuses on KUH's medium voltage power distribution system, particularly the affecting reasons behind its distribution failures. Aim of this research is to solve the problems in KUH's medium voltage distribution system and to create a solution where technical and economical requirements are considered. The presented solution also aims to increase patient safety by reducing the number of failures in the distribution system.

The results of the research show, that in most cases, the distribution failures are the result of the lack of selectivity in protection devices and overaged components in the distribution system. At the end of this research report, a suggestion for solving these issues is presented.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on toteutettu yhteistyössä Granlund Kuopio Oy:n kanssa. Diplomityön aihe on saatu osastonjohtaja Jukka Kolehmaiselta avustuksella. Työn kirjoittaminen oli kohtuullisen raskas prosessi, joka osaltaan johti irtisanoutumiseeni Granlund Kuopio Oy:n palveluksesta. Viimeiseksi tehtäväkseni yritykselle jäi kirjoittaa tämä tutkimus loppuun saakka. Suurimmat kiitokset Granlundin suuntaan osoitan Pertti Hakaselle, joka on auttanut minua tämän työn osalta enemmän kuin tarpeeksi. Ilman Pertin asiantuntemusta olisi moni asia jäänyt tarkastelematta ja ymmärtämättä.

KYSille tämä tutkimus taas toimii herätyksenä heidän keskijännitteisen sisäverkkonsa ongelmakohdista, joihin he ovatkin jo sähköasemahankkeen muodossa paneutuneet. KYSin oli ottauduttava ongelmiin, jotta he saisivat parannettua mm. potilasturvallisuutta.

Tämä diplomityö on myös viimeisiä töitä, joita Prof. Partanen ohjaa ennen eläkkeelle jäämistään ja on ollut suuri kunnia olla hänen ohjattavanaan silti yhtään vähättelemättä apulaisprofessori. ja tulevan Prof. Lassilan panosta ja avustusta tätä työtä kohtaan. Kummastakin on ollut korvaamaton apu. Kiitoksia siitä.

Suurimmat kiitokset haluan kuitenkin osoittaa nykyiselle avovaimolleni ja (toivottavasti) tulevalle puolisololleni Marjolle, joka on osoittanut jaksamista, niin myötä – kuin vastoinkäymisissä jo ennen aamunta. Ilman Marjoa tämä diplomityö olisi luultavasti valmistunut paljon suunniteltua myöhemmin, johtuen vielä kohtuullisen nuoren miehen vilkkaasta ajatuksenjuoksusta ja erikoisista harrastuksista. Marjon tuki on ollut korvaamatonta.

Kuopiossa, 1.6.2021

Sami Martikainen

SISÄLLYSLUETTELO

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO.....	7
1 JOHDANTO	8
2 KUOPION YLIOPISTOLLINEN SAIRAALA (KYS).....	11
3 KYSIN KESKIJÄNNITTEINEN SISÄVERKKO.....	15
3.1 Sisäverkon nykytilan analysointi	15
3.1.1 Keskijänniteverkon topologia	15
3.1.2 Keskijännitekojeistot.....	17
3.1.3 Kaapelit	19
3.2 Ongelmatilanteet	20
3.2.1 Suojalaitteiden selektiivisyys	20
3.2.2 Maasulkusuojaus	23
3.3 Riskianalyysi.....	25
3.4 Kustannus- ja luotettavuustarkastelut nykyiselle verkolle.....	28
3.4.1 Kustannus- ja häviötarkastelut sähkön käytön osalta nykytilanteessa ..	28
3.4.2 Verkon luotettavuus- ja keskeytyskustannustarkastelu.....	33
4 SISÄVERKON MAHDOLLISET KEHITTÄMISVAIHTOEHDOT	41
4.1 Nykyisen verkon kehittäminen ilman liittymämuutoksia	42
4.1.1 Verkkotopologia.....	45
4.1.2 Komponenttimuutokset	45
4.2 20 kV:n keskijänniteliittymä varayhteydellä	46
4.2.1 Syötöt ja varayhteydet	47
4.2.2 Kaapelireititys ja kaapeleiden mitoitus	48
4.2.3 Verkkotopologia.....	50
4.2.4 Kojeistot	53
4.3 110 kV:n suurjänniteliittymä omalla muuntamolla ja varayhteydellä	54
4.3.1 Verkkotopologia ja suojaukset	56
4.3.2 Kaapelit ja kaapelireititys.....	60
4.3.3 Muuntajasijoitus, tekninen mitoitus ja häviölaskenta	61
4.3.4 Kojeistot	65
5 VAIHTOEHTOISTEN KEHITYSTAPOJEN VERTAILU	68
5.1 Luotettavuus- ja kustannustarkastelut eri kehitysvaihtoehdoille	68

5.1.1	Komponenttimuutokset	68
5.1.2	Jännitetasojen yhdistäminen.....	70
5.1.3	Sähköasema ja suurjänniteliittymä.....	72
5.2	Kehitysvaihtoehtojen häviövertailut	76
6	JOHTOPÄÄTÖKSET	78
7	YHTEENVETO.....	81
	LÄHDELUETTELO	83

LIITTEET

LIITE I: Luotettavuus- ja keskeytyskustannuslaskenta nykyisen verkon 20 kV:n normaalikytkentätilanteelle ja uudelle 20 kV säteittäistopologialle.

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

Alaindeksit

<i>i</i>	sähkönkäyttäjä
<i>j</i>	verkkokomponentti

Symbolit

φ	vaiheensiirtokulma
κ	kapitalisointikerroin
%	prosentti
I >	ylivirta, alempi porras
I >>	ylivirta, ylempi porras
<i>U_c</i>	sopimuksen mukainen jännitetaso

Lyhenteet

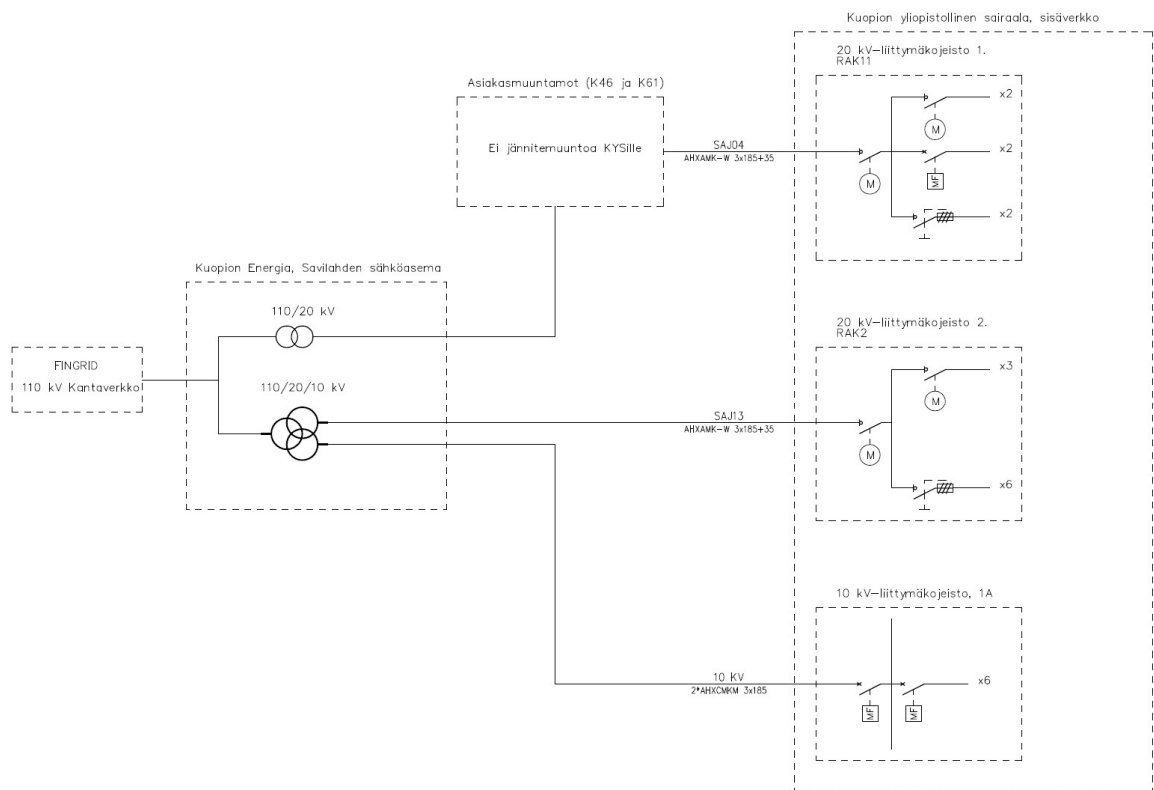
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
Cu	kupari
DT	Definite Time
DRUPS	Diesel rotary UPS
EV	Energiavirasto
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
JVH	jakeluverkonhaltija
KE	Kuopion Energia
KJ	keskijännite 10 tai 20 kV
KTM	Kauppa- ja teollisuus ministeriö
KUKS	Kuopion keskussairaala
KYKS	Kuopion yliopistollinen keskussairaala
KYS	Kuopion yliopistollinen sairaala
PSSHP	Pohjois-Savon sairaanhoitopiiri
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SYK	Suomen Yliopistokiinteistöt Oy
TTY	Tampereen teknillinen yliopisto
VTT	Valtion teknillinen tutkimuslaitos

1 JOHDANTO

Kuopion yliopistollinen sairaala (KYS) on laajentunut aikojen saatossa huomattavasti alkuperäisestä koostaan. Sairaala on kokenut laajoja saneeraus- ja muutostöitä, ja myös kokonaan uusia rakennusosia on toteutettu KYSin historian aikana. Sairaalan laajennus- ja muutostöitä ovat toteuttaneet monet eri suunnittelu- ja urakointiyritykset, mikä on aiheuttanut ongelmia kokonaisuuden hallintaan.

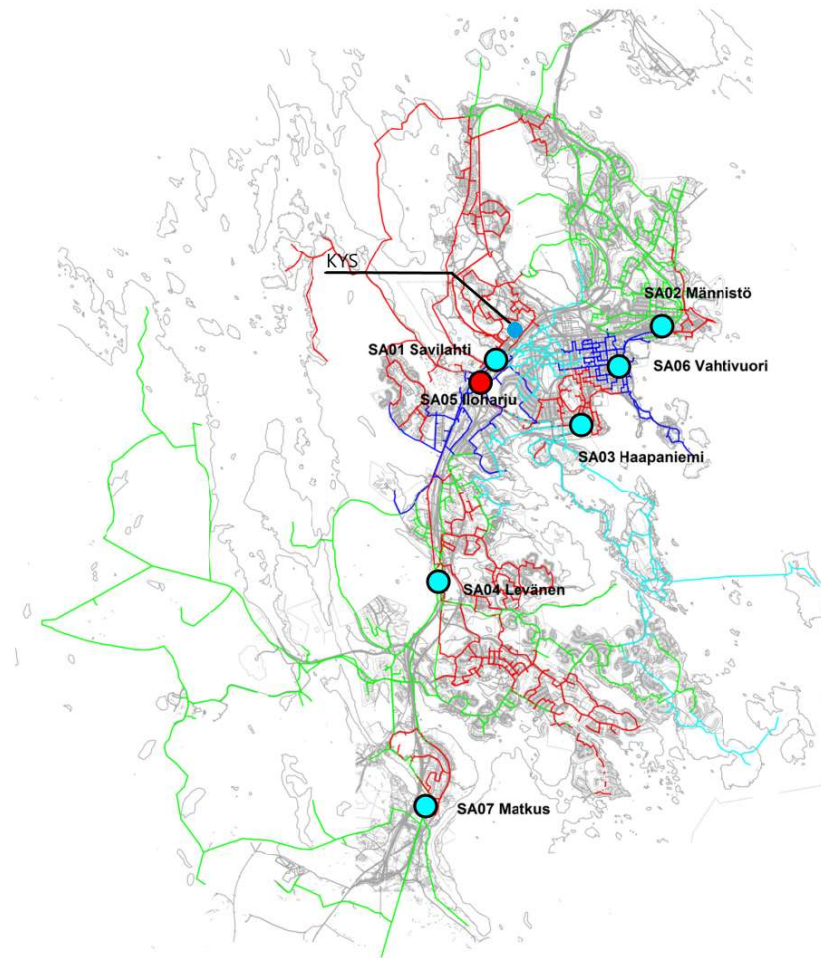
Tässä tutkimuksessa käsitellään KYSin keskijännitteistä sisäverkkoa, joka on rakentunut osissa ajan mittaan eri vuosikymmenillä sairaalan rakennushankkeiden ohella. Sisäverkon ongelmatilanteet liittyvät tällä hetkellä suojalaitteiden selektiivisyyteen ja ikääntyviin komponentteihin. Keskijännitteisessä sisäverkossa on käytössä tällä hetkellä kaksi erillistä jännitetasoa: 10 kV ja 20 kV. Sähköä syöttävät kolme erillistä KE:n keskijänniteliittymää, yksi 10 kV:n ja kaksi 20 kV:n liittymää. Sisäverkon relesuojaus on toteutettu aikaselektiivisesti ja peräkkäisiä aikaportaita on useita, minkä vuoksi myöskään kaikkien sisäverkon suojalaitteiden aikasäätöihin ei ole pystytty vaikuttamaan niin, että toiminta olisi selektiivistä. Myös jakeluverkonhaltijan (JVH) liittymien johtolähtöjen aika-asettelut ovat nopeat, mikä osaltaan vaikuttaa asiaan.

KYSin liittymistä KE:n jakeluverkkoon on havainnollistettu kuvissa 1.1. ja 1.2. Kuvassa 1.1 on esitetty periaatekaavio KYSin liittymisestä KE:n verkkoon ja sitä kautta Fingridin hallinnoimaan 110 kV:n kantaverkkoon. Kaaviossa on myös esitetty liittymäkojeistojen KJ-lähtöjen määrät.



Kuva 1.1 Periaatekaavio KYSin liittynästä KE:n jakeluverkkoon.

Kuvassa 1.2 on esitetty KE:n verkkokartta, johon on merkitty KYSin sijainti. Verkkokartasta ei käy suoraan ilmi KYSille tulevaa kaapelointia, mutta sairaala saa sähkönsä Savilahden (SA01) asemalta kahdelta eri muuntajalta, joista toinen kykenee 110/20/10 kV:n ja toinen 110/20 kV:n muuntoon. Savilahden sähköasema palvelee Kuopion yliopistollisen sairaalan lisäksi Kuopion asemakaava-alueen itä- ja luoteisosia eli Savilahtea, Neulamäkeä, keskustaa ja Puijtoa. Kuvan esitetyt johtojen värit kuvaavat päämuuntajien syöttöalueita. Itse Savilahden asema liittyy 110 kV:n kantaverkkoon Iloharjun kytkinaseman kautta. (Taipale, 2019)



Kuva 1.2. Kuopion Energian KJ-verkko päämuuntajien syöttöalueittain. Kuvaan merkitty KYSin sijainti. Syöttävä asema on Savilahti SA01. (Muokattu lähteestä Logren, 2014)

KYSin intressinä tutkimukseen on, että sisäjänniteverkon selektiivisyysongelman syyt selvitetään ja ongelmiin kehitetään ratkaisu. Toivomuksena on ollut, että sairaalalle tuotetaan mahdollisen uuden 110/20 kV-muuntamon 20 kV-kojeistotyyppien verkkotopologioiden vaihtoehtojen teknistaloudellinen vertailu sekä luotettavuustarkastelu. Erityistä huomiota kiinnitetään verkkovaihtoehtojen luotettavuusvertailuihin ja siihen, että sisäverkon kehittämiseen käytettävät investoinnit saataisiin hyödynnettyä mahdollisimman tehokkaasti. Tutkimuksessa käydään läpi myös muita mahdollisia vaihtoehtoja sisäverkon ongelmien poistamiseksi sillä periaatteella, että oma sähköasema ei itsessään välttämättä ratkaise ongelmaa. Verkostosuunnittelun tavoite Lakervi & Partasen Sähkönjakeluteknikka-teoksen mukaan on se, että pyritään löytämään ”teknisesti toimiva ratkaisu, jonka kokonaiskustannukset pitkällä aikavälillä ovat mahdollisimman pienet” (Lakervi & Partanen, 2008). Myös tässä tapauksessa se on tavoitteena turvallisuuden ohella.

2 KUOPION YLIOPISTOLLINEN SAIRAALA (KYS)

KYSin historia alkaa vuodesta 1794, jota voidaan pitää Kuopion lääninsairaalan perustamisvuotena. Sairaala sijaitsi tuolloin Maaherrankadulla ja ensimmäinen sairaalarakennus valmistui vuonna 1797. Sairaala siirrettiin Valkeisenlammen rannalle vuonna 1877, jolloin valmistui suuri kaksikerroksinen sairaalarakennus, jonka suunnitteli arkkitehti Ferdinand Öhman. Sairaalan siirto tapahtui aikaisemmasta paikasta tilanpuutteen sekä aiemman rakennuksen lukuisten rakennusvirheiden vuoksi. Lääninsairaala tuli Kuopion keskussairaala (KUKS) valtioneuvoston asetuksella 15.4.1947, mikä merkitsi sitä, että uusi sairaalarakennus olisi jälleen rakennettava kasvaneiden vastuuden vuoksi, kun Suomi jaettiin 20 keskussairaalapiiriin. Kuopion keskussairaalan perustamiskirjan mukaan potilaspaikkoja tuli KUKSissa olla vähintään 444 kpl. (Hannula, 1994)

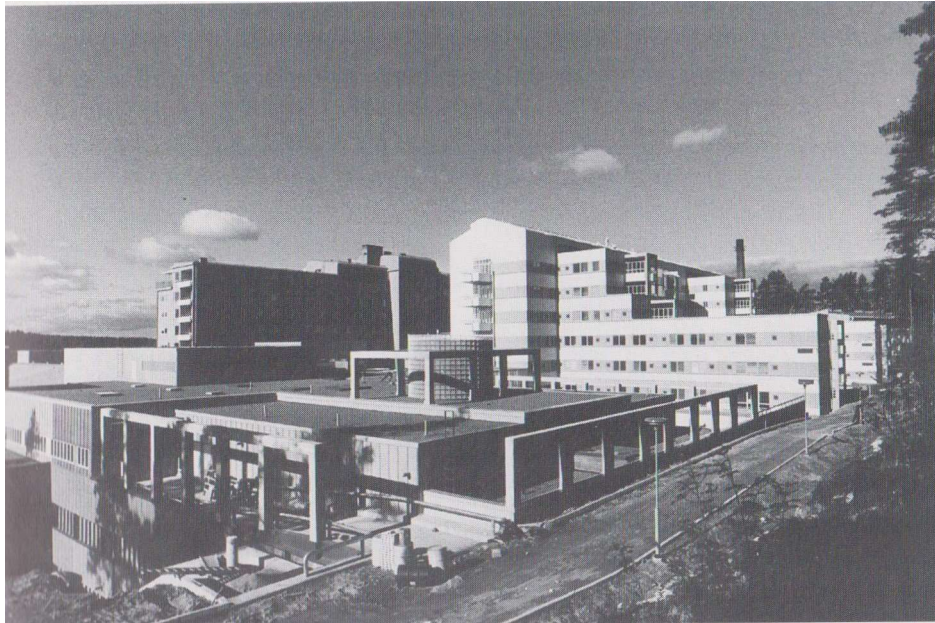
Kuopion kaupunginvaltuusto luovutti Keskussairaalalle seitsemän hehtaarin kokoisen tontin käyttöönsä uusia sairaalatiiloja varten. Tontti on se sama tontti, jolla KYS nykyään sijaitsee. Tonttivarausta kumminkin kasvatettiin 12 hehtaariin Prof. Jussi Paatelan pyynnöstä, koska arveltiin, että tilanahtaus olisi tullut myöhemmin ongelmaksi. Näin olisi myös käynyt, kun tarkastellaan nykyhetkeä. Uudesta sairaalan kokoonpanosta suunniteltiin seuraavanlaista: Päärakennuksesta kaavailtiin kymmenenkerroksista, johon olisi sijoitettu kirurgian, sisätautien, silmätautien ja korvatautien osastot sekä 24-paikkainen yksityisosasto. Päärakennuksen edessä tulisi olemaan kolmikerroksinen rakennus, jossa sijaitsi poliklinikat, hammaslääkärin vastaanotto, röntgenosasto sekä sairaalan kirjasto. Lastenosasto kaavailtiin erilliseen neljäkerroksiseen rakennukseensa. Lisäksi rakennuskantaan olivat vielä suunnitteilla voima- ja lämpökeskus kera pesuloiden sekä keittiö – kaikki omissa rakennuksissaan. Myös lääkäreille oli tuleva rivitalo ja muulle hoitohenkilökunnalle kaksi kappaletta seitsemänkerroksista pistetaloa ja palveluskunnalle oma pistetalo. Rakennustyöt aloitettiin 21.4.1955 ja töiden piti alkuperäisen urakkasopimuksen mukaan olla valmiit 1.4.1958. (Hannula, 1994) Toiminta aloitettiin tammikuussa 1959. (PSSHP, 1993)

Valtioneuvoston päätös jakaa Itä-Suomen yliopisto kolmeen korkeakouluun vuonna 1971 johti muutokseen KUKSista Kuopion yliopistolliseksi keskussairaalaksi (KUKS). Kuopioon sijoitettaisiin terveydenhuollon ja luonnontieteiden korkeakoulu. Johtava lääkäri Risto Härmä ehdottikin, että Kuopioon rakennettaisiin uuden tyyppinen korkeakoulun klinikka, jotta potilasturvallisuus ei vaarantuisi potilaiden käsittelyn hitauden vuoksi, kun nuorempia

lääkäreitä koulutettaisiin tehtäviinsä. Valtio päätti, että vuonna 1972 lääketieteellinen korkeakoulu aloittaa Kuopiossa Asekoulun tiloissa. Samalla päätettiin, että Keskussairaala laajennetaan 200 paikalla. 17.2.1972 Kuopion korkeakoulun ja Kuopion keskussairaalan kuntainliiton jäsenkuntien välinen perustamissopimus allekirjoitettiin, joka aiheutti keskussairaalan muuttumisen yliopistolliseksi. (Hannula, 1994)

Vuonna 1972 keskussairaalaliitto hyväksyi sairaalan laajentamisen ja muun toiminnan puitteet vuoteen 1985 asti. Ensimmäisessä vaiheessa toimenpiteiden kustannusarvio oli yli 250 miljoonaa markkaa ja se käsitti 786 potilaspaikan lisäämisen 986 potilaspaikkaan. Rakennustilavuus oli kolminkertainen verrattuna olemassa olevaan. Toinen rakennusvaihe käsitti 50 000 m^3 , joka oli puolet entisen sairaalarakennuksen tilavuudesta. Laajennuksien ajateltiin nostavan potilaspaikkojen kokonaismäärän 1236:een. Toisin kuitenkin kävi ja vuonna 1974 kansliapäällikkö Kari Purjo ja KYKSin neuvotteluryhmä päättivät, että sairaalan lopullinen laajuus jätettäisiin määrittelemättömäksi ja rakennettaisiin sairaala, jossa on 986 potilaspaikkaa sisältäen erikoisalojen potilaspaikat. Näin myös tapahtui, jolloin potilaspaikat jäivät em. kaltaiseksi, mutta tilavuus muuttui 69 820 m^2 :iin. Sairaalan kunnostustöitä jatkettiin koko ajan, mutta vaihtotaseen tasapainottamisohjelman vuoksi valtioneuvosto päätti lykätä KYKSin laajennuksen aloittamista yhdellä vuodella. Lopulta valtioneuvosto päätti, että KYKSin laajennustyö alkaa vuonna 1980. Tammikuussa 1979 valtioneuvosto vahvisti ensimmäisen laajennuksen 10-vuotishojelman, johon sisältyi KYKSin laajennus, joka ajoittuisi vuosille 1980-1985. (Hannula, 1994)

Ensimmäinen rakennusvaihe jaettiin kahteen osaan 1A- ja 1B-vaiheiksi. 1A-vaiheen oli määrä valmistua huhtikuuhun 1983 mennessä ja valmistumisjuhlia ensimmäiseen vaiheeseen osalta vietettiinkin 13.6.1983. 1B-vaihe valmistui virallisesti 5.6.1985. Puijon sairaalaan saatiin yhteensä 780 potilaspaikkaa. (Hannula, 1994)



Kuva 2.1. 1B-laajennusosa. Vuosiluku ei tiedossa. (Hannula, 1994)

KYS-nimike tuli käyttöön vuonna 1990 Pohjois-Savon sairaanhoitopiirin aloittaessa toimintansa. PSSHP:n aloituksen myötä aloitettiin myös tulosjohtaminen, jotta sairaalan palveluiden kulut ja menot saataisiin kohtaamaan. Nykyään KYS on yksi Suomen eturvien sairaaloista. KYSiin on tehty toimintansa aikana monia laajennuksia ja uudisrakennuksia ja uutta rakennetaan yhä enemmän. Viimeisimpänä projektina KYSillä on ollut Uusi sydänhanke, jonka odotetaan valmistuvan vuodelle 2025. (PSSHP) KYS koostuu nykyään 13 eri rakennuksesta, jotka ovat esitettynä kuvassa 2.2.



Kuva 2.2. Puijon sairaalan opaskartta. (Säisä, 2018)

Tulevaisuudessa KYSin rakennuskannan odotetaan laajentuvan entisestään. Haastattelussa KYSin entinen rakennuttaja Pekka Turunen on arvioinut, että tulevaisuudessa tontille voidaan odottaa ainakin kahden erillisen rakennuksen nousua, kunhan tontin laidalla kulkeva 110 kV:n voimalinja saadaan siirrettyä pois tieltä. (Turunen, 2020) Mahdolliset uudet rakennukset tulisivat oletettavasti sijaitsemaan kuvan 2.2. vasemmassa laidassa näkyvän parkkipaikan kohdalla.

3 KYSIN KESKIJÄNNITTEINEN SISÄVERKKO

Kappaleessa käsitellään KYSin keskijännitteisen sisäverkon tekninen nykytila ja tehdään verkolle luotettavuus- ja kustannustarkastelu sekä riskianalyysi. Kappaleessa käydään myös läpi yleiset verkkotopologiavaihtoehdot sekä havainnollistetaan KYSin nykyistä verkkotopologiaa.

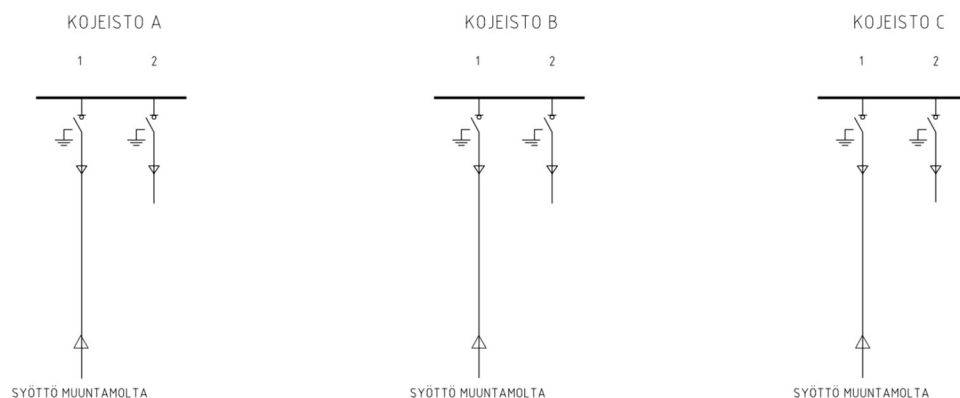
3.1 Sisäverkon nykytilan analysointi

Sisäverkon nykytilan analysointi on tutkimuksen lopputuloksen kannalta merkittävin osa-alue. Luotettavalla nykytilan analysoinnilla voidaan varmistua siitä, että tutkimuksesta saatavat kehitysehdotukset ovat myös paikkaansa pitäviä. Analysointia toteutetaan sillä tarkkuudella kuin sitä on mahdollista tehdä saatavilla olevan tiedon valossa.

3.1.1 Keskijänniteverkon topologia

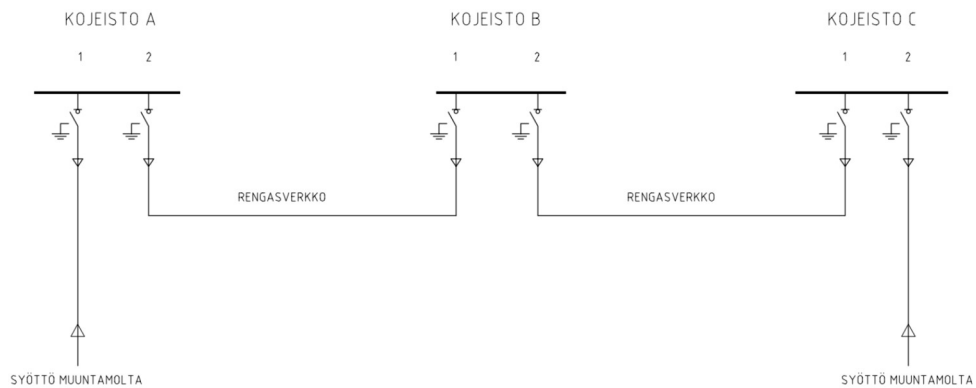
Verkkotopologiaa havainnollistettaessa on syytä käydä läpi yleiset verkstorakenteet. KJ-verkoille tyypillisiä rakenteita ovat säteittäinen-, rengas- ja silmukoitu verkko. Verkkojen rakenteita on havainnollistettu kuvissa 3.1., 3.2. ja 3.3.

Säteittäisen verkon rakenne on nimensä mukaisesti puhtaasti säteittäinen, eli varasyöttöyhteyksiä ei ole. Eduksi verkkotyypille voidaan lukea sen yksinkertaisuus. Säteittäisen verkon suojaus on helppoa verrattuna muihin vaihtoehtoihin kytkentätapoihin, koska suojaukseen ei muodostu peräkkäisiä portaita, jolloin selektiivisyyden tarkasteluun jouduttaisiin keskittymään enemmän (ABB 13.). Kuitenkin haittapuolina muihin vaihtoehtoihin nähden säteittäisestä verkosta puuttuu verkon sisäinen varasyöttömahdollisuus.



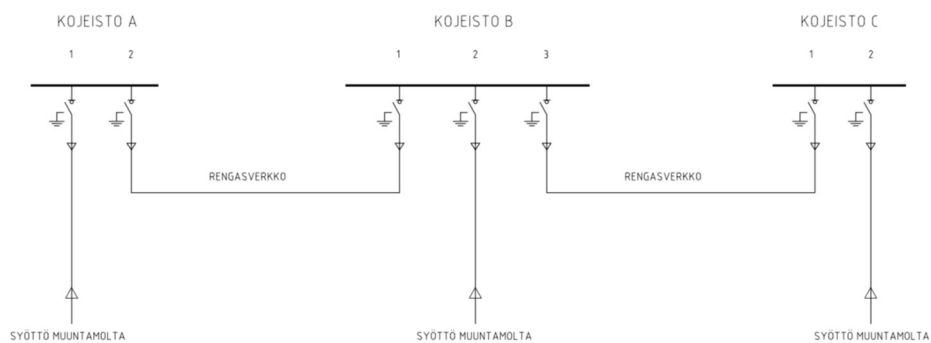
Kuva 3.1. Säteittäinen verkkotyyppi. (Tolvanen, 2018)

Rengasverkon eduksi voidaan luetella varmennettu syöttö, suurempi jännitevakavuus sekä pienemmät tehohäviöt. Haitaksi muodostuu suojauksen suunnittelun ja toteutuksen monimutkaistuminen, koska suojattavia osia on enemmän kuin säteittäisessä verkkotyypissä. Myös kytkentätilanteet monimutkaistuvat. (ABB, 13)



Kuva 3.2. Rengasverkko (Tolvanen, 2018)

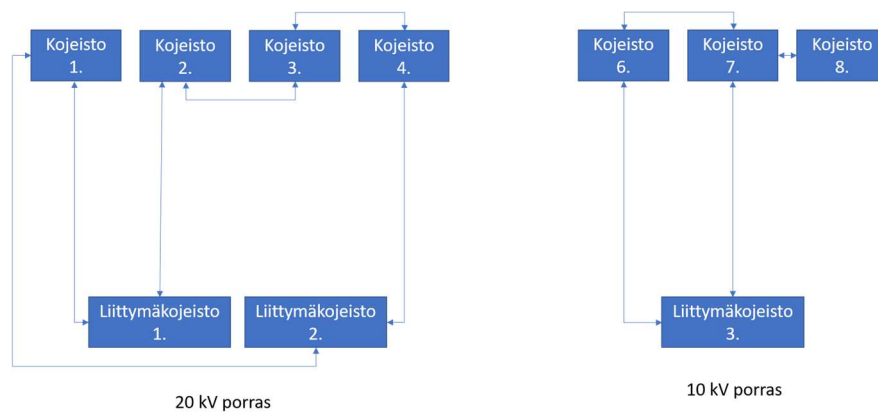
Silmukoitu verkko on rengasverkon kaltainen, mutta siinä esiintyy ns. renkaan sisäisiä yhteyksiä. Väliyhteydät turvaavat jakelua ongelmatilanteissa rengasverkon tavoin, mutta rengasverkkoon verrattuna niitä on runsaammin ja syöttö tapahtuu eri kohdista. Eduksi lukeutuu myös parempi jännitevakavuus ja tehohäviöiden minimointi. Haittapuolena ovat kytkentätilanteiden monimutkaisuus ja suojauksen kallistuminen. Yleensä verkkotyyppi on käytettävissä suurjännitepuolella sen käyttövarmuuden vuoksi. (ABB, 13)



Kuva 3.3. Silmukoitu verkko. (Tolvanen, 2018)

Sisäverkko liittyy tällä hetkellä KE:n verkkoon kolmesta eri pisteestä. Liittymistä kaksi on 20 kV-liittymää ja yksi 10 kV-liittymä. Jännitetasoja KYSin KJ-verkossa esiintyy siis kahta erilaista. Suomessa alemmaa 10 kV:n jännitetasoa on sähkönjakelussa käytetty yleisesti

aiempina vuosina, kun 10 kV:n ja 20 kV:n maakaapeleiden hintaerot ovat olleet suuria, mutta siitä on pyritty eroon valtakunnallisen suosituksen mukaisesti (Lakervi & Partanen, 2008). KYSin kiinteistöt on rakennettu eri aikakausina, mikä on osaltaan vaikuttanut jännitetasojen sekoittumiseen. Kuvassa 3.4 on esitetty KYSin nykyisen sisäverkon topologia.



Kuva 3.4. KYSin sisäverkon nykyinen topologia.

Tyypiltään kuvan 3.4 esittämän KYSin sisäverkon topologian voidaan sanoa olevan osittainen rengasverkko. 20 kV-portaan topologia on muokkautunut KYSin historian aikana suuresti alkuperäisestä koostaan, kun uusia rakennuksia on liitetty entisiin. 10 kV:n porras on pysynyt lähes entisellään verrattuna alkuperäiseen.

3.1.2 Keskijännitekojeistot

Kojeisto on kokonaisuus, johon sisältyvät kytkentä-, erotus-, ohjaus-, suojaus- sekä valvontalaitteet. Kojeistot ovat siis samankaltaisia kuin pienjänniteverkon keskuksat, mutta suuremmalla jännitteellä toimivia kokonaisuuksia. KYSin KJ-kojeistot ovat rakenteeltaan kiinteitä ja metallikoteloituja, jolloin kojeistorakenteen tulee olla standardin IEC 62271-200:2011 mukainen.

Keskijännitekojeistoja Puijon sairaala-alueella on nykyisellään kymmenen kappaletta. Osa kojeistoista toimii alemmalla 10 kV:n jänniteportaalla ja osa suuremmalla 20 kV:n portaalla. Tämä järjestely aiheuttaa luonnollisesti suurempia suunnittelutarpeita huollon ja kytkentätilanteiden osalta, koska jännitetasoja ei voida yhdistää sellaisenaan ja pienemmällä jänniteportaalla toimivat kojeistot ovat selvästi vanhempia ja verkko on rengasmaisen. 10 kV-kojeistot sekä muut komponentit ovat jo niin iäkkäitä, että ne tulisi teknisen käyttöikänsä puolesta korvata uusilla. Kojeistojen eroavat jännitetasot johtuvat siitä, että KYS on

rakennettu monessa osassa eri vuosikymmenien aikana. Kaapeloinnin hintaero on aikaisemmin ollut merkittävä, minkä vuoksi oletettavasti on päädytty siihen aikaan edullisempaan 10 kV:n ratkaisuun. Sairaalaa rakennettaessa ei suurempaa jänniteporrasta yleisesti ole ollutkaan Suomessa käytössä. Vaikka siirtymä 20 kilovolttiin on tapahtunut jo pitkän aikaa sitten, on vielä nykyäänkin esimerkiksi Kuopion keskusta-alueen sähköverkossa osaltaan käytössä 10 kV:n jänniteporras. (Logren 2014) Tehon tarvekaan ei ole aikaisemmin ollut niin suuri kuin nykyään, jolloin pienempi jänniteporras on ollut riittävä siirtoon. Myös tekijöitä ja suunnittelijoita on ollut useita, eikä kokonaisuuden hallintaan ole aina kiinnitetty huomiota. Kojeistot ovat myös verrattain kalliita, vaikkakin hintaero on jo nykyiseltään tasaantunut 10 ja 20 kV:n komponenttien välillä. Kojeistojen uusimisesta aiheutuu aina katkos sähkönjakeluun, kun kojeistoja asennetaan paikalleen tai muokataan, mikä osaltaan on jarruttanut 10 kV:n poistumista järjestelmästä. Edellä mainittujen asioiden vuoksi kojeistojen jännitetasot ovat myös pysyneet toistaiseksi eriävinä. Sairaalassa on toimintaa koko ajan ja sähkökatkot, varsinkin pitemmät, ovat ongelmallisia sairaalan perustoimintojen turvaamisen kannalta. 20 kilovolttiin siirtymistä valtakunnallisesti on taas vauhdittanut kansallinen verkostosuositus ja suuremman jännitteen tuomat mahdollisuudet nykyisen kasvaneen tehontarpeen tyydyttämiseen ja siirtomatkan pidentämiseen. KYSin sairaalan tehokuorman kasvua ei kuitenkaan voida analysoida saatavilla olevalla tiedolla numeraalisesti, mutta sen voidaan olettaa olevan merkittävä, jos verrataan rakennuskantaa sairaalan alkutaipaleeseen. Viimeisimpänä suurena rakennushankkeena on toiminut Uusi sydän -hanke, jota 2. kappaleessa on jo sivuttukin. Uusi Sydän -hankkeen hankekartta on esitetty kuvassa 3.5.



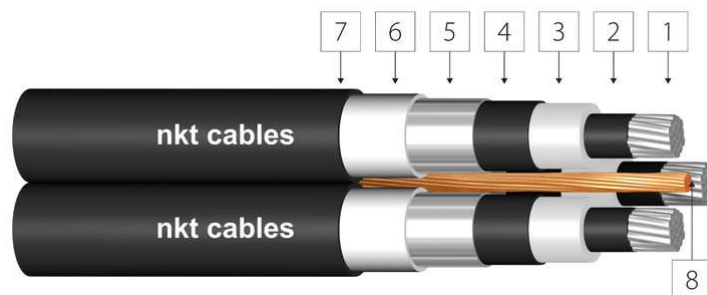
Kuva 3.5. KYSin Uusi sydän -hankekartta (Timo Säisä, 2018). Kuvasta voidaan lukea osa hankkeen suunnitelluista muutoksista ja ne rakennukset, joihin muutoksia on tulossa.

Kojeistojen tekninen tila tällä hetkellä 20 kV:n portaan osalta on hyvä, jos niitä tarkastellaan teknisten ikiensä puolesta. Ongelmia suuremman jänniteportaan kojeistoissa on ilmennyt lähinnä ennen käyttöönottoja ja niiden aikana, kun valvonnassa on huomattu puutteellisia kilpiarvojen merkkauksia. (Hakanen 2020). Kojeistot ovat perinteisiä ja karsittuja, eikä kojeistoissa käytetyissä komponenteissa ole juurikaan automaatiomahdollisuuksia, mikä on suuri puute tämänkaltaisessa toimintaympäristössä. Kojeistojen välillä ei myöskään ole ns. keskusteluyhteyttä (väylää), eikä komponentteja voida käyttää kaukokäytössä pl. liittymien kuormanerotimet. Tämä aiheuttaa ongelmia käytön suunnitteluun, suojalaitteiden valintaan ja niiden toimintaan sekä ohjaukseen. 20 kV-kojeistoilla on teknistä käyttöikää jäljellä vielä reilusti. Vanhimpien 20 kV-kojeistojen oletetaan olevan 2000-luvun alkupuolelta, kun taas 10 kV-kojeistot ovat vanhoja, n. 40-50 vuotta iäkkäitä eli teknisen käyttöikänsä päässä.

3.1.3 Kaapelit

Kaapelointitietoja on ollut saatavilla kattavasti koko verkon osalta. KYSin 10 kV:n liittymä on toteutettu kahdella AHXCMKM 3x185 -kaapelilla, jotka liittyvät suoraan 10 kV:n päämuuntamoon. Tätä samaista kaapelityyppiä on käytetty lähes koko 10 kV:n jakelun osalta, mutta pienemmän tehontarpeen paikoissa luonnollisesti pienemmillä poikkipinnoilla.

Keskijänniteverkon maakaapeleille pitoaikaväli on 40-50 vuotta, joka alkaa täytyä tai on jo täyttynyt sisäverkon 10 kV:n portaassa. Poikkeuksena 10 kV:n jakelun osalta voidaan pitää uutta pysäköintirakennusta PYSLAa. PYSLA on liitetty vanhaan 10 kV-verkkoon, mutta sekin tullaan liittämään osaltaan 20 kV:n portaaseen tulevaisuudessa. PYSLAN suunnittelussa ja rakentamisessa on aikoinaan 2010-luvun puolivälissä otettu huomioon mahdollinen jännitetason nosto ja syöttökaapelina onkin käytetty AHXAMK-W 3X120+35 Cu:ta korkeammalla eristystasolla. Kyseistä kaapelia voidaan käyttää tällöin 20 kV:lla.



Kuva 3.6. AHXAMK-W-kaapelin rakenne. (NKT-Cables)

Kaapelityyppi KE:n 20 kV-liittymissä on AHXAMK 3X185+35 Cu. Tätä samaa kaapelityyppiä on käytetty myös kauttaaltaan koko 20 kV-jakelun alueella sisäverkossa. Kun lähes koko verkon kaapelointi on tehty samalla poikkipinnalla, on myös verkon kytkentätilanteiden variaatioiden toteutus paljon helpompaa, mikä on huomioitu myös sisäverkon suunnittelun aikana. KYSin KJ-verkon 20 kV:n portaan johtopituudeksi ml. liittymät on mitattu n. 3,8 km. Mittaustulos perustuu pohjapiirustuksiin ja aluekarttaan.

3.2 Ongelmatilanteet

Alaluvuissa tarkastellaan sisäverkon ongelmatilanteita, niiden esiintymisien syitä ja analysoidaan mahdollisia vaikutuksia.

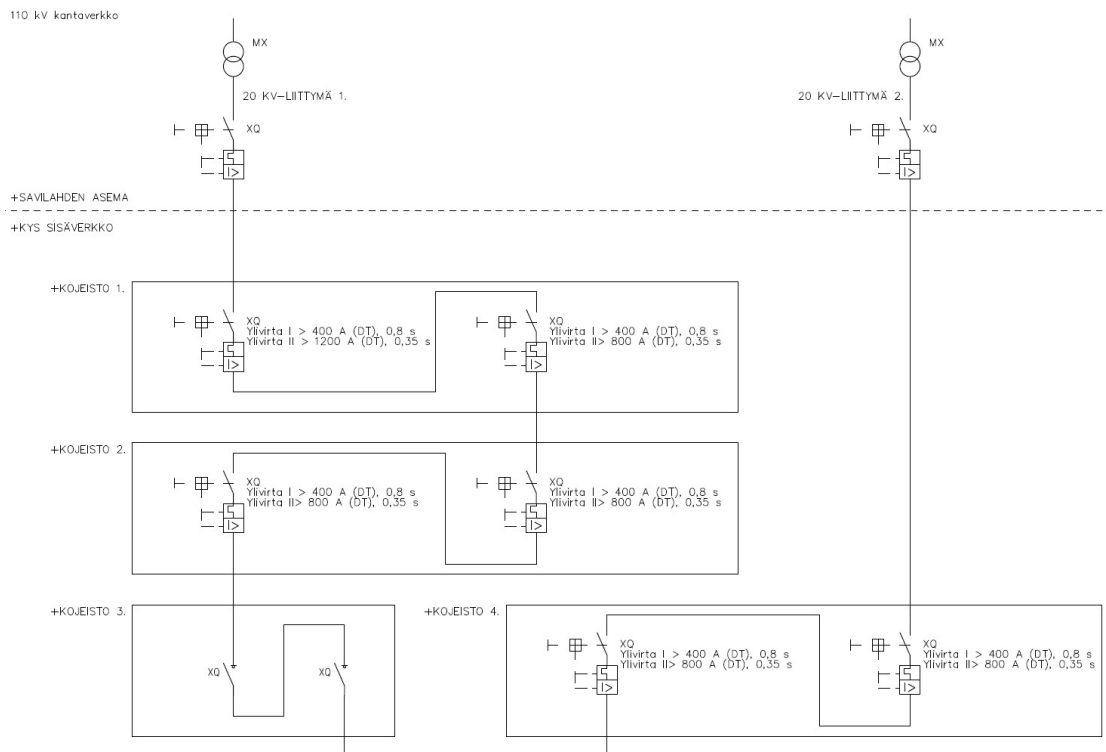
3.2.1 Suojalaitteiden selektiivisyys

Sisäjänniteverkon ylivoimaisesti suurimmaksi tekniseksi ongelmaksi voidaan katsoa suojalaitteiden puutteellinen selektiivisyys. Selektiivisyyden puute aiheuttaa sen, että verkossa tapahtuvan vian seurauksena vikaa ei pystytä rajaamaan koskemaan niin pientä aluetta kuin suojaus oikeanlainen toiminta antaisi tehdä.

Tutkimuksessa suojalaitteiden selektiivisyyttä käsitellään 20 kV-verkon osalta. Keskijänniteverkossa relesuojaukselle on asetettu seuraavanlaiset vaatimukset:

- Toiminnan tulee olla selektiivistä, jotta mahdollisen vian seurauksena mahdollisimman pieni osa verkosta on pois käytöstä.
- Toiminnan on oltava riittävän nopeaa ja herkkää, jotta vaarat, vauriot, häiriöt ja haitat jäävät kohtuullisiksi sekä verkon stabiilisuus pystytään säilyttämään kaikissa mahdollisissa olosuhteissa.
- Suojaus on katettava aukottomasti koko käsiteltävä järjestelmä.
- Suojaus on oltava käyttövarma ja mahdollisimman yksinkertainen.
- Suojaus käytettävyyden on oltava hyvä.
- Suojaus tulee voida koestaa käyttöpaikalla.
- Suojaus on oltava hankintahinnaltaan kohtuullinen. (Korpinen)

Edellä mainittu on relevanttia myös KYSin tapauksessa, koska suojajärjestelmä keskijänniteverkossa koostuu pääosin katkaisijoista, jotka ovat varustettuna suojaroleilla. KYSin tapausta tarkastellessa tulee erityisesti kiinnittää huomiota suojausten toimivuuteen ja yksinkertaisuuteen ja sitä kautta turvallisuuteen. Sisäverkon suojalaitteiden selektiivisyys on suurin ongelma. Selektiivisyysongelman KYSin tapauksessa aiheuttaa releiden säädön virta-aikaikkunan loppuminen (ns. porrassaika). Kun suojaroleita on sarjassa useita, ei vakioaikamuotoisena (DT) toimivan releen porrassaikaa ole enää välttämättä mahdollista asetella porrastetuksi. KE:n johtolähdöillä on niin pienet ylivirta-arvot, että suojaus on KYSin suojausten näkökulmasta liian nopea (Hakanen, 2020). KE on kuitenkin aikaisemmin pyynnöstä hidastanut johtolähtöjen suojausten havahtumisaikaa, josta on saatu kuitenkin vain pientä apua ongelmaan. Jokainen sairaalan sisäinen pieni-impedanssinen oikosulku on laukaissut koko johtolähdön suojausten. (Hakanen, 2020). Teoriassa on siis mahdollista, että KYSin keskijänniteverkko menettää osittain tai kokonaan kykynsä suoriutua sähkönjakelusta pienestäkin ongelmasta vähintäänkin varavoimajärjestelmän käynnistymisviiveen ajaksi. Ao. kaaviossa (kuva 3.7) on havainnollistettu KYSin verkon suojausten ongelmallisuutta nykyisellään. Kaaviossa on todellinen esimerkki KYSin erään renkaan topologiasta ja releasetteluista.



Kuva 3.7. Erään renkaan suojausten periaatekaavio.

Kaaviosta voidaan lukea peräkkäiset suojausportaat ja porrassajat. Nämä peräkkäiset suojausportaat aiheuttavat valtaosan sisäverkon ongelmista. Kun verkon topologia toteutetaan rengasmaisena, eli syöttöpisteitä on useita ja vian poiskytkentä on toteutettu pääosin releillä, jotka ovat vakioaikamuotoisella säädöllä, ja johtolähdön suojausten toiminta-aika on asia, johon asiakas ei voi vaikuttaa, aiheutuu ongelmaksi nimenomaan säädön aikaikkunan porrastuksen loppuminen. Tämä aikaikkunan loppuminen yhdessä katkaisijoiden mekaanisen viiveen kanssa aiheuttaa sen, että suojausta ei ole mahdollista edes välttämättä releen suojaustyyppin vaihdolla toteuttaa niin, että se toimisi selektiivisesti jokaisessa tilanteessa. Koska sisäverkossa komponenttien välillä ei ole olemassa väyläyhteyttä, on ainoaksi keinoksi jäänyt verkon suojaus aikamuotoisella säädöllä tai suunnatuilla suojoilla.

On myös huomioitava, että tällä hetkellä KYSin oma suojaus kykenee ainoastaan oikosulkusuojaukseen, ei ylivirran katkaisuun, jonka taas hoitavat KE:n johtolähtöjen suojat. Suurin haitta aiheutuu siitä, jos koko johtolähtö menettää toimintakykynsä jonkin yksittäisen vian vuoksi. Tämä on mahdollista nykyisessä sisäverkon toteutuksessa, joskin kovin epätodennäköistä.

ABB:n käsikirjan mukaan releen porrassaika Δt_{DT} vakioaikaisille suojoille voidaan laskea lausekkeen 3.1 mukaan seuraavasti: (ABB 7.5)

$$\Delta t_{DT} = 2 * t_E + t_R + t_{CB} + t_M \quad (3.1)$$

missä,

t_E = releen toiminta-ajan toleranssi

t_{CB} = katkaisijan toiminta-aika

t_R = retardaatio- eli pyörtöaika

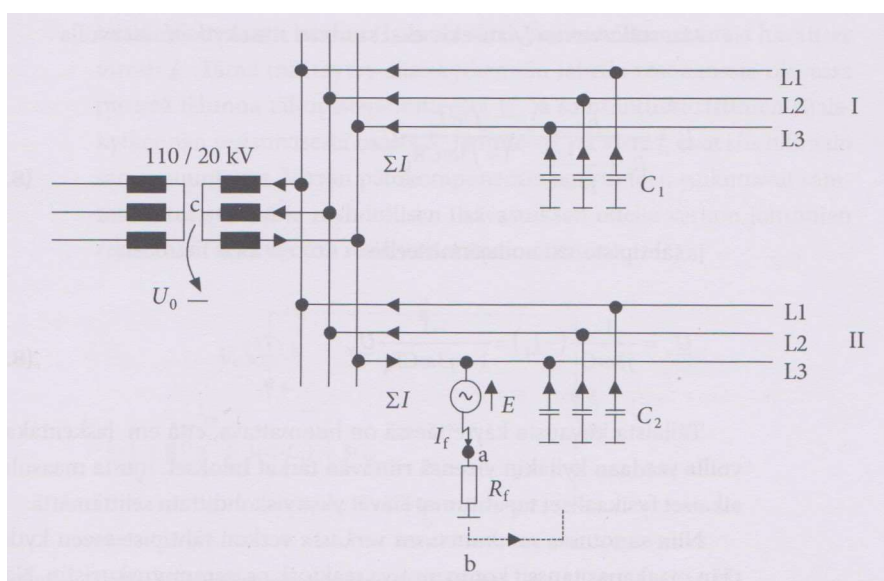
t_M = varmuusmarginaali.

Kokonaisporrassaikaan vaikuttavat siis kaikki yhtälön 3.1 komponentit. Soveltuvan porrassajan voidaan sanoa olevan peräkkäin olevien suojausportaiden toiminta-aikojen erotus. Kuvan 3.7 esittämän releiden porrassaikojen selektiivinen asettelu on mahdotonta, koska releitä on sarjassa liian monta.

3.2.2 Maasulkusuojaus

Maasulku on määritelty olevan ”käyttömaadoittamattoman virtajohtimen ja maan tai maahan johtavassa yhteydessä olevan osan välinen eristysvika”. (ABB, 8) Kun maasulku syntyy, aiheutuu vikavirtapiiri, joka johtaa vikaantuneen vaiheen maahan, mikä muodostaa maasulkuvirran. Maasulkuvirta on pääsääntöisesti suuruudeltaan maasta erotetussa verkossa noin 5-100 A, mutta suuruus riippuu kuitenkin päämuuntajan jälkeisen yhtenäisen verkon kokonaislaajuudesta sekä johtojen maakapasitansseista (Lakervi & Partanen, 2008).

Maasulun sattuessa verkon vaiheiden sekä tähtipisteen jännitteet kokevat muutoksen ja myös johtojen maakapasitanssien aiheuttamia vikavirtoja alkaa syntyä. Jännitteet kasvavat jopa pääjännitteen suuruiseksi ja nollajännite voi tulla jopa vaihejännitteen vertaiseksi riippuen vikaresistanssin suuruudesta. Kuvassa 3.8 on esitetty maasta erotetun järjestelmän yksivaiheinen maasulku.



Kuva 3.8. Maasta erotetun järjestelmän yksivaiheinen maasulku. (Lakervi & Partanen, 2008)

Maasulkuihin tulee kiinnittää huomioita, koska maasulun tapahtuessa maahan kulkeva maasulkuvirta voi aiheuttaa esimerkiksi hengenvaaran, tulipaloja tai ylijännitevaaran. KYSin verkon maasulkusuojauksesta ei ole saatavilla kattavasti tietoja. Verkko on kuitenkin maasta erotettu, joka on kaapeloidulle verkolle normaalia. Maasta erotetussa verkossa suora johtava yhteys maahan puuttuu. Sisäverkon maasulkusuojaus ei ole tällä hetkellä käytössä, joskin kahdessa liittymäkojeistossa olisi siihen tarvittavat suojareleet ja virtamuuntajat (Kolehmainen, 2021). Kuopion Energia on määritellyt sähköliittymien

rakentamisperiaatteissa maasulkusuojauksesta, että kohteessa ollessa maakaapeleilla toteutettua sisäistä KJ-verkkoa on niiden lähtöjen osalta maasulkusuojaus toteutettava laukaisevana suojauksena. Maasulkusuojauksen tulisi siis olla toiminnassa, jotta liittymäehdot pystyttäisiin täyttämään. Oletetaan releasetteluraportin pohjalta, että mahdollinen maasulkusuojaus olisi suuntaamaton. Suuntaamattoman maasulkusuojauksen toiminta perustetaan terveen lähdön tai lähtöjen kapasitanssien kautta palaavien maasulkuvirran mittaukseen (ABB, 8). Taustaverkon syöttämä maasulkuvirta tässä tapauksessa voidaan laskea yhtälön 3.2 mukaan.

$$\sum I_V = \frac{C_0 - C_{0j}}{C_0} * I_{ef} \quad (3.2)$$

missä,

C_{0j} = suojattavan johdon yhden vaiheen maakapasitanssi

C_0 = verkon yhden vaiheen maakapasitanssi

I_{ef} = vikaresistanssin vaikutuksesta pienentynyt maasulkuvirta. (ABB, 8)

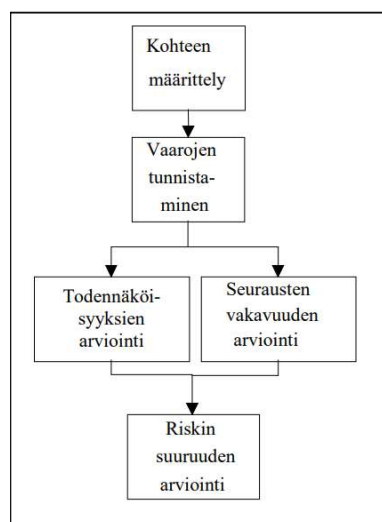
Toiminta siis perustetaan ainoastaan virran suuruuteen, jolloin suojattavan lähdön syöttämä maasulkuvirta on oltava pienempi kuin verkon muiden osien syöttämä maasulkuvirta. Suuntaamattoman maasulkusuojauksen käyttö on suositeltavaa ainoastaan kaapeliverkoissa, sillä suuriresistanssisien vikojen syntyminen on hyvin epätodennäköistä, koska avojohtoa ei ole, eivätkä esimerkiksi eläimet tai puut pääse kosketuksiin johtojen kanssa. Ts. suuriresistanssisia sulkuja ei pitäisi tapahtua ainakaan kaapeliväleillä. (ABB, 8)

Suuntaamattoman suojan virta-asettelussa asettelun tulisi olla isompi kuin verkon syöttämä suurin maasulkuvirta. Tämä aiheuttaisi suojauksen toiminnan ainoastaan kaksoismaasulussa ja maasulkuvirran oikosulkukomponentilla. Tämä auttaisi myös vian indikoinnissa. Tosin KE vaatii laukaisevan suojauksen. Suuntaamattoman maasulkusuojauksen selektiivisyyteen vaikuttavat nyt vahvasti kytkentätilanne sekä vikaresistanssin suuruus. KYSin verkko on verrattain lyhyt, joten resistanssin voidaan olettaa olevan kohtuullisen pieni. Kytkentätilanteita taas on lukuisia, jotka voivat sotkea selektiivisyyttä, mutta pääasiassa normaalitilanteesta ei poiketa kuin tarpeen vaatiessa. Verkon syöttämän maasulkuvirran $\sum I_V$ tulisi siis olla suurempi kuin aseteltujen arvojen. Taustaverkon kokonaismaasulkuvirran

laskeminen on kuitenkin haasteellista. Arvioidaan kuitenkin lähtötietojen perusteella, että taustaverkon vikatilanteessa tuottama maasulkuvirta on suurempi kuin asetellut arvot, jolloin suoja toimii. Oletus perustetaan siihen, että keskimäärin maakaapeli tuottaa maasulkuvirtaa noin 2,7-4 A/km (Lakervi & Partanen, 2008). Savilahden asema syöttää isoa osaa Kuopion itä- ja luoteisosia ja maasulkuvirtaan vaikuttavat oleellisesti päämuuntajan tai muuntajien syöttämän verkon kokonaispituus. KYSin verkossa voidaan arvioida olevan kaapelia vain noin 4 km verran (vapaasti mitattuna pohjista), jolloin pelkän sisäverkon kaapeleiden tuottama yhden vaiheen maasulkuvirta sisäverkossa olisi noin 15 A, joka on merkittävästi pienempi kuin Savilahden muun syöttämän alueen maasulkuvirta.

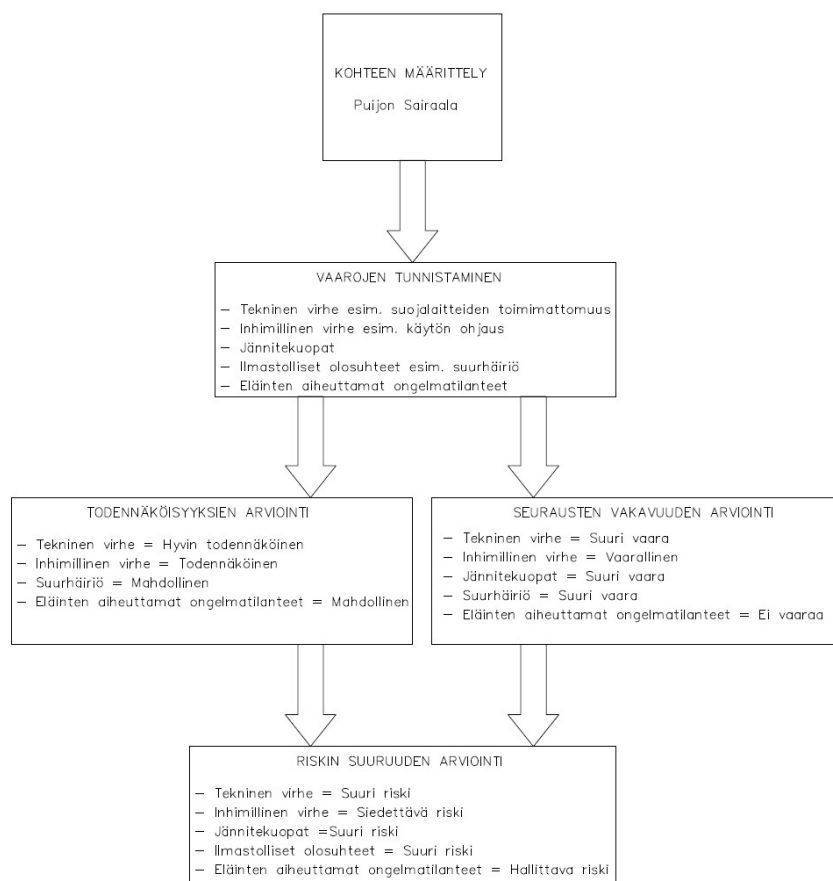
3.3 Riskianalyysi

Standardin SFS-IEC 60300-3-9 mukaan riskianalyysin voidaan ajatella olevan ”saatavilla olevan tiedon järjestelmällistä käyttämistä vaarojen tunnistamiseksi sekä ihmisiin tai väestöön, omaisuuteen tai ympäristöön kohdistuvan riskin suuruuden arvioimiseksi”. (Malmen & Wessberg, VTT) Tätä voidaan soveltaa myös osaltaan sähkönjakeluun. KYSin tapauksessa ihmisiin kohdistuvia riskejä on huomattavasti enemmän kuin vaikkapa tehdasympäristössä, sillä kaikki toiminta sairaalassa kohdistuu lopulta ihmisiin ja ihmishenkien pelastamiseen ja terveyden ylläpitoon. Myös esimerkiksi tehdasympäristössä ihmishenget voivat ovat vaarassa sähkönjakelun häiriöiden vuoksi, mutta paljon pienemmissä määrin ja riskit aiheutuvat yleensä vikaa korjaaville henkilöille. Wessberg ja Malmen ovat laatineet lohkokaavion riskianalyysin etenemisestä, joka on esitetty kuvassa 3.9.



Kuva 3.9. Riskianalyysin lohkokaavio. (Malmen & Wessberg, VTT)

KYSin verkon riskianalyysia on havainnollistettu kaaviossa 3.10. Riskianalyysissä on noudatettu Malmen ja Wessbergin lohkokaavioajatusta.



Kuva 3.10 Analyysi Puijon sairaalan riskeistä sähkönjakeluun liittyen.

Kaikkia riskejä on mahdotonta poistaa, mutta niihin voidaan vaikuttaa. Riskianalyysissä hyvin todennäköisesti esiintyvänä riskinä on pidetty KYSin verkon suojausten toimimattomuutta virhetilanteessa, jos tarkastellaan puhtaasti teknisiä virheitä eikä inhimillisiä, jotka ovat syynä suureen osaan virheistä kaikissa mahdollisissa ympäristöissä. Päivi Lindroos kertoo pro gradussaan, että 70 % tietyistä huipputeknologia-alan epäonnistumisista, esimerkiksi suurista lentokoneonnettomuuksista voidaan selittää inhimillisellä tekijällä ja yritystoiminnan konkurseista jopa 85 %. (Lindroos, 2009) Inhimillisen virheen voidaan siis ajatella olevan joissain tilanteissa kohtalokkaampi kuin teknisen. Myös inhimillisen virheen todennäköisyyttä on arvioitu hyvin todennäköiseksi, koska se on hyvin ennalta arvaamaton, eikä siihen voida vaikuttaa etukäteen muuten kuin ihmisten perehdyttämisellä ja muulla johtamisella.

Teknisen virheen voidaan mieltää olevan sellainen, että inhimillinen toiminta ei siihen suorasti vaikuta. Tällainen voidaan mieltää olevan esim. KYSin relesuojaus. Riskinä verkon toiminnalle voidaan nähdä myös eläimet, joiden aiheuttamat ongelmat eivät kuitenkaan ole kovin todennäköisiä, mutta hyvinkin mahdollisia.

KYSin riskianalyyssissä todennäköisimmäksi ja suurinta vaaraa aiheuttavaksi riskiksi on nostettu juuri suojausten toimimattomuus. Tullessaan aktiiviseksi tämä vikakomponentti aiheuttaa jakelun keskeytymisen osaan verkkoa ainakin hetkellisesti. Vaikutusalue riippuu siitä, mikä johtolähtö sattuu laukeamaan vian seurauksena ja vian kesto siitä, milloin varavoima lähtee käyntiin ja kytkeytyy verkkoon.

Hyvin todennäköisenä on pidetty myös jännitekuoppien aiheuttamia ongelmia, koska niitä tapahtuu satunnaisesti eikä niitä voida koskaan täysin poistaa. Tosin jännitekuoppien esiintymisestä KE:n verkossa ei ole tilastointia, mutta ne ovat silti mahdollisia.

Ei todennäköisinä vikoina on pidetty sähköjakelun keskeytymistä kokonaan ja vikatilannetta KE:sta johtuen. Nämäkin ovat mahdollisia, mutta ottaen huomioon jakeluverkkoyhtiön kokemuksen verkon hallinnasta ja ylläpidosta sekä historian, riskiä ei voida pitää niin todennäköisenä verrattuna muihin edellä mainittuihin.

Riskien suuruutta arvioidessa on oletettu, että suurin mahdollinen menetys on ihmishenki sähköjakelun keskeytymisen johdosta. Muita mahdollisia seuraamuksia ovat muut henkilövahingot ja laiterikot, mutta laiterikkojen arvostus on pienempää kuin henkilövahinkojen. Henkilövahinkojen arvostusta on vaikea mitata rahassa, toisin kuin laiterikkojen tms. rikkojen.

Riskejä arvioitaessa on syytä ottaa huomioon myös suurhäiriön riski, joka on aina olemassa, eikä sen syntymiseen voida vaikuttaa. Sähköhuollon suurhäiriön määrittelyä voidaan kuvata seuraavanlaisesti: ”Suurhäiriö on pitkäkestoinen ja/tai laaja sähkökatko, jonka vuoksi pelastuslaitoksen ja yhden tai useamman muun julkisen toimijan tulee ryhtyä jakeluverkonhaltijan lisäksi toimenpiteisiin vähentääkseen häiriöstä aiheutuvia vakavia henkilö- ja omaisuusvahinkoja.” (VTT & TTY)

Suurhäiriön vaikutukset voivat siinä mielessä olla kohtalokkaammat kuin muut, että jakelu voi olla keskeytynyt huomattavankin pitkiä aikoja, jolloin joudutaan turvaamaan pelkkään varavoimaan. Jos varavoiman huollot (esim. tankkaukset) viivästyvät, pysyvä pitkä keskeytys on mahdollinen.

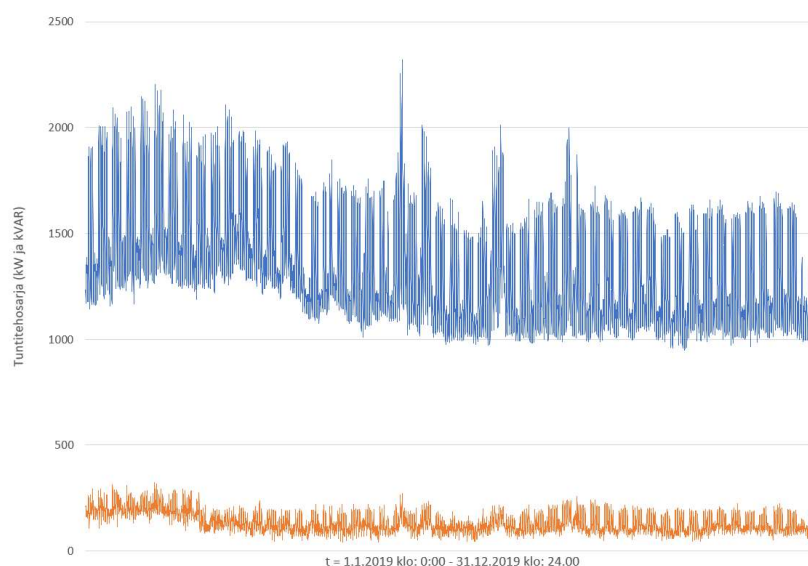
3.4 Kustannus- ja luotettavuustarkastelut nykyiselle verkolle

Verkon kehittämistarpeiden selvittämisen vuoksi joudutaan nykyiselle verkolle tekemään kustannus- ja luotettavuuslaskentaa. Alaluvuissa käsitellään, mitä KYSin sähkönkulutus kustantaa normaalin vuoden ajalta, kuinka luotettavaa verkon toiminta on nykyisellään ja mitkä ovat verkon keskeytyskustannukset.

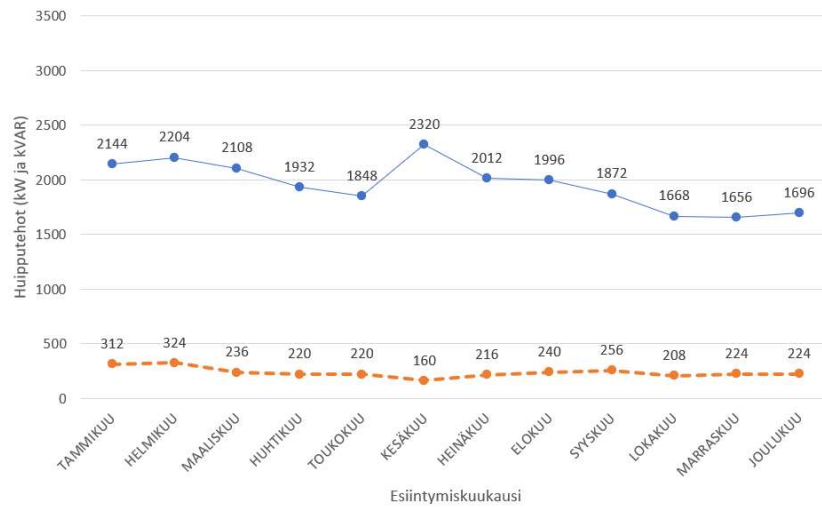
3.4.1 Kustannus- ja häviötarkastelut sähkön käytön osalta nykytilanteessa

Käsitellään ensiksi Puijon kampusalueen sähkönkäytöstä vuosittain aiheutuvat kulut. Kuluja tarkastellaan koko vuoden 2019 käyttäjältä. KE:lta on saatu tuntitehosarjat ja koonti kulutuksista vuoden 2019 osalta.

Huipputeho KYSin ainoassa 10 kV-liittymässä tarkastelujaksolla on ilmennyt 7.6.2019 klo 13.00 ja se on ollut 2320 kW. Loistehohuippu taas on ilmennyt ajanhetkellä 4.2.2019 klo 08.00 ja suuruus on ollut 324 kVAR. Kulutuksia on havainnollistettu kuvissa 3.11, jossa on esitetty liittymän tuntitehosarja aikaväliltä 1.1.2019–31.12.2019 ja 3.12, jossa taas on esitetty liittymän huipputehot kuukausittain vuoden 2019 ajalta.



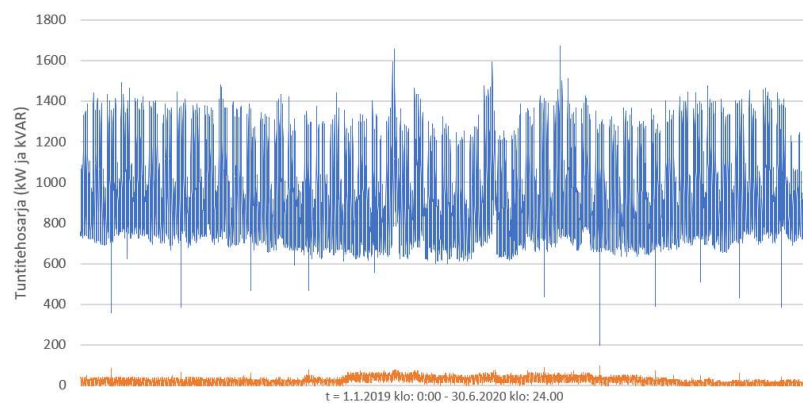
Kuva 3.11. 10 kV-liittymän tuntitehosarja vuoden 2019 osalta.



Kuva 3.12. 10 kV-Liittymän huipputehot vuoden 2019 osalta.

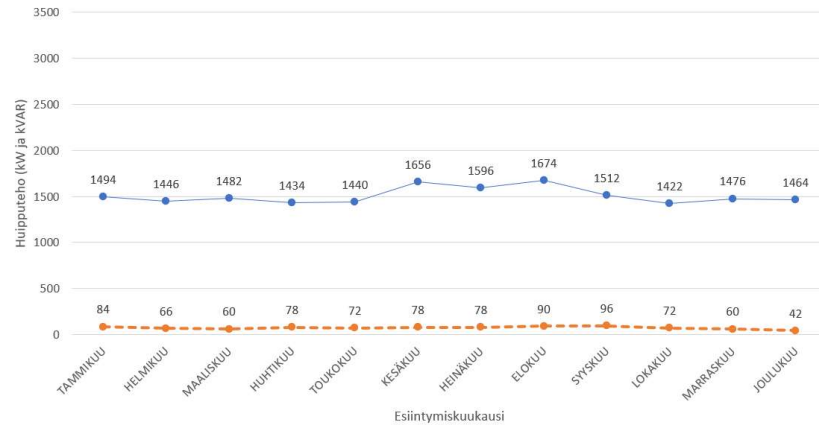
Kuvista 3.11 ja 3.12 voidaan huomata, että pätötehopiikki on sattunut kesäkuulle, vaikka yleisesti suurissa kiinteistöissä ja kiinteistökomplekseissa se esiintyy talven pakkaskuukausina, kun lämmityksen tarve on suurimmillaan. KYSin tapauksessa tehopiikki aiheutuu kuitenkin jäähdytyksestä. Kesäkuu on normaalisti KYSin kiireisintä aikaa ja heinäkuu lomakuukausi, joten ruuhkahuippu hoidoissa selittää osaltaan myös sähkönkäytön suuruutta.

Rakennuksen 2. KJ-kojeistoon liittyvän 20 kV-liittymän huipputeho on ilmentynyt 29.8.2019 klo 13.00 ja suuruudeltaan se on ollut 1674 kW. Loistehohuippu 96 kVAR on ajoittunut hetkelle 18.9.2019 klo 10.00. Tuntitehosarjat kyseiselle liittymälle on esitettyä kuvassa 3.13.



Kuva 3.13. Rakennukseen 2. liittyvän 20 kV-liittymän tuntitehosarja vuoden 2019 osalta.

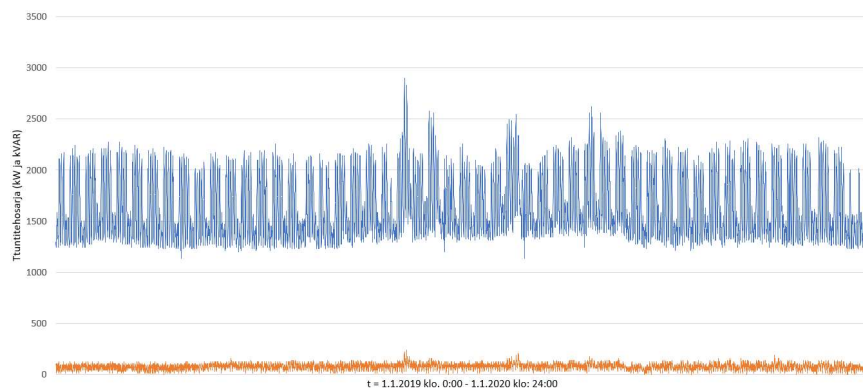
Liittymän huipputehot vuoden 2019 ajalta taas ovat esitettyinä kuvassa 3.14.



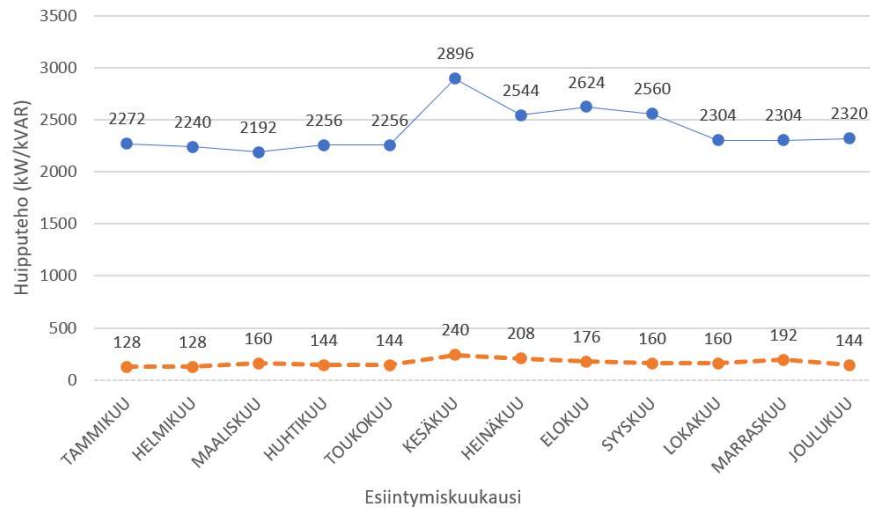
Kuva 3.14. RAK. 2.:een liittyvän 20 kV-Liittymän huipputehot vuoden 2019 osalta.

Rakennus 2.:een liittyvän liittymän tehosarjasta tai huipputehokaaviosta ei ole huomattavissa samankaltaista piikkiä kesäkuun aikana kuin 10 kV-liittymältä. Kuitenkin pientä tehonkasvua on havaittavissa.

Rakennukseen 11. liittyvä 20 kV-liittymä on saavuttanut pätötehuippunsa 6.6.2019 klo 13.00, jolloin tehoa on käytetty 2896 kW. Loistehohuippu on saavutettu 7.6.2019 klo 13.00, jolloin sen määrä on ollut 240 kVAR. Tuntitehosarja on esitetty kuvassa 3.15 ja huipputehokaavio kuvassa 3.16.



Kuva 3.15. Rak 11.:een liittyvän 20 kV-liittymän tuntitehosarja vuoden 2019 osalta.



Kuva 3.16. Rak 11.:een liittyvän 20 kV-Liittymän huipputehot vuoden 2019 osalta.

Toisen 20 kV-liittymän kaavioista jäädytyksen tehuippu on jälleen selkeästi havaittavissa. Tarkastellaan KE:n keskijännitteen tehonsiirtohinnaa KYSin näkökulmasta. Taulukossa 3.1 on esitetty KE:n tehonsiirtohinna keskijännitteelle vuoden 2019 osalta. Vaikka tehonsiirtohinna lukee, että se on voimassa vain 1.7.2019 asti, KE käyttää hinnaansa vielä ainakin vuoden 2020 aikana. Lisäksi KE:lta on saatu koonti KYSin sähkökäytöstä vuoden 2019 osalta, mutta sitä ei voida julkaista.

Taulukko 3.1. Kuopion Energian keskijännitetehtonsiirtohinna 1.1.2019 – 1.7.2019.
(Repeti,2020)

Kuopion Sähköverkko Oy:n sähkönsiirtohinna 1.1.2019 / 1.7.2019 sis. alv 24 %

Yleissiirto	Vanha hinta	1.7.2019	
Perusmaksu	5,60	6,50	€/kk
Energiamaksu	3,35	3,41	snt/kWh
Aikasiirto			
Perusmaksu	13,10	13,10	€/kk
Tehomaksu	0,81	1,00	€/kW, kk
Energiamaksu päivä (klo 7-22)	2,60	2,42	snt/kWh
Energiamaksu yö (klo 22-7)	1,44	1,44	snt/kWh
Pienjännitetehtosiirto			
Perusmaksu	39,00	39,00	€/kk
Tehomaksu	3,29	3,76	€/kW, kk
Loistehomaksu	2,92	2,92	€/kvar, kk
Energiamaksu päivä (klo 7-22)	1,93	1,93	snt/kWh
Energiamaksu yö (klo 22-7)	1,30	1,30	snt/kWh
Keskijännitetehtosiirto			
Perusmaksu	183,00	183,00	€/kk
Tehomaksu	2,67	3,10	€/kW, kk
Loistehomaksu	2,92	2,92	€/kvar, kk
Energiamaksu päivä (klo 7-22)	1,40	1,40	snt/kWh
Energiamaksu yö (klo 22-7)	1,01	1,01	snt/kWh
Vuosisähkönsiirto (vain erityiskohteisiin, hintaan sisältyy energiavero 1 lk)			
Kiinteä maksu	3,82	4,01	€/40W, kk
Sähkövero			
Luokka 1	2,7937	2,7937	snt/kWh
Luokka 2	0,8717	0,8717	snt/kWh

KYSin kolme keskijänniteliittymää ovat aiheuttaneet kustannuksia vuonna 2019 seuraavanlaisesti. Perusmaksujen muodossa kolme keskijänniteliittymää aiheuttaa n. 5 k€ (alv 24 %) suuruisen kustannuserän. Tähän kuluerään voitaisiin suoraan vaikuttaa liittymien supistamisella yhteen tai kahteen, joita tarkastellaan myöhemmin. Kuitenkin mahdollinen säästö on kovin pieni kokonaisuutta ajatellen. Tehomaksuja tarkasteltaessa kulurakenne on erilainen. Vuoden 2019 koontia tarkasteltaessa huomataan, että liittymistä on kertynyt tehomaksuja yhteensä 193,95 k€/a. Loistehomaksuilta on välttytty, koska määrä alittaa ns. 20 % säännön. (Kuopion Energia, 2020) Tehomaksut koostuvat siis kahdesta komponentista päto- ja loistehomaksusta. Jakeluverkkoyhtiö määrittelee tehomaksujensa suuruuden, joka yleensä laskutetaan kuukauden suurimman huipputehon mukaan. Tätä trendiä on pyritty tuomaan myös pienjännitetehonsiirtoon. (Yle, 2017)

Nykytilanteen tehohäviöitä on voitu selvittää KE:lta saatujen tuntitehosarjojen kautta. Kun syöttävän kaapelin pituus ja laji tunnetaan, voidaan kuormitushäviöt arvottaa yhtälöllä 3.3.

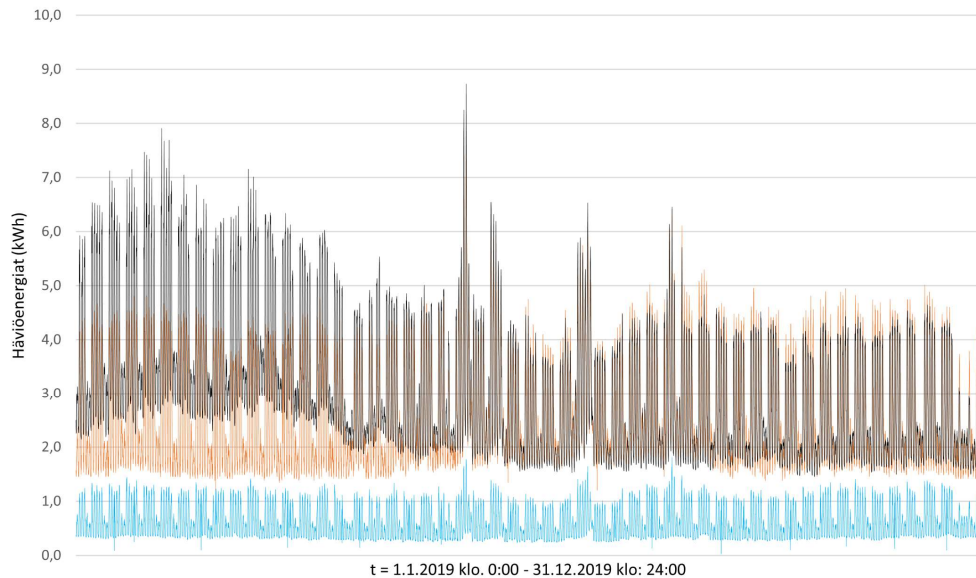
$$P_h = 3 * I^2 * R \quad (3.3)$$

missä,

I = kuormitusvirta

R = Kaapelin / johdon vaihtovirtaresistanssi Ω/km .

Kuvassa 3.17. on esitetty vuonna 2019 liittymistä aiheutuneiden häviöenergioiden yhdistetty graafinen esitys.



Kuva 3.17. Liittymien yhdistetty häviöenergian kaavioesitys.

Taulukossa 3.2. on esitetty kuvan 3.17 data numeerisessa muodossa.

Taulukko 3.2. Liittymäkohtaiset häviöenergiat vuonna 2019.

Liittymä	Häviöenergia (kWh)	Prosentuaalinen jakauma
RAK 2.	5170	10 %
RAK 11	22642	42 %
RAK 1A	26151	48 %
Summa	53963	100 %

KYSin liittymien energiamaksut olivat vuonna 2019 n. 1,1 M€. Energiamaksu muodostuu puhtaasti kulutetun energian mukaan mutta on riippuvainen siitä, milloin energiaa on kulutettu. KE:n hinnastosta voidaan lukea päivä- ja yösähkön maksujen suuruus ja eroavaisuudet. Yhteensä sähkönkäytöstä aiheutui vuonna 2019 n. 1,32 M€:n suuruinen menoerä, kun siinä ei huomioida kuluja investoinneista, kuormitus- tai tyhjäkäyntihäviöistä tai keskeytyskustannuksista. Pelkästä häviöenergiasta aiheutuneet kulut olivat laskennallisesti n. 650 €.

3.4.2 Verkon luotettavuus- ja keskeytyskustannustarkastelu

Verkon onnistunut luotettavuustarkastelu antaa työkalut verkon oikeansuuntaiseen kehittämiseen. Partanen & Lakervi kertovat kirjassaan ”Sähkönjakelutekniikka” luotettavuuslaskennasta seuraavaa: ”Verkkosuunnittelussa tulee voida mitata rahassa paitsi rakentamis- ja häviökustannukset, myös keskeytyskustannukset”.

KYSin verkon luotettavuustarkastelu eroaa ns. normaalista verkosta jonkin verran. Verkko kulkee suuren osan pituudestaan rakennuskompleksin sisällä ja ainoastaan liittymäkaapelit kulkevat ulkona ja nekin maassa. Verkko operoi kahdella eri jänniteportaalla ja lisäksi verkon rakenne on hieman erilainen kummankin portaan osalta (renkas vs. osittainen renkas). Huomioon otettavia asioita on paljon, mikä tekee verkon luotettavuusanalyysistä normaalia haastavamman, eikä tilastotiedon puute helpota asiaa. Yleisesti sähköjakeluverkon luotettavuuslaskennassa käytettävät perusyhtälöt ovat Lakervi & Partasen mukaan seuraavanlaiset:

$$\text{Keskeytystaajuus: } f_j = \sum_{i \in I} f_i \quad (3.4)$$

$$\text{Vuotuinen keskeytysaika: } U_j = \sum_{i \in I} f_i * t_{ij} \quad (3.5)$$

$$\text{Keskeytyksien keskipituus: } t_j = \frac{U_j}{f_j} \quad (3.6)$$

$$\text{Toimittamatta jääneen energian hinta } E_j = f_j * t_j * \Delta P_j \quad (3.7)$$

$$\text{Keskeytyskustannukset: } K_j = \sum_{i \in I} f_i [a_j + b_j(t_{ij})t_{ij}] \Delta P_j \quad (3.8)$$

joissa,

f = vikataajuus

t = vian aiheuttama keskeytysaika

ΔP = keskimääräinen keskeytysteho

a = keskeytystehon haitta-arvo

b = keskeytysenergian haitta-arvo

j = sähkökäyttäjä

i = verkkokomponentti.

Yhtälöillä voidaan määritellä kaikkien sähkökäyttäjien käyttövarmuutta kuvaavat tunnusluvut. (Lakervi & Partanen, 2008) KYSin verkossa tarkastellaan vain yhtä

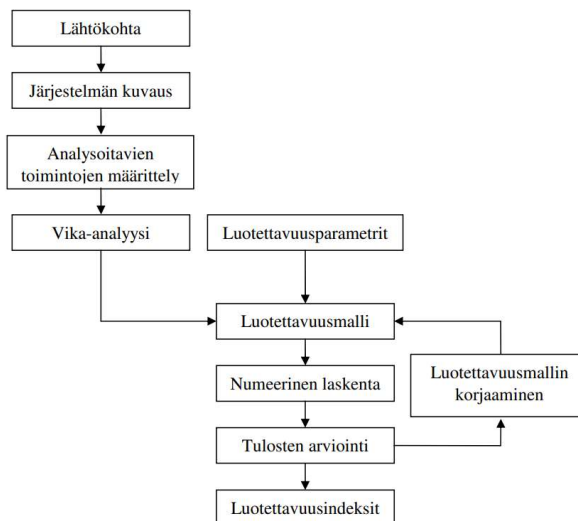
sähkökäyttäjää, kun perusyhtälöillä lasketaan normaalisti useamman käyttäjän verkkoa. Maailmalla tunnetumpia käsitteitä luotettavuuden analysoimiselle asiakaskeskeisesti ovat Kanadassa kehitetyt ja IEEE 1366 -standardoidut SAIFI, SAIDI ja CAIDI, joita voidaan arvottaa yhtälöiden 3.9., 3.10. ja 3.11. mukaisesti.

$$SAIFI = \frac{\text{asiakkaiden kokemien keskeytyksien kokonaismäärä}}{\text{kokonaismäärä}} \quad (3.9)$$

$$SAIDI = \frac{\text{asiakkaiden kokonaiskeskeytysaika}}{\text{kokonaismäärä}} \quad (3.10)$$

$$CAIDI = \frac{\text{asiakkaiden kokonaiskeskeytysaika}}{\text{asiakkaiden kokonaiskeskeytysmäärä}} \quad (3.11)$$

Luotettavuusanalyysia voidaan ajatella myös lohkokaaavion muodossa kuvan 3.18 mukaan, jossa on esitetty analyttinen luotettavuusanalyysi.



Kuva 3.18 Luotettavuusanalyysin lohkokaavio. (Rämä, 2008)

Lähtökohta on, että rajataan ja määritellään tarkasteltava kohde, joka tässä tapauksessa on KYSin koko sisäverkko. Kuitenkin laskentaa toteutetaan vain 20 kV:n osalta, koska minkäänlaisia lähtötietoja ei 10 kV:n portaalta ole. Rajausta joudutaan tekemään parannettavien ominaisuuksien osalta. KYSin tapauksessa parannettavat asiat ovat jo monesti mainitut verkon suojalaitteiden selektiivisyys ja komponenttien ikääntyminen. Nämä kaikki yhdessä joko parantavat tai heikentävät jakelun luotettavuutta. Tarkkaa, varmasti paikkaansa pitävää matemaattista mallia luotettavuudelle ei kyetä luomaan, mutta

silti asiaa voidaan käsitellä oletuksien kautta. KE:lta on saatu KYSin johtolähdöillä sattuneista vikatilanteista koonti vuosien 2006–2020 osalta. Vikatilastointi on esitetty taulukossa 3.3.

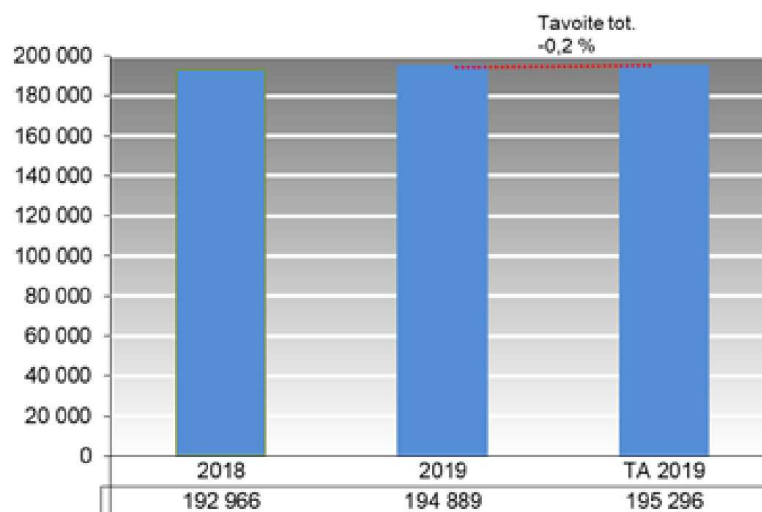
Taulukko 3.3 KE:n tilastoima vikahistoria asiakkaan PSSHP johtolähdöille vuosina 2006–2020.

Keskeytysryhmä	Kesto [min]	Asema	Aiheuttaja
Pysyvät SJ-viat	3,45	-	Ulkopuolisten toiminnasta aiheutuneet
Pysyvät SJ-viat	2,56	1	Ulkopuolisten toiminnasta aiheutuneet
Pysyvät SJ-viat	7,2	-	Ulkopuolisten toiminnasta aiheutuneet

KE:n vikatilastossa ei luultavasti näy kuin suurimmat yksittäiset vikatilanteet, jotka ovat aiheuttaneet johtolähtöjen katkaisijoiden irtikytkennän, joten KYSin sisäisessä verkossa tapahtuvia vikoja, jotka eivät koko johtolähtöä laukaise, se ei ole pystynyt tilastoimaan.

Koontia KJ-verkon häiriötilanteista ei ole olemassa, eikä niitä kerätä. Verkolle ei ole myöskään saatavilla todellisia laskentatilastoja. Verkon luotettavuutta ja keskeytyskustannuksia on silti kyettävä arvottamaan jollain lailla ja lopputulemana keskeytyksiä on päädytty arvottamaan sairaalan toimintojen keskeytyksien kautta ja vaihtoehtoisesti oletuksien kautta. Verkon keskeytyskustannuslaskennassa on oletettu, että x-määräinen sähkökatkos KJ-verkossa aiheuttaa x-mittaisen katkoksen sairaalan toiminnoissa, josta on voitu laskea haitta-arvo toimintojen keskeytymiselle. Haitta-arvo on arvoitettu niin, että toimintojen keskeytys aiheuttaa sairaalan toimintojen täydellisen keskeytymisen ja henkilöstö on tällöin toimettomana sähkökatkon ajan. PSSHP:n vuoden 2019 henkilöstökertomuksesta on saatu KYSin kokonaispalkkamenot kyseisen vuoden osalta ja tätä on käytetty niin, että palkkauskulut on jaettu vuoden tuntien määrällä, josta on voitu arvioida haitta-arvo tunnin mittaiselle katkokseksi.

Tarkastellaan PSSHP:n työvoimakustannuksia vuoden 2019 osalta. Kuvassa 3.19. on esitetty henkilöstökertomuksessa esitetyt palkkamenot.



Kuva 3.19. Palkkamenot (1000 €) 2019. (PSSHP, 2019)

Palkkausmenot olivat siis vuonna 2019 välittömien menojen osalta n. 195 M€, kun ei huomioida sivukuluja. Tämä tarkoittaa, että tunnin mittainen sähkökatkos vastaisi esiintyessään aina n. 22 k€ suuruista haittaa.

Erityisesti sairaalassa toimitusvarmuus on suuressa roolissa, koska katkokset voivat aiheuttaa hengenvaaran. Toimitusvarmuutta voidaan kuvata verkkoyhtiöiden suunnittelukriteereinä, joiden avulla verkkoyhtiöt pystyvät antamaan tietynlaisia asiakaslupauksia. (TTY & LUT, 2010) KYSin tapauksessa toimitusvarmuus kuvaa kuitenkin paremminkin sitä, kuinka varmasti sairaala pystyy operoimaan kaikkina ajanhetkinä. Toki ihannetilanne kaikissa sähköverkoissa olisi, että keskeytyksiä ei ilmenisi koskaan. TTY:n ja LUTin toteuttamassa toimitusvarmuuskriteeristö tutkimuksessa keskeisinä tutkimustuloksina olivat toimitusvarmuuskriteeristön tavoitetasojen luonti kolmelle eri käyttöympäristölle. Tutkimuksen tuloksia on havainnollistettu taulukossa 3.4.

Taulukko 3.4. Ehdotetut toimitusvarmuuden tavoitetasot erilaisissa ympäristöissä. (Muokattu lähteestä TTY JA LUT, 2010)

Toimitusvarmuuden tavoitetaso cityssä	
Kokonaiskeskeytysaika:	Enintään 1 tunti vuodessa
Lyhyiden keskeytysten (<3 min) määrä:	Ei lyhyitä katkoja
Toimitusvarmuuden tavoitetaso taajamissa	
Kokonaiskeskeytysaika:	Enintään 3 tuntia vuodessa
Lyhyiden keskeytysten (<3 min) määrä:	Enintään 10 kpl vuodessa
Toimitusvarmuuden tavoitetaso maaseudulla	
Kokonaiskeskeytysaika:	Enintään 6 tuntia vuodessa
Lyhyiden keskeytysten (<3 min) määrä:	Enintään 60 kpl vuodessa

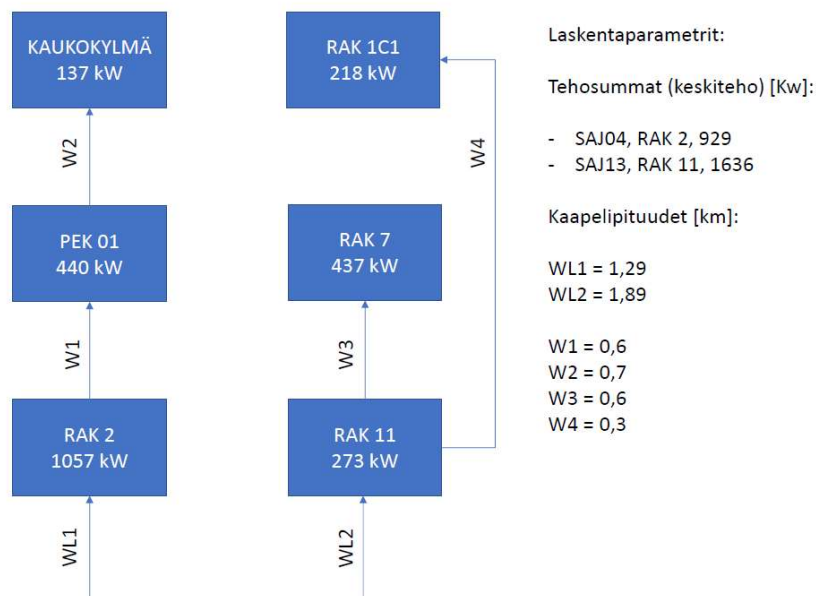
KYS sijaitsee ns. city-alueella, jolloin toimitusvarmuuden tason tulisi tutkimusta sivuten vähintäänkin olla taulukon 3.4 city-alueen esittämän tavoitetason kaltainen. Sairaalassa toimitusvarmuudelle tulisi kumminkin olla vieläkin tiukemmat kriteerit jo em. syistä. Mikään laki tai standardi ei kuitenkaan määrittele tarkkoja vaatimuksia sairaalan sähköverkon toimitusvarmuudelle, joten KYSin tai minkä tahansa sairaalan sähköverkolle on ongelmallista määritellä toimitusvarmuuden tavoitetasoa. Selvää kuitenkin on, että sen tulisi olla mahdollisimman korkea.

Toimitusvarmuutta ja keskeytyksiä nykyisessä verkossa voidaan analysoida matemaattisesti niin, että laskentaan tarvittavat komponentit oletetaan. Oletuksia joudutaan tekemään vikataajuuksien sekä kytkentä- ja korjausaikojen suhteen. Myöskään kaapeleiden kokonaispituuksista ei ole tarkkaa tietoa, mutta ne pystytään mittaamaan suurpiirteisesti pohjapiirustuksista. Kaapeleiden vikataajuudeksi voidaan olettaa n. 1 kpl / 100 km vuodessa. Oletus perustetaan siihen, että verkon sijaintialueella tehdään vuosittain kaivuutöitä, jotka ovat omiaan aiheuttamaan vikoja kaapeleihin ja sitä kautta koko järjestelmään. Normaalisti kaapeleiden vikataajuus on noin 20 %:sta 50 %:iin pienempi kuin ilmajohtoverkossa. (Karttunen, 2020)

Kytchentäaika kuvastaa aikaa, joka menee vikaantuneen johto-osan erotukseen ja verkon kytkentätilanteen muuttamiseen niin, että mahdollisimman usealle johtolähdön asiakkaalle

saataisiin palautettua sähkö. Tässä tapauksessa kytkentäaika kuvastaa sitä aikaa, joka menee, jotta sairaalan normaalikytkentätilanne palautetaan toimivaksi viankorjauksen jälkeen. Korjausaika taas kuvastaa normaalisti sitä aikaa, joka menee vian korjaukseen ja siihen, että verkko on valmis kytkettäväksi. Kytkentäajaksi on arvioitu yksi tunti.

Viankorjausajat kaapeliverkoissa ovat hyvinkin paljon pidempiä kuin ilmajohtoverkoissa, koska vian paikallistaminen on hitaampaa. Tosin KYSin verkko on verrattain lyhyt ja helposti luokse päästävissä, joten viankorjausaika on arvioitu kolmeen tuntiin, joka on hyvinkin keskimääräinen arvio, jos sitä verrataan muihin tutkimuksiin. Edellä mainituilla komponenteilla voidaan laskea verkon vikaantumiselle todennäköisyyksiä. Komponentit ovat esitettyinä liitteessä II, johon myös laskenta on sisällytetty. Kuvataan 20 kV:n porrasta sen ns. solmupisteiden ja johtolähtöjen kautta. Rakennetta ja solmupisteitä on havainnollistettu kuvassa 3.20.



Kuva 3.20 20 kV:n verkon normaali sähkönreititys, liittymien kytkentäpisteet, johtolähtöjen arvioituiden pituudet sekä solmupisteiden keskitehot.

Kuvasta voidaan lukea sisäverkon normaalikytkentätilanteen mukainen sähkönreititys. Luotettavuuslaskennassa käydään läpi 20 kV:n portaan normaalikytkentätilanne, koska se on se, jolla KYS normaalisti operoi ja muut kytkentätilanteet ovat pitkien keskeytyksien varalta suunniteltuja. Jokainen kuvan ”laatikko” kuvastaa yhtä 20 kV:n jännitteellä

operoivaa KJ-kojeistoa. KE:n tuntitehosarjoista on saatu selvitettyä keskimääräiset solmupisteiden läpi kulkevat keskitehot, joita voidaan käyttää laskennassa. Lausekkeet saavat muodon $vikataajuus * teho * KAH-arvo = tulos$. Laskentaa on siis yksinkertaistettu ja verkkoa on käsitelty kahden eri johtolähdön kautta. Taulukossa 3.5 on esitetty laskennan tuloksia.

Taulukko 3.5 Verkon vuotuiset keskeytysajat ja pysyvien vikojen kustannukset.

Kojeisto	Keskeytysaika h/a	Kustannukset €/a
RAK2	0,052	1693
RAK11	0,076	639
PEK01	0,076	1031
RAK7	0,149	1349
KAUKOKYLMÄ	0,104	439
RAK 1C1	0,088	591
Summa kustannuksista		5741

Taulukon keskeytyskustannuksia ei ole arvoitettu aiemmin esitetyn summan tunnin mittaisen katkoksen aiheuttaman haitta-arvon mukaan, vaan laskennassa on käytetty KTM:n määrittelemiä ”palvelun” KAH-arvoja, jotka kuvaavat tilannetta paremmin tämänkaltaisessa laskennassa. Jos käytettäisiin haitanarvostusta, joka oli n. 22 k€/h, laskennassa saaduilla keskeytysajoilla päästäisiin noin 12 k€:n kustannukseen vuosittain, joka ei oletettavasti ole lähellä totuutta. Koostettuna KYSin verkko olisi laskennan oletuksien mukaan toimintakuntoinen keskimäärin 99,99 % vuodesta, mikä ei kuvasta todellista tilannetta kovinkaan hyvin. Laskennan komponenttien oletukset määräävät tässä tapauksessa lopputuloksen kokonaisuudessaan, eikä todellista tilannetta pystytä aukottomasti kuvaamaan. Oletus on, että sisäverkon keskeytysajat ja -kustannukset ovat korkeammat kuin mitä laskenta antaa ymmärtää.

4 SISÄVERKON MAHDOLLISET KEHITTÄMISVAIHTOEHDOT

KYSin keskijänniteverkon kehittämismahdollisuuksia on syytä tarkastella ns. pienimmän haitan kannalta halvimmasta toteutusvaihtoehdosta kalleimpaan. Vaikkakin uuden sähköaseman rakentaminen KYSille on todennäköistä ja sisäverkon suurimuotoiseen muokkaukseen varaudutaan, tuo tarkastelu silti lisäarvoa tutkimukselle. Sähköaseman rakentaminen ei ole ainoa vaihtoehto, jolla aiemmin esitettyjä ongelmia voitaisiin poistaa tai vähentää. Kehitysvaihtoehtoja mietittäessä lähdetäänkin liikkeelle siitä, että jo pelkillä komponenttimuutoksilla voidaan saada haluttu vaikutus verkon toimintaan. Verkon ongelmakohtia on havainnollistettu laajasti jo aikaisemmin. Suurimmat niistä liittyvät suojalaitteiden selektiivisyyteen mutta myös komponenttien ikääntymiseen ja eroaviin jännitetasoihin.

KYSillä on siis tällä hetkellä olemassa kolme erillistä keskijänniteliittymää kahdella eri jännitetasolla. Intressinä on hankkiutua eroon eroavista jännitetasoista. Etuina saman jännitetason saavuttamiseen kaikille KJ-kojeistoille on, että liittymiä ei välttämättä tarvita kuin 1+1: normaali syöttö ja mahdollinen varayhteys. Varayhteys on pakollinen, koska sairaalan toimintaympäristö on kriittinen, eivätkä sen toiminnot siedä sähkönsyötön katkoksia kuin hetkellisesti. KYSillä on kuitenkin käytössään sähkökatkojen varalta dieselkäyttöinen varavoimajärjestelmä (DRUPS), joka kykenee ylläpitämään tärkeät elintärkeät toiminnot 24 h ajan ilman tankkauksia (Säisä 2. 2020).

Myös KYSille, niin kuin muillekin sähkönkäyttäjille tärkeää on sähkön toimitusvarmuuden ja laadun ohella sen hinta. Sähkön laatuun kuluttaja ei voi vaikuttaa, mutta KYSin tapauksessa kuluttaja voi vaikuttaa jännitekuoppien näkymiseen oman verkkonsa puolella, mikä on osa sähkön laatutekijöitä. KYS voi vaikuttaa myös verkkonsa toimintavarmuuteen suurelta osin, koska sairaalalla on kaikki mahdollisuudet ja voimavarat muokata verkosta tarpeisiinsa sopiva. KYSin kokoiselle sähkönkuluttajalle liittymien ylläpidosta aiheutuvat maksut ovat suuri kuluerä operatiivisiin kustannuksiin. Alaluvuissa käsitelläänkin mahdolliset eri vaihtoehdot KYSin sisäverkon ongelmien parantamiseksi ja kustannuksien minimoimiseksi.

Sisäverkon kehitystä tulee tarkastella paitsi kustannusten ja toimivuuden, myös erityisesti turvallisuuden kannalta. Sisäverkon kehitysvaihtoehdot ovat laadittu pienimmän haitan periaatteen mukaan halvimmasta kalleimpaan suuntaan toteuttavaksi. Ensimmäisessä vaihtoehdossa käsitellään pienimpiä mahdollisia muutosvaihtoehtoja, joilla verkosta saataisiin kriteerit täyttävä kokonaisuus. Taulukossa 4.1 on esitetty erilaisia vaihtoehtoja keskijänniteverkon toimintavarmuuden parantamiseksi.

Taulukko 4.1 Erilaisia kehittämistekniikoita ja niiden vaikutuksia vikojen määriin ja keston.
(Sähkönjakelutekniikka -kurssi, Partanen 2020)

Eri kehittämistekniikoita ja tekniikoiden vaikutuksia vikojen määriin ja kestoihin (↗↗ tilanne paranee merkittävästi, ↗ paranee hieman, - vähäinen tai ei vaikutusta).

	Pysyvien vikojen määrä		Pysyvien vikojen kesto/as.	Työ-keskeytykset/as.	Jälleenkytkentöjen määrä/as.
	Absoluuttisesti	kpl/as			
Kevyet sähköasemat	-	↗↗	↗	-	↗↗
Kaapelointi (keski- ja pienjänniteverkot)	↗↗	↗↗	-	-	↗↗
PAS-johdot	↗	↗	-	-	↗
Tienvarteen rakentaminen	↗	↗	↗	-	↗
1000 V sähkönjakelu	↗	↗↗	-	-	↗↗
Maastokatkaisijat	-	↗↗	-	-	↗↗
Kauko-ohjattavat erottimet	-	-	↗↗	-	-
Varayhteydet	-	-	↗↗	↗↗	-
Valvomoautomaatio	(↗)	(↗)	↗↗	↗	-
Maasulkuvirtojen sammutus	-	-	-	-	↗↗
Varavoima	-	-	↗	↗↗	-
Yhteistyö	↗	↗	↗	-	-

Suurin osa kuvan esittämistä kehittämistekniikoista ei KYSin tapauksessa tule kysymykseen verkkotyypin vuoksi. Kuvasta luettuna varteenotettavat kehittämissvaihtoehdot tähän tapaukseen olisivat sähköasemat, valvomoautomaatio ja kauko-ohjattavat komponentit. Tarkastellaan niitä lähemmin alakappaleissa.

4.1 Nykyisen verkon kehittäminen ilman liittymämuutoksia

KYSin sisäinen KJ-verkko pidettäisiin lähes entisellään, mutta verkon ongelmiin pyrittäisiin vaikuttamaan pienimmän haitan kautta esimerkiksi komponenttimuutoksilla. Aikaisemmin on esitetty nykyisen verkon ongelmalliset tilanteet.

Suojalaitteiden (katkaisijoiden) selektiivisyysongelmaan olisi mahdollista saada ratkaisu yksinkertaisimmillaan suojarleistyksen tyyppin muutoksen kautta. Absoluuttisen selektiivisyyden saavuttaminen olisi mahdollista, jos käytettäisiin esimerkiksi differentiaalisuojia. Differentiaalisuojauksen avulla suojaus voisi olla absoluuttisesti

selektiivinen (ABB 7.5). Differentiaalisuojaus perustuu vaihevirtojen vertailuun (ns. vertorele). Se vertaa kohteeseen saapuvia ja poistuvia vaihevirtoja ja poikkeavuuden havaitessaan joko virtojen, amplitudin tai vaihekulman suhteen suoja toimii eli laukeaa. (ABB 7.5) Tällä hetkellä releissä on käytetty vakioaikahidastusta (DT) ja releet ovat ylivirtareleitä. Releasetteluraportin mukaan KE:n Savilahden sähköasemalla kaikkien KYSin johtolähtöjen suojausasettelut ovat olleet seuraavanlaiset:

- ylivirta, alempi porras: $I > 300 \text{ A}$, $t > 0,8 \text{ s}$
- ylivirta, ylempi porras: $I \gg 1400 \text{ A}$, $t \gg 0,2 \text{ s}$.

KE ei käytä johtolähtösuojauksessa myöskään kytkentävirtasysäyksen tunnistusta, joka voi aiheuttaa ongelmia KYSin verkkoon myös mahdollisen differentiaalisuojauksen toteutuksessa. Asia on nykytilanteessa huomioitu katkaisijoiden laukaisun lukituksessa (1 s , $I >$ ja $I \gg$). Differentiaalisuojan kanssa toimiessa tulee kuitenkin ottaa huomioon tarpeellinen vakavointi, koska se tunnistaa sysäyksen täydellisesti erovirtana, joka on omiaan aiheuttamaan suojan laukaisun, mikäli rele ei ole tarpeeksi vakavoitu. (Elovaara & Haarla 2010)

Jotta selektiivisyys saavutettaisiin johtolähdön suojaukseen nähden nykyisillä suojalaitteilla, tulee ketjussa olevien releiden aika-asettelua saada porrastettua. Tällä hetkellä tämä ei ole mahdollista osakseen KE:n asetteluiden nopeuden vuoksi ja osakseen haastavan verkkorakenteen vuoksi. Asiakas ei pysty vaikuttamaan KE:n lähtöjen asetteluihin, joten ratkaisua ongelmiin on haettava muilla keinoilla. On siis selvää, että nykyisen verkon kytkentätilanteiden vallitessa ei sisäverkon suojalaitteiden releasetteluita pystytä saamaan ainakaan nykyisillä suojaustyypeillä sellaisiksi, että ne toimisivat kaapelien ylikuormitus- ja oikosulkusuojana. Tällä hetkellä tilanne on se, että sisäverkon kojeistojen suojalaitteet toimivat ainoastaan ylikuormitussuojana ja KE:n Savilahden aseman suojaukset taas kaapelien oikosulkusuojana. Jotta nykyinen oikosulkusuojaus sisäverkossa saataisiin toimivaksi, tulisi sen olla nopeampi kuin edellä esitetyt KE:n lähdön suojaukset.

Reletyyppejä on olemassa lukuisia erilaisia ja ne voidaan eritellä mitattavan suureen perusteella. Releet voidaan jakaa ryhmiin ylivirtareleet, ali- ja ylijännitereleet, taajuusreleet, suunta- ja tehoreleet, epäsymmetriareleet, vertoreleet ja distanssireleet. (Korpinen 5)

Aiemmin on esitetty vaihtoehdoksi differentiaalirelettä, joka tähän topologiaan olisi varsin käyttökelpoinen. Sillä voitaisiin saavuttaa absoluuttinen selektiivisyys, vaikka verkko olisikin topologialtaan haastava. Differentiaalireleiden käyttö vaatisi kuitenkin viestiyhteyden releiden välille eikä sitä ole tällä hetkellä olemassa. Tietoverkon rakentaminen itsessään ei kumminkaan olisi ylivoimainen este, koska valmiiden kaapelireittien hyödyntäminen olisi mahdollista. Kaapelit eivät myöskään ole raskaita tai hintavia, mutta järjestelmä voi kustantaa suuriakin summia. Suurimmiksi muuttujiksi jäisivät työn osuus, releistykseen vaihtaminen nykyisiin katkaisijoihin, kuormanerotimien korvaaminen katkaisijoilla sekä kojeistoihin tehtävät muutokset, niiden mahdollinen kasvattaminen uusien kennojen muodossa ja osien saanti. Käytännössä tämä tarkoittaisi pahimmillaan kaikkien kojeistojen uusimista, jos kojeistoissa ei olisi tilaa tai laajennusmahdollisuuksia tehdä muutoksia.

Toteuttamalla kojeistovälien suojaus esimerkiksi differentiaalireleillä olisi nykyinenkin verkko selektiivisyytensä osalta käyttökelpoinen, ainakin kaapeleiden suojauksen osalta. Ongelmiksi jäisivät ikääntyvät kojeistot, eroavat jännitetasot ja jännitekuopat sekä kojeistojen alalähtöjen selektiivisyys. Differentiaalireleratkaisulla saavutettava hyöty olisi käytännössä se, että kojeistovälit ovat hyvin suojattuina, mutta edelleen jouduttaisiin luottamaan siihen, että kojeisto- ja alamuuntamosuojina toimivien katkaisijoiden aika-asetteluja saataisiin vain porrastettua tarpeeksi. Halutun toiminnan saavuttaminen on kuitenkin epävarmaa pelkällä johtovälisuojuksella. Kojestojen suojaukseen voitaisiin käyttää myös differentiaalireleistystä tai suunnattuja ylivirtasuojia ja hyödyntää lukituksia. Mikäli johtovälien ja kojeistojen suojat tehtäisiin em. periaatteiden mukaisesti, verkon suojauksesta olettavasti saataisiin hyvinkin selektiivinen.

Selvää on, että ainakin ikääntymisen aiheuttamat ongelmat tulisivat eteen jo mahdollisesti hyvinkin nopeasti, joten muihinkin ongelmiin pitäisi paneutua välittömästi. Puijon kampuksella on käytössä tällä hetkellä yli-ikäisiä kojeistoja, joiden suojalaitteet voivat olla 50 vuotta vanhoja. On vaarana, että toimiessaan kerran nämä suojalaitteet eivät enää ole käyttökelpoisia, vaan esimerkiksi hitsautuvat kiinni. Pikaisia korjauksia ei ole olemassa, vaan korjausajat voivat olla jopa useita tunteja, pahimmillaan päiviä tai viikkoja, jos vian syntyäikana sattuisi olemaan viikonloppu tai osia ja osaavaa henkilökuntaa ei olisi saatavilla. Näistä syistä vähintäänkin kaikki 10 kV:n portaalla toimivat kojeistot tulisi saneerata.

Jännitetasojen eroavaisuuksiin ei ole mahdollista vaikuttaa komponenttimuutoksilla, mutta mahdollisuuksia verkon muuntautumiseen eri kytkentätilanteisiin eroavat jännitetasot kylläkin karsivat, mutta ottaen huomioon entiset tarpeet asian kanssa pärjätään.

Jännitekuoppiin muutoksilla ei taas voida vaikuttaa. Jännitekuoppia syntyy esimerkiksi raskaista käynnistyvistä kuormista, oiko- tai maasulkujen seurauksena tai suurien tehoheilahduksien vuoksi (VTT, 2006). Suurin osa kuitenkin tulee ympäröivästä jakeluverkosta. Haluttaessa vaikuttaa jännitekuoppien määrään KYSin verkossa ainoaksi mahdollisuudeksi jää uuden sähköaseman tuoma etu. Tätä tarkastellaan tarkemmin myöhemmissä luvuissa.

4.1.1 Verkkotopologia

Käytettäessä edellä mainittua differentiaalisuojausta ja suunnattuja ylivirtasuojia ei jakeluverkon topologiaan tarvitsisi tehdä minkäänlaisia muutoksia. Suojaukset vaativat kumminkin toimiakseen jo mainitun viestiyhteyden eli väylän muihin suojaaviin releisiin, jota KYSillä ei ole. Nykyisin yhteytenä releiden välillä on pakko olla valokuitu tai radiolinkki (Elovaara & Haarla, 2010). Myös kaukokäyttömahdollisuus olisi erittäin toivottavaa differentiaalisuojaa käytettäessä mutta ei välttämätöntä. Sisäisen KJ-verkon verkkotopologiaan ei siis tarvitsisi tehdä muutoksia mutta automaatioverkon suhteen kylläkin. Päädyttäessä ratkaisuun suojata rengasverkko differentiaalisuojin on KYSin vaihdettava kaikki renkaan suojaukseen osallistuvat nykyiset suojalaitteet KJ-verkkoonsa ja rakennettava väylätekniikka niiden välille, jotta kumminkin suojattavan pään rele tietäisi toisen pään mitatun virta-arvon ja releet voisivat toimia.

4.1.2 Komponenttimuutokset

Tarkastellaan kehitysvaihtoehdosta aiheutuvia komponenttimuutoksia. 20 kV:n portaalla operoivia keskijännitekojeistoja on yhteensä kuusi kappaletta. Differentiaalirelesuojaus kaivataan kojeistoyhteyksien välille sisäisen renkaan suojaukseen. 20 kV:n osalta kaivattaisiin katkaisijan ja (tai) releen vaihto miltei kaikkiin kojeistoihin. Yhteensä asennettavia uusia katkaisijoita tulisi kymmenen kappaletta. Kojetoissa tavoitteena olisi, että kojeistojen pääkatkaisijat suojaisivat vieläkin koko kojeistoa, mutta asennettavat differentiaalireleet suojaisivat käytännössä vain sisäisen renkaan eli kojeistojen välit ja

alasuojat omat laitteensa. Näin toimimalla saataisiin aikaan se, että kojeistovälien suojaus olisi absoluuttisesti selektiivinen. Nykyinen tilanne paranisi jo tällä toimenpiteellä, koska kaapeliväleillä havaittavat viat olisivat nopeammin katkaistuja kuin ylivirtasuojilla, jopa 30 millisekunnissa. Jos tarkasteluun lisätään nyt kojeistojen suunnatut ylivirtasuojat, jotka korvaisivat nykyiset pääkatkaisijat, yhteensä vaihdettavia katkaisijoita olisi 15 kappaletta. Lisäksi tulisivat laitteiden vaatimat virtamuuntajat ja muut tarvikkeet. Myös maasulkusuojaukselle olisi tehtävä jotakin, koska KE vaatii, että se toimisi laukaisevana, eikä maasulkusuojaus tällä hetkellä ole käytössä. Maasulkusuojaus kannattaa tässä tapauksessa toteuttaa suunnattuna ja laukaisevana.

Tarkastellaan mahdollisuuksia kojeistojen muokkaamiseen. Tarkastelussa käsitellään ainoastaan 20 kV:n porras. Kaikista kojeistoista on saatu pääkaavioesitys kytkentätilannekaavion kautta, jonka perusteella muutoksia suunnitellaan. Kaaviosta luettuna yhdessäkään kojeistoissa ei ole varoja laajentua. Kojeeistoihin tulisi saada sisällytettyä nyt mahdollisesti uudet katkaisijat ja/tai suojareleet sekä virtamuuntajat. Oletuksena pidetään, että katkaisijat ja kuormanerotimet tulisivat vaihtaa. Kuormanerotinkennot ovat oletettavasti niin ahtaita, että niihin ei katkaisijaa, relettä ja virtamuuntajia saada, joten kustannuslaskennassa oletetaan, että tällaisen kennon muokkaaminen aiheuttaa kennon lisäyksen. Katkaisijakenttien kohdalla oletetaan, että myös uusi katkaisijareleyhdistelmä kykenee entiseen tilaan mahtumaan. Yhteenvetona, uusia katkaisijareleyhdistelmiä tulisi yhteensä 15 kpl ja kojeistoihin lisättäviä kenoja kuusi kappaletta. Lisäksi tulisi toteuttaa väyläyhteys suojareleiden välille, maasulkusuojaus koko sisäverkon alueelle sekä lisätä katkaisijoiden vaatimat virtamuuntajat. Kustannuksia käsitellään myöhemmin.

Lisäksi täytyy ottaa huomioon 10 kV:n jakelun tila. 10 kV:n puoli tulisi saneerata kokonaisuudessaan aina kaapeleita myöten teknisten käyttöikänsä vuoksi. Tämä aiheuttaisi neljän uuden KJ-kojeiston tarpeen.

4.2 20 kV:n keskijänniteliittymä varayhteydellä

Toisessa vaihtoehtoisessa kehitystavassa sisäverkon jännitetaso nostettaisiin 20 kilovolttiin ja 10 kV:n porras poistettaisiin käytöstä. Lisäksi pyrittäisiin verkon topologian yksinkertaistamisella selektiivisyysongelman poistamiseen ja sitä kautta turvallisuuden ja

toiminnan parantamiseen. Jänniteportaiden yhdistämisellä pyrittäisiin myös parempaan jakelun toimitusvarmuuteen.

4.2.1 Syötöt ja varayhteydet

Muutoksen myötä 10 kV:n liittymä voidaan poistaa käytöstä, sillä sitä ei enää tarvita. Suositeltavaa on, että nykyisten syöttöjen lisäksi uusia ei tarvitsisi tuoda tontille kustannussyistä. Tällä hetkellä 10 kV-liittymän tehonkäytön kuukausittainen keskiarvo on päätötehon osalta 1955 kW ja loistehon osalta 246 kVAR. Tämä tehomäärä tulisi saada siirrettyä nykyisillä 20 kV:n liittymillä päädyttäessä poistamaan 10 kV:n porras. Entisiä liittymiä on mahdollista hyödyntää 10 kV:n portaan poistuessa. KE:n syöttökaapelit ovat 20 kV:n osalta tyyppiä AHXAMK 3x185+35 Cu (pl. PYSLA). Kaapelityypin kuormitettavuus maassa on 330 A, kun johtimen lämpötila on 65 °C. Muutetaan 10 kV:n portaan kuukausittainen keskiteho 20 kV:n tasolle, jolloin virraksi saataisiin n. 56 A.

Tarkastellaan 20 kV-liittymien kuukausittaisia kuormitusten keskiarvoja. Käyttöpaikalla 500083001 suurimmat kuukauden keskiarvot ovat olleet 2397 kW ja 165 kVAR, kun taas käyttöpaikalla 50008001 vastaavat arvot ovat olleet 1508 kW ja 73 kVAR. Edellä mainituista virroiksi saadaan n. 74 A ja 46 A. Kun summataan kaikkien liittymien virrat, saadaan 176 A, jolloin voidaan olettaa, että liittymien kaapeleiden tehonsiirtokyky on hyvinkin riittävä ja merkittävää laajennusvaraakin on. Kaapelin kuormitettavuudesta olisi aiemmin esitetyllä kuormitusvirralla käytetty n. 53 %. Myöskään KE:n Savilahden asemalle ei jännitetaso muuttamisesta pitäisi koitua haittaa, koska Savilahden asemalla on tällä hetkellä olemassa kolme päämuuntajaa, joista kaksi kykenee 20 kV:n muuntoon (Taipale, 2019). Tehoiltaan nämä kaksi muuntajaa ovat kokoa 25 MVA ja 40 MVA.

Varasyöttötilannetta tarkastellessa voidaan olettaa, että KYSillä on jo kaikki tarvittava varasyöttöyhteyttä varten. 20 kV-syöttöjä tulee kahdesta suunnasta eri rakennusosiin. Tarkastelua vaativa asia on sisäisen renkaan ja kytkentätilanteiden järjestely, jota tarkastellaan myöhemmin.

4.2.2 Kaapelireititys ja kaapeleiden mitoitus

Uudet lisättävät kaapelit tulisivat noudattamaan mahdollisimman paljon nykyisten KJ-kaapeleiden reittejä rakennuskompleksin sisällä. Rakennuskompleksin ulkopuolelle ei jouduttaisi tekemään mitään muutoksia, sillä entiset liittymät säilytettäisiin pl. 10 kV, mutta sen liittymäkaapeli voitaisiin jättää maahan. Vanhan jänniteportaan alueelle kulkevat reitit pystyittäisiin hyödyntämään, joten uusia reittejä ei tarvitsisi rakentaa. Uusia kaapeleita vanhoille kojeistopaikoille on kuitenkin pakko vetää, jos 10 kV:n jänniteporras häviäisi, sillä vanhat 10 kV-jakelussa käytetyt kaapelit eivät kykene 20 kV:n siirtoon eristystasonsa vuoksi ja jos kykenisivät, niin olisivat yli-ikäisiä.

Uusien johtojen mitoittamisessa tulee huomioida oikeanlaisen poikkipinnan valinta, sillä se vaikuttaa vahvasti rakentamis- ja häviökustannuksiin kuin myös syötettävän komponentin mahdollisuuteen toimia. Johdon tai kaapelin tulee ennen kaikkea kyetä vaadittavaan tehonsiirtoon. Johdon ensimmäisenä vuotena tuottamat kustannukset häviöiden osalta voidaan selvittää yhtälöllä 4.1.: (Sorsa, 2004)

$$K_0 = H_{hp} * \left(\frac{P_0}{U * \cos\varphi}\right)^2 * R_j \quad (4.1)$$

missä,

H_{hp} = häviötehon hinta

P_0 = johdon huipputeho ensimmäisenä vuotena

U = pääjännite

R_j = johdon resistanssi

$\cos \varphi$ = tehokerroin

Koko elinkaarena syntyvät häviöiden kustannukset voidaan laskea ns. diskonttaamalla ensimmäisenä vuotena syntyvät kustannukset yhtälöillä 4.2, 4.3 ja 4.4. (Sorsa, 2004)

$$K = \varepsilon * \frac{\varepsilon^T - 1}{\varepsilon - 1} \quad (4.2)$$

$$K_h = K_0 * \varepsilon * \frac{\varepsilon^t - 1}{\varepsilon - 1} = \kappa * K_0 \quad (4.3)$$

$$\varepsilon = \frac{(1 + \frac{r}{100})^2}{1 + \frac{p}{100}} \quad (4.4)$$

josta voidaan edelleen muuttaa investointikustannus vuosikustannuksiksi annuiteettikertoimella yhtälön 4.5 mukaan. (Lakervi & Partanen, 2008)

$$\varepsilon = \frac{p/100}{1 - \frac{1}{(1 + \frac{p}{100})^T}} \quad (4.5)$$

missä,

K_0 = häviökustannus ensimmäisenä vuotena

t = tarkasteluaika

r = tehonkasvua kuvastava prosentti

p = laskentakorko

k = diskonttauskerroin

T = suunnittelujakson pituus

Kun tiedossa ovat investoinnin ja häviöiden aiheuttamat kustannukset, voidaan johtaa niistä epäyhtälö 4.6, jolla vertailua voidaan toteuttaa. (Lakervi & Partanen, 2008)

$$K_{hA1} - K_{hA2} > K_{IA} - K_{IA1} \quad (4.6)$$

missä,

$A2$ = kalliimpi poikkipinta

$A1$ = halvempi poikkipinta

K_I = johdinten investointikustannukset.

Kun tarkastellaan uuden johdon mitoitusta, on myös suositeltavaa ratkaista rajateho, jolla voidaan tutkia, kannattaako johdossa syntyvien häviöiden vuoksi käyttää suurempaa poikkipintaa kuin teknisesti olisi tarpeellista. Rajateho kuvastaa sitä tehon suuruutta, joka johdossa kulkevan tehon on oltava ensimmäisen vuoden aikana, jolloin suuremman

poikkipinnan käyttö olisi kannattavaa. Rajatehoa voidaan selvittää yhtälöllä 4.7. (Lakervi & Partanen, 2008)

$$S_1 \geq U \sqrt{\frac{k_{IA2} - k_{IA1}}{k * C_h (r_{A1} - r_{A2})}} \quad (4.7)$$

missä,

k_{IA2}, k_{IA1} = investointikustannukset johtimen poikkipinnoille A1 ja A2

r_{A1}, r_{A2} = resistanssit johtimen poikkipinnoille A1 ja A2

k = kapitalisointikerroin

U = pääjännite

C_h = häviöiden hinta.

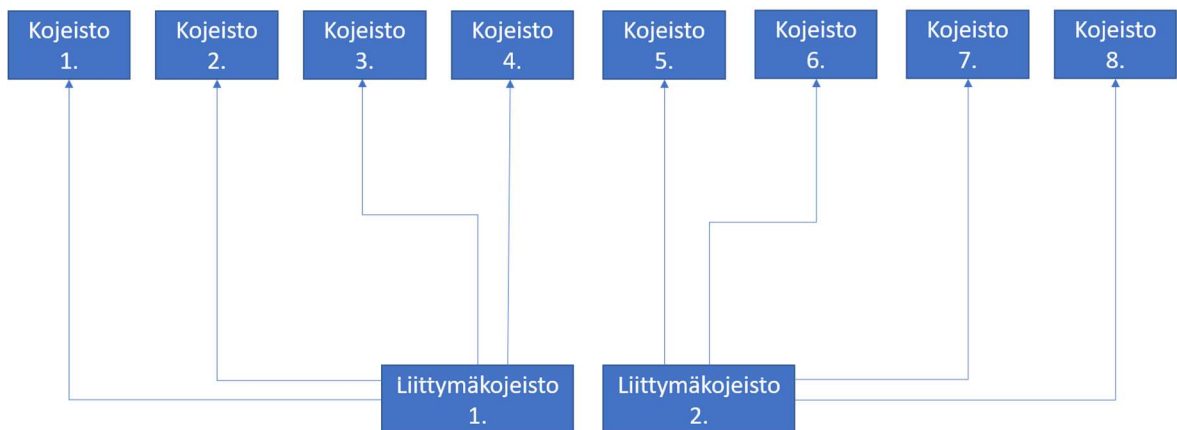
KYSin tilanteessa johdon mitoituksessa täytyy ottaa huomioon myös mahdollinen rengaskäyttö, jolloin teknisesti tarkasteluna järkevimmäksi vaihtoehdoksi jäisi renkaan rakentaminen samalla poikkipinnalla, niin kuin aikaisemminkin on toimittu. Samaa poikkipintaa käyttämällä mahdollistettaisiin monimutkaisetkin kytkentätilanteet, koska poikkipinnan ollessa sama ei tarvitsisi huomioida kaapeleiden tehonrajoitusta niin suurelta osin, jos nykyinen kaapelikoko vain kykenee riittävään tehonsiirtoon koko verkon kuorman osalta. Myös suojalaitteiden valinta helpottuu huomattavasti, kun renkaassa on käytössä vain yhtä poikkipintaa. Aikaisemmin on esitetty, että nykyisellä kaapelityypillä (AHXAMK-W 3x185) voitaisiin huoletta kaapeloida koko Puijon kampuksen KJ-verkko, vaikka koko 10 kV:n portaan nykyinen kuorma ynnättäisiin 20 kV:n renkaaseen, joten rajatehojen ja investointikustannusten tarkastelu on siltä kantilta ajateltuna merkityksetöntä. Kun otetaan huomioon vielä verkon pituus, joka on hyvin lyhyt, jäävät häviöt sekä investointikustannukset pieniksi. Suuremmissa kaapelissa syntyy myös vähemmän häviöitä jo lähtökohtaisesti.

4.2.3 Verkkotopologia

10 kV:n jakelusta luovutaan ja entinen 10 kV:n puoli yhdistetään korkeampaan jänniteportaaseen. Verkkoa voidaan muokata niin, että entiset liittymäpisteet säilytetään ja nykyiseen renkaaseen lisätään uusittu entinen 10 kV:llä operoiva alue. Tämä itsessään ei

auttaisi perusongelman ratkaisussa eli selektiivisyyden parantamisessa. Yksi vaihtoehto on myös täysin säteittäisen verkon rakentaminen, jolloin vanhat liittymiskojeistot toimisivat osaltaan ns. haaroituspisteinä ja jakelukojeistoina. Vaihtoehtona on myös osittaisen renkaan tekeminen niin, että 10 kV:n aikaisia kojeistoja ei lisättäisi renkaaseen, vaan verkosta tehtäisiin siltä osin säteittäinen.

Jos tarkastellaan perusongelmaa eli selektiivisyyden puutetta ja koko jakelualuetta, näin laajamuotoisessa muokkauksessa verkon topologiasta olisi mahdollista ja kannattavaa tehdä puhtaasti säteittäinen. Tämä ratkaisisi varmuudella selektiivisyysongelmat, koska suojausportaat karsiutuisivat suuresti. Oman osansa tähän ratkaisuun tuo sairaalan vaade katkeamattomasta jakelusta, joka aiheuttaisi sen, että säteittäisenä toimiessaan olisivat syötöt kojeistoille käytännössä kahdennettava. Topologian toteutus voisi tällöin olla kuvan 4.1 esittämä.

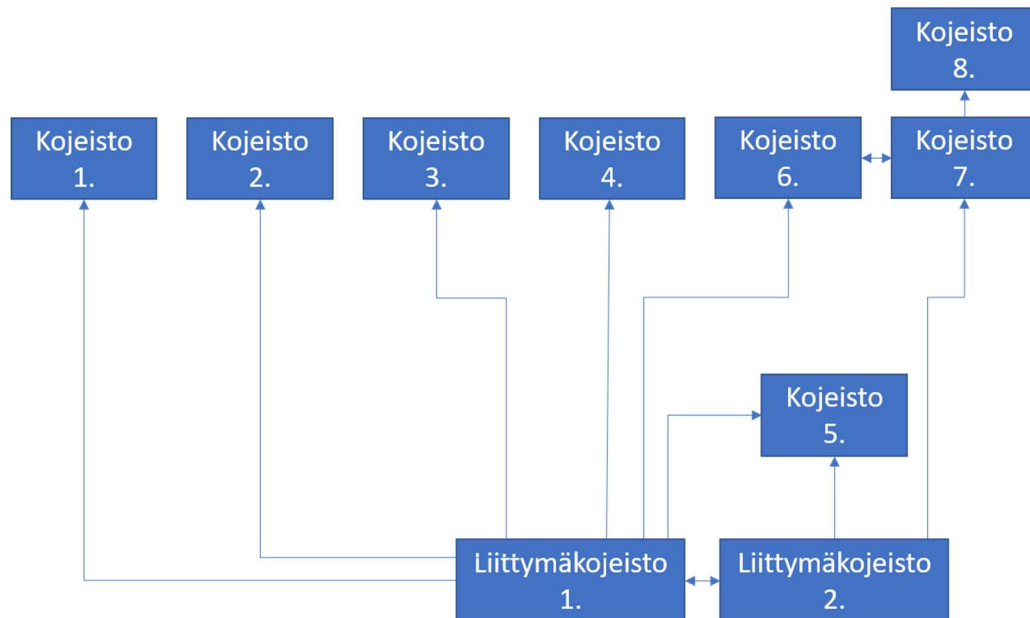


Kuva 4.1. Täysin säteittäinen topologia.

Toimenpide aiheuttaisi kuitenkin mittavan saneerausoperaation, joka aiheuttaisi laajoja ja pitkäkestoisia katkoksia jakeluun. Tosin vaikutus on samankaltainen myös kaikissa muissa vaihtoehdoissa. Kaikki muut ongelmat kuitenkin häviäisivät. Vieläkin suurempi toimitusvarmuus saavutettaisiin, kun toinen syöttö kojeistolle tulisi eri liittymäkojeistolta, eli kojeistosityötöt olisivat käytännössä kahdennetut.

Tarkastellaan myös mahdollisuutta osittaiseen renkaaseen. Osittaisen renkaan toteuttamiseen ei ole paljoa variaatioita, koska varayhteys on pakollinen ja vanhaa verkkoa on hintavaa lähteä rakentamaan täysin uudelleen. Ainoa vartenotettava mahdollisuus olisi

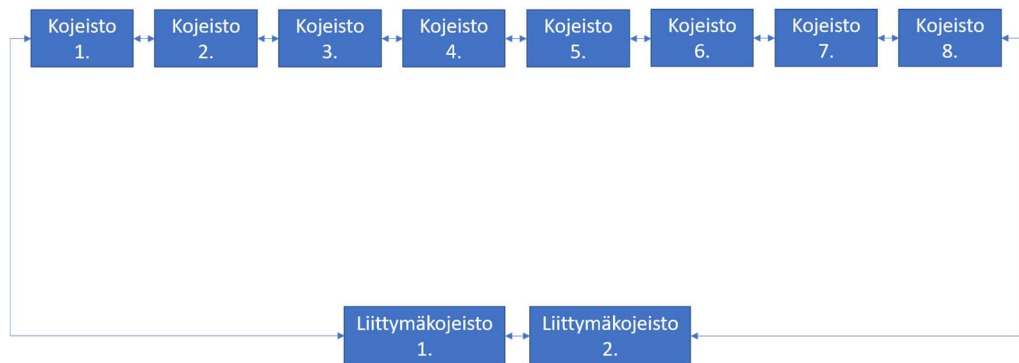
toteuttaa topologiaa jo aiemmin sivutulla tyyllillä, eli entinen 10 kV:n puoli olisi syötettynä säteittäisenä, mutta kuitenkin kahdennettuna ja vanha 20 kV-porras operoisi samalla tavalla kuin ennenkin. Todellinen verkkotopologia olisi tällöin kuvan 4.2 kaltainen.



Kuva 4.2. Osittaisen renkaan topologia.

Osittaisessa renkaassakin olisi järkevää syöttää entisiä 10 kV:n kojeistoja kahdesta eri liittymäkojeistosta, jotta toimitusvarmuus paransi. Pelkällä topologiamuutoksella säteittäisenä syötettyjen kojeistojen ja kaapeleiden suojaaminen olisi helppoa yksinkertaisilla numeerisilla releillä, mutta rengasverkon selektiivisyysongelma säilyisi ja siihen tulisi harkita muita kehitysvaihtoehtoja kuin topologian avulla saavutettava helpotus.

Viimeisenä vaihtoehtona olisi rakentaa täydellinen 20 kV:n rengasverkko sairaalakompleksin sisään, jolloin topologia muistuttaisi kuvan 4.3 esittämää. Kuvan verkko on kuvitteellinen, eikä kuvasta KYSin tämänhetkistä tilannetta millään lailla.



Kuva 4.3. Rengasverkon topologia.

Aiemmin on esitetty, että rengasverkon suojaus alkeellisilla toimenpiteillä on haastavaa, eikä selektiivisyys paranisi pelkällä topologiamuutoksella. Etuna olisivat huomattavasti monimuotoisemmat kytkentävaihtoehdot, jolla toisaalta voitaisiin vaikuttaa toimitusvarmuuden parantamiseen. Varteenotettava vaihtoehto verkon luotettavuuden kannalta on kumminkin tehdä säteittäinen verkko kahdennetuilla syötöillä, koska tällöin verkon toiminta ei olisi riippuvainen välikojeistojen komponenttien toimimisesta. Verkolla olisi myös mahdollisuus toimia, vaikka toinen syöttökojeistoista vikaantuisi. Haittapuolena säteittäisessä toteutuksessa olisivat oletetut suuremmat kustannukset, joihin paneudutaan tarkemmin myöhemmin sekä rakentamisen aikaiset pitkäkestoiset jakelukeskeytykset.

4.2.4 Kojeistot

Jos jännitetasot yhdistettäisiin, kojeistoja jouduttaisiin uusimaan ainakin niissä rakennuksissa, missä 10 kV-järjestelmää on vielä käytössä eli rakennuksissa 1A, 1B, 8. ja PYSLA. Uusittavia vanhoja 10 kV:n kojeistoja olisi siis yhteensä neljä kappaletta. Jänniteportaan nostaminen aiheuttaa sen, että 10 kV:n päämuuntamo sekä kaikki sen liitännäiset, myös kaapelit, jäisivät tarpeettomiksi.

Valittava verkkotopologia määrittelee sen, millaisia uusista kojeistoista tulisi tehdä. Oletetaan, että valittava topologia olisi säteittäinen ja varmennettu toteutettu kahdennetulla syötöllä. Tällöin ei tarvita kuin kaksi syöttökenttää kentällä sijaitseviin kojeistoihin ja loput komponentit ja kentät määräytyisivät sen mukaan, mitä sairaalan toiminta vaatisi. Oletus on, että kojeistojen hankintahinta olisi huomattavasti matalampi kuin muunlaisessa verkkotopologiassa. Uusien kojeistojen koot tulisivat myös olemaan pienempiä, kun kenttiä voitaisiin karsia, mikä taas auttaisi osaltaan verkon saneerausessa, koska tilaa on hyvin

rajallisesti. Nykyisiin säilytettäviin 20 kV:n kojeistoihin pl. liittymäkojeistot ei tarvitse tehdä minkäänlaisia muutoksia, koska jokaisella on varattuna jo nyt kaksi syöttökenttää, jotka säteittäisessä toteutuksessa kaivataan. Muutos koskisi siis ainoastaan sähkön reitittämistä ja kahden liittymäkojeiston muutosta nykyisen 20 kV:n portaan osalta. Ns. liitos- tai jakokojeistoihin jouduttaisiin ottamaan yhteensä kymmenen lähtökenttää pelkille sähköistettäville kojeistoille sisäverkossa. Oletettavasti nykyistä kiinteää kojeistorakennetta ei pystyttäisi muokkaamaan näin suureksi, joten ainoaksi vaihtoehdoksi jäisi liittymäkojeistojen uusiminen.

4.3 110 kV:n suurjänniteliittymä omalla muuntamalla ja varayhteydellä

Tässä vaihtoehtoisessa ratkaisussa KYSin tontille tuotaisiin 110 kV-liittymisjohto KE:n Savilahden sähköasemalta sairaalan eteläpuolelle sijoitettavalle muuntajalle. Muuntaja tulisi olemaan KYSin omistuksessa, ja vastuurajaksi on sovittu Savilahden aseman kojeiston liittymispiste.

Tätä vaihtoehtoista verkon kehitysratkaisua ratkaisua on sivunnut aiemmin KE:n näkökulmasta Jukka Taipale, joka diplomityössään (Taipale, 2019) on laskenut 110 kV-syötön pituudeksi välille Savilahti – KYS n. 700 metriä. Esimerkkikaapelina hän on laskelmissaan käyttänyt 3x1x800 AHXLMK-tyyppistä kaapelia, mistä voitaisiin jo päätellä, että reititys on suunniteltu maahan. Em. järjestelyillä ja komponenteilla KE:n verkkoon aiheutuisi laskennallisesti noin puolen MVARin loistehotuotannon kasvu. Taipaleen DI-työn tekoaikana ei ollut varmuutta Kuopion Savilahti-hankkeen toteutumisesta, joten muita vaikutuksia ei ole silloin tarkasteltu enempää.

Savilahti-hankkeessa KE, Fingrid, Kuopion kaupunki, KYS ja SYK (Suomen yliopistokiinteistö Oy) ovat tehneet voimajohtojärjestelyistä esisopimuksen, josta käy ilmi Savilahden uuden kaupunginosan toteuttamissuunnitelma. Sopimuksen kohdasta 3.5 voidaan lukea, että Kuopion Sähköverkko Oy sitoutuu rakentamaan Savilahteen uuden 110 kV-sähköaseman kaasueristeisenä, jolle on laskettu kustannukseksi vuoden 2017 hintatasolla n. 4,2 M€. Sopimuksessa on myös käyty läpi hankkeen aikataulua ja sovittu, että muutostyöt olisivat valmiina 31.12.2025 mennessä, mikäli lopulliset sopimukset on solmittu viimeistään 31.12.2021 mennessä. Mikäli em. ei toteudu, muutostöiden on oltava valmiina viimeistään 31.5.2025. (Kuopion kaupunki, 2018)

Energiavirasto kertoo julkaisussaan 2105-2191/432/2018 liittymien hinnoitteluperiaatteista seuraavaa: ”Liittymien hinnoittelun tulee olla kohtuullista ja kustannusvastaavaa siltä osin kuin kustannukset kuuluvat liittyjien maksettavaksi”. Edellä mainittu on pätevä myös suurjänniteliittymään. Lisäksi noudatettavia hinnoitteluperiaatteita ovat vyöhykehinnoittelu, aluehinnoittelu sekä tapauskohtainen hinnoittelu. Tässä tapauksessa kyseeseen tulee tapauskohtainen hinnoittelu, koska kyseessä on hyvinkin normaalista poikkeava liittymän rakennus eikä muita potentiaalisia liittyjiä ole (EV, 2020). 110 kV-liityntä on myös KE:lle ensimmäinen laatuaan. EV määrittelee, että tapauskohtaisen hinnoittelun tulee noudattaa seuraavaa yhtälömuotoa:

$$a + b * P \quad (4.8)$$

missä,

a = kustannus, joka sisältää välittömät verkkoon liittämiseen aiheutuvat verkon laajennuskustannukset, mutta ei kuitenkaan sisällä verkon vahvistamisesta ja kehittämisestä aiheutuvia kustannuksia. Yksikkönä [€]

b = kapasiteettivarausmaksu, jolla huomioidaan olemassa olevan verkon keskimääräisiä vahvistuskustannuksia. Yksiköt [€/kVA] tai [€/MVA]

P = liittymän liittymisteho. Yksiköt [kVA] tai [MVA].

Liittymiskohtainen hinnoittelu suurjännitteisessä jakeluverkossa on vaikeaa. Haastavaa hinnoittelusta tekee kulujen oikeudenmukainen jakaminen. EV antaa rajat siihen, mitä jakeluverkkoyhtiö voi sisällyttää liittymätarjouksessa liittymän maksettavaksi ja mitä yhtiö joutuu itse kustantamaan. EV kertoo aiemmin mainitussa julkaisussaan myös seuraavaa: ”Sähköasema- tai kytkinlaitosliitynnässä liittymismaksun laajennuskustannuksiin voidaan lähtökohtaisesti sisällyttää vain yhden kentän aiheuttamat kustannukset” (EV, 2020). Näin tulisi tapahtua myös tässä vaihtoehtoisessa verkon kehittämiskäytännössä.

Kapasiteettivarausmaksua tarkastellessa on KE myös tässä tapauksessa ”suurjänniteverkon” haltija, joten KE:n tulee määrittää erillinen kapasiteettivarausmaksu kulutukselle ja tuotannolle. Kapasiteettivarausmaksua ei ole erikseen määritelty. Liittyjän liittymisteho tulee määrittää mahdollisimman tarkasti ennen liittymän rakentamista, koska liittymisteho on peruste liittymänhinnoittelulle ja väärä mitoitus aiheuttaa ylimääräisiä kustannuksia. EV kertoo julkaisussaan (EV, 2020), että liittymisteho tulee määrittää liittymissopimukseen liittymän tarpeiden mukaan liittymän tarvitseman liittymistehon mukaisesti.

Kuopion Energialla on mittaustiedot KYSin sähkönkulutuksesta usean vuoden ajalta ja KYSillä on tieto, mikä on rakennuskannan tulevaisuuden kasvuodote. Nämä tiedot yhdistämällä saadaan määritettyä liittymisteho, joka vastaa todellista tehontarvetta. Lisäksi tulee ottaa huomioon mahdollinen tehonkasvu. KYS ja KE ovat yhdessä päättäneet, että mitoituksessa käytettävä liittymisteho on 16 MVA. JVH on esittänyt kokouksessa liittymiskustannuksiksi 110 kV:n ratkaisulle 941 k€. Summa sisältää liittymismaksun, kapasiteettivarausmaksun, kaapeloinnin Savilahdelta KYSille, 16 MVA:n muuntajan sekä projektionnin.

4.3.1 Verkkotopologia ja suojaukset

KYSin sisäisen verkon topologiaa määrittelee suurelta osin myös sen, millainen uudesta 110/20 kV:n jakelukojeistosta tulee. Verkkotopologiaa tulee miettiä tarkkaan, koska sähköasemaan investoiminen on suuri kustannus ja se määrittelee samalla sairaalan tulevaisuutta suuresti sen toimivuuden ja laajennusmahdollisuuksien osalta. Tarkastelussa tulee ottaa huomioon verkon nykytilanne, ongelmat ja laajennusmahdollisuudet.

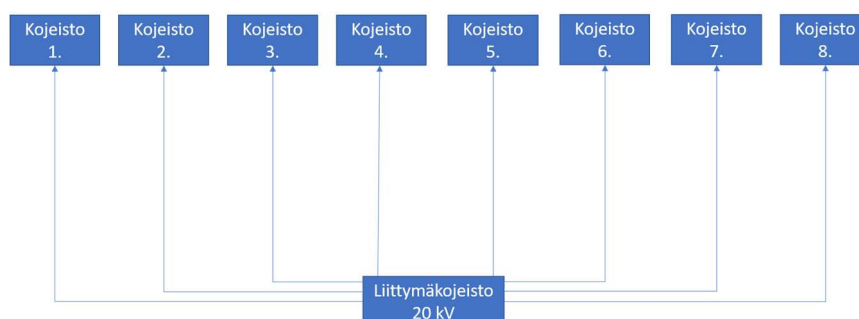
KYSillä on käytössään kolme KJ-liittymää, joista yhtä tai useampia voidaan hyödyntää varayhteytenä. Ymmärrettävästi eroavista jännitetasoista kannattaa pyrkiä eroon, joten 10 kV:n liittymä ei tule kysymykseen, jolloin jäljelle jäävät jompikumpi tai kummatkin entisistä 20 kV:n liittymistä. Mahdollista olisi, että jompikumpi yhteys jätettäisiin nykyiseen liitettyyn kojeistoon tai kummatkin ja liittymä(t) haaroitettaisiin kojeistolta tai kojeistoilta eteenpäin. Myös uuteen 110/20 kV-kojeistoon voitaisiin tehdä esimerkiksi kaksikiskojärjestelmä tai jokin variaatio tästä, jolloin jokin näistä nykyisistä syötöistä käännettäisiin uudelle liittymäkojeistolle.

Tarkastellaan, mitä hyötyä useammista varayhteyksistä olisi ja mitä ne kustantaisivat. Useammalla varayhteydellä voitaisiin pienentää jakeluun aiheutuneiden keskeytyksien pituuksia ja tätä kautta muokata verkkoa varmemmaksi. Tosin varayhteydet tulisivat saman sähköaseman kautta. Aikaisemmin on esitetty nykyisistä liittymistä aiheutuneet kustannukset kuin myös yhden liittymän kyky siirtää koko KYSin laitteistojen aiheuttama tehokuorma. Näitä asioita punnitsemalla useamman varayhteyden ylläpitäminen ei ole järkevää.

Aikaisemmin on tarkasteltu KYSin sisäverkon nykyistä topologiaa, joka on haastava suojauksen näkökulmasta. Pelkkä sähköaseman rakentaminen itsessään ei ratkaise suojausongelmaa, vaan sitä tulee tarkastella puhtaasti irrallisena kokonaisuutena sisäverkosta. Voidaan ajatella, että sähköaseman toteuttaminen on käytännössä vain liittymä, joka mahdollistaa nykyisen sisäverkon topologiamuokkauksen. Sisäverkon topologiaa on siis kannattavaa ja suositeltavaa muokata, jos sähköaseman rakentamiseen päädytään. Selvää on, että tässä vaihtoehdossa 10 kV:n puoli on purkautumassa varmuudella pois ja jännitetaso sisäverkossa on yhtenäinen, mikä antaa mahdollisuuksia verkon muokkaukselle. Tarkasteltavaksi jääkin, mikä topologia sisäverkossa on tämänkaltaiseen tilanteeseen paras vaihtoehto. Mahdollisuudet verkkotopologioille ovat samankaltaiset kuin aiemmin esitettyssä verkon kehitysvaihtoehdossa, jossa tarkasteltiin jännitetasojen yhdistämistä. Tässä tapauksessa eroavaisuuden aiheuttavat liitoskojeistot tai kojeisto, joista ainakin toinen tulee olemaan uuden sähköaseman syöttämä.

Intressinä on luoda toimitusvarma, kustannuksiltaan pienin ja turvallisin vaihtoehto sähköjakelulle. Edellä mainitut luovat raamit vaihtoehdoille. Palataan siis perusongelmaan, eli suojalaitteiden selektiivisyyteen, joka on kyettävä poistamaan, jotta verkon toimitusvarmuuden voidaan todeta kasvaneen oleellisesti. Selektiivisyyden vaikuttavia tekijöitä on esitetty jo aikaisemmin ja topologiamuutoksilla niihin voidaan myös vaikuttaa. Topologiamuutokset selektiivisyyden parantamiseksi ovat kalleimpia mutta myös tehokkaimpia yksittäisiä vaihtoehtoja, joita pystytään tekemään. Em. luo kuitenkin perusteet tarkastella puhtaasti säteittäistä verkkotopologiaa myös tähän tilanteeseen, vaikka sen etukäteen tiedetään jo olevan hintavin toteuttaa.

Oletetaan, että sähköaseman liitoskojeistosta tehtäisiin kaksikiskojärjestelmällä tai vastaavalla sovellutuksella toimiva. Tällöin topologiaa voitaisiin havainnollistaa kuvan 4.4. mukaan.



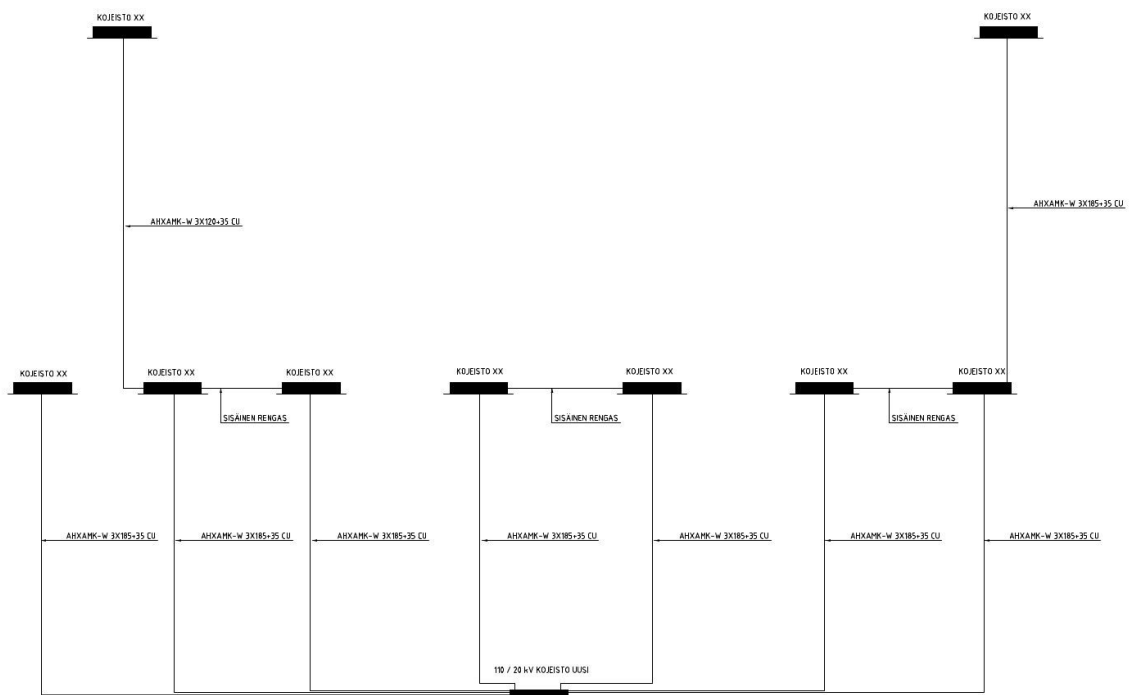
Kuva 4.4. 110/20 kV:n toteutuksen mahdollinen säteittäinen verkkotopologia.

Kuvasta ei käy ilmi kaapeleiden kahdentamista tai kojeiston kiskojärjestelmää. Oletetaan kuitenkin, että topologiavaihtoehtoon ne ovat sisällytettyinä. Jos topologia olisi kuvan 4.4 esittämä, olisi kojeistojen ja kaapelien suojaaminen äärimmäisen helppoa ja sähkön toimitusvarmuus myös suuri, koska mahdolliset muuntajahuollot tai rikot eivät aiheuttaisi sähkökatkoja, jos varayhteys olisi kunnossa. Sellainen odottamaton tilanne, jossa muuntaja ja varayhteys olisivat epäkunnossa yhtä aikaa, on erittäin epätodennäköinen. Tämä em. vaihtoehto on ylivertainen muihin nähden kaiken muun paitsi kustannusten osalta. Väitettä voidaan perustella yleisten verkkotopologioiden suojausperiaatteilla, joiden ollessa yksinkertaisia voidaan komponenttien määrää karsia, mikä taas osaltaan vaikuttaa vahvasti mahdollisten vikojen syntyyn ja paikallistamiseen. Säteittäinen topologia antaa yksinkertaistaa myös käyttöä.

Vaihtoehtoisia toteutustapoja topologian osalta olisivat myös rengasverkko tai osittainen rengasverkko. Käytännössä topologiat ovat samanlaiset kuin aiemman luvun esimerkit. Eroavaisuuksia ovat liittymäkojeistojen ja välisyöttöjen määrä. Oletetaan, että verkossa haluttaisiin säilyttää mahdollisuus rengaskäyttöön tai pitää sitä normaalina kytkentätilanteena. Entinen 10 kV:n puoli tulisi tällöin lisätä nykyiseen 20 kV:n renkaaseen. Suotavaa olisi myös, että renkaassa olisi runsaammin välisyöttömahdollisuuksia kuin nykyisin, jotta toimitusvarmuutta saataisiin parannettua. Nyt verkon topologian suunnitteluun vaikuttavat vahvasti varasyöttöpiste tai -pisteet, välisyötöt, kojeistojen todelliset etäisyydet ja nykyinen kytkentä sekä nykyiset ongelmatilanteet. Kaikista suurin kysymys on verkon nykyinen selektiivisyysongelma, jota ei itsessään tällä

topologiamuutoksella voitaisi ratkaista, mutta siihen voitaisiin paneutua suoraan suojauksia parantamalla.

Verkon topologiaa sähköasemahankkeeseen on aikaisemmin tutkittu opinnäytteessä, joka on tuotettu KYSille Granlund Kuopio Oy:n toimesta. Opinnäytteessä verkon topologiaksi muodostui kuvan 4.5 esittämän kaltainen ratkaisu. Verkko ei tällöinkään olisi täydellisessä renkaassa, vaan tyypiltään se olisi osittainen rengas.



Kuva 4.5. Opinnäytteessä luonnosteltu verkkotopologia sähköasemahankkeeseen. (Muokattu lähteestä Tolvanen, 2018)

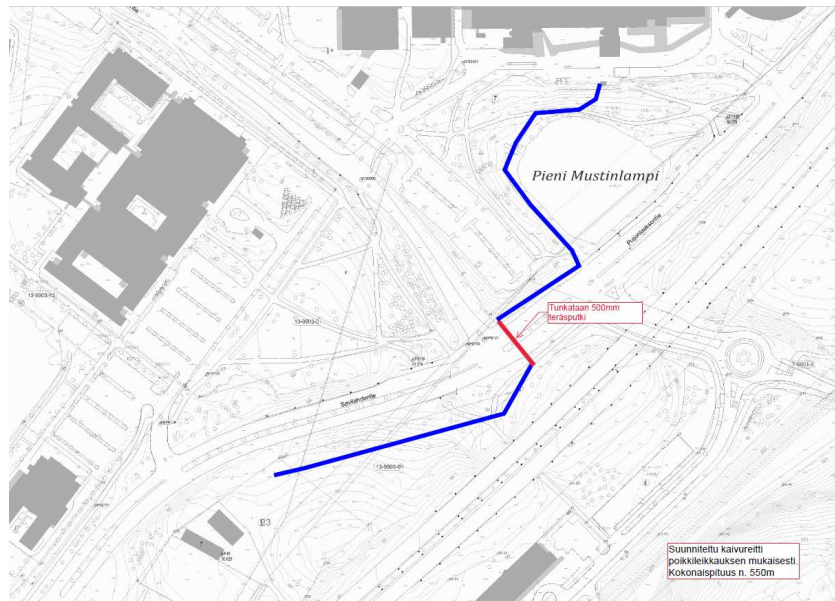
Verkon topologia on rakennettu niin, että kaapeleiden matkat on pyritty minimoimaan ja nykyisiin kojeistoihin tarvitsi syöttökenttien laajennuksen muodossa tehdä mahdollisimman vähän muutoksia. Myös uuden liittymäkojeiston lähtökentät on pyritty minimoimaan. Tarkastellaan mitä toimenpiteitä kuvassa 4.5 esitetty topologia aiheuttaisi, jotta verkon suojauksesta saataisiin oikeanlaisesti toimiva. Renkaassa ei ole mahdollista asetella sellaista porrassaikaa, jolla renkaan suojauksesta saataisiin toimiva yksinkertaiselle suuntaamattomalle ylivirtareleelle, joten on tukeuduttava muihin vaihtoehtoihin. Vaihtoehtoiksi jäisivät siis suunnatut suojat tai vertoreleet. Suuntaselektiivistä suojausta ja lukituksia hyödyntämällä voitaisiin toteuttaa koko verkon suojaus. Nämä muutokset

kuitenkin aiheuttaisivat jälleen väylän tarpeen jokaiseen suojaukseen osallistuvaan komponenttiin. Tällä periaatteella olisi mahdollista korjata selektiivisyysongelma.

Tarkastellaan KYSin nykyistä verkkotopologiaa, joka on esitetty kuvassa 3.4. Kuvassa esitetty verkko on todellinen esimerkki tämänhetkisestä topologiasta, joskaan sitä ei normaalitilanteessa käytetä näin, mutta mahdollisuudet siihen olisivat. Jos tarkastellaan mahdollisuuksia verkkotopologian muutokselle nykyisen verkon kannalta, selvää on, että laajamittainen muokkaaminen aiheuttaa ongelmia sairaalan toiminnalle rakentamisen aikaan, mikä tulee ottaa huomioon verkon muutoksia suunniteltaessa. Jos verkon muutokset aikataulutetaan ja suunnitellaan huolellisesti, on saneerauksen aikaisia jakelukeskeytyksiä kohtuullisen helppoa karsia paljonkin verkon nykyisen rakenteen ja varayhteyksien ansiosta. Mahdollisuudet verkon muokkaukselle ovat siis olemassa. Vaihtoehtojen kustannuksia ja luotettavuutta tarkastellaan myöhemmin.

4.3.2 Kaapelit ja kaapelireititys

KJ-verkon kaapelit niin kiinteistön sisä- kuin ulkopuolella tulisivat osittain kulkemaan KYSin kaukokylmäputkituksien kanssa samaa reittiä. Lisäksi entisiä kaapeleita pyrittäisiin hyödyntämään mahdollisimman paljon. Kaikki vanhat 10 kV-kaapeloinnit on kuitenkin pakko purkaa pois ja vaihtaa uusiin 20 kV-kaapeleihin, koska vanhojen kaapeleiden eristystaso ei kestä 20 kV-porrasta ja kaapelit ovat jo käyttöikänsä päässä. Kaapeleiden mitoitusta on tutkittu jo aikaisemmin, ja AHXAMK-W 3x185 on myös tähän vaihtoehtoon sopiva perustuen verkon nykyiseen kaapelointiin ja em. kaapelityypin kuormansiirtokykyyn sekä tulevaisuuden laajennustarpeisiin. Uuden sähköaseman 110 kV:n liittymän liittymäkaapeliin on Rejlers Oy. jo tehnyt alustavan reitityssuunnitelman, joka on esitetty kuvassa 4.6.



Kuva 4.6. 110 kV:n syöttökaapelin suunniteltu reititys. (Rejlers, 2020).

Kuvasta voidaan lukea myös Savilahden vanhan sähköaseman siirtämisen aiheuttama kaapelimatkan lyheneminen sekä KYSin uuden muuntajan suurpiirteinen sijoitus.

4.3.3 Muuntajasijoitus, tekninen mitoitus ja häviölaskenta

Muuntajan sijoituspaikkaa on tarkasteltu yhdessä KYSin edustajien kanssa ja lopputulema on, että muuntaja tulisi sijaitsemaan sairaalan eteläpuolella. Muuntajan koko on jo käytännössä päätetty, mutta tarkastellaan silti mitoitusta. Muuntajan mitoitus voidaan toteuttaa epäyhtälön 4.9 mukaisesti:

$$\left(1 + \frac{r}{100}\right)^T * P_{max} < S_n * \cos\varphi \quad (4.9)$$

missä,

r = kuormituksen kasvu % / a

T = kuormituksen kasvu vuosissa

P_{max} = muuntajan maksimikuorma [kW]

S_n = muuntajan nimellisteho [kVA]

$\cos \varphi$ = muuntopiirin tehokerroin. (Verkostosuositus, SA:08)

Tässä tapauksessa kyseessä on kuitenkin tehomuuntaja, mutta mitoitusta voidaan tarkastella lähes samalla lailla kuin jakelumuuntajan tapauksessa. Tehomuuntajan mitoituksessa

merkitseviä tekijöitä ovat muuntajalle asennettava maksimikuorma ja kuormituksen ennustettava kasvu. (ABB, 11)

KYSin tapauksessa kuormituksen kasvun tarkka arviointi on haastavaa, sillä rakennuskanta on laajentunut paljon lähivuosina ja uusia rakennuksia on nytkin suunnitteilla. Toisaalta myös saneerauksia (mm. valaistus ja kaukokylmä) on toteutettu, mikä on osaltaan nostanut energiatehokkuutta. Saneerausten vaikutus onkin jo nyt nähtävissä esimerkiksi vuoden 2019 huipputehokaavioista, kun niitä verrataan Hakasen relesetteluraporttiin. Vuonna 2016 kuukauden suurimmat tunnin keskitehot ovat liikkuneet 10 kV-muuntamolla n. 2,7 MW:ssä, toisessa 20 kV-liittymässä n. 1,7 MW:ssä ja toisessa n. 1,3 MW:ssä. Vuonna 2019 suurimmat tehot ovat olleet 2,3 MW, 1,6 MW ja 2,9 MW. Viimeisenä esitetyn liittymän huipputehon nousu selittyy kaukokylmäkontin liittämällä kyseiseen liittymään. Muutoin tehotrendi on ollut laskeva.

Käytettäkään muuntajan maksimitehon mitoituksessa vuoden 2019 KJ-liittymien suurimpien tehojen tehosummaa. Suurimmat tehot ovat ilmenneet lähes poikkeuksetta kesäkuussa. Huipputehojen kaaviot on esitetty jo aikaisemmin. Huipputehoista saamme summan 6890 kW, jota pidettäkään myös suurimpana mahdollisena tehokuormana. Näin mitoitukseseen saadaan myös lisää väljyyttä. Arvioidaan kuormituksen kasvuksi 2 %/a 10 vuoden ajan. KYSin rakennuskanta tulee oletettavasti laajenemaan tulevaisuudessa, mutta suuria lisäyksiä tehontarpeeseen ei pitäisi olla, koska tontin rakennusoikeus on miltei käytetty ja tila lähes täynnä. (Turunen, 2020) Em. tehonkasvulla 10 vuoden jälkeinen tehontarve olisi n. 9000 kW, jolloin pärjättäisiin vielä 10 MVA:n muuntajalla, mutta laskennassa käydään läpi myös 16 MVA:n vaihtoehto, koska investointien hintaero on kohtuullisen pieni: n. 32 k€.

Muuntajan häviöitä tarkastellessa tarvitaan laskennan tueksi vähintään muuntajan kilpiarvot, joten tutkimusta varten joudutaan ottamaan tarkasteluun jonkin valmistajan soveltuva 110/20 kV-muuntaja. Esimerkinomaisesti käytettäkään ABB:n käsikirjasta 110/20 kV, 10 ja 16 MVA -muuntajien kilpiarvoja. ABB ilmoittaa käsikirjassaan muuntajan kilpiarvoiksi taulukon 4.2 mukaiset arvot:

Taulukko 4.2. 110/20 kV 10 ja 16 MVA-tehomuuntajien kilpiarvot (ABB, 11)

Teho	P_0	P_k	Z_k	S_0
MVA	kW	Kw	%	%
10	9	51	10	0,3
16	11	74	10	0,25

Lasketaan 10 MVA-suuruisen muuntajan vuosittaiset tyhjäkäyntihäviökustannukset ja kuormitushäviökustannukset koko pitoajalta. Tyhjäkäyntiin kulunut energia saadaan kertomalla taulukon tyhjäkäyntitehohäviöt P_0 vuoden tunneilla, jolloin tulokseksi saadaan n.79 MWh/a. Vuosittaisten tyhjäkäyntihäviökustannuksien selvittämiseksi tarvitaan hinnat häviöteholle ja häviöenergialle. Oletetaan, että hinta häviöteholle H_{hp} on 1,87 €/kW ja häviöenergialle H_{he} 1,31 snt/kWh KE:n uuden 110 kV-tariffirakenteen mukaisesti. Vuosittaiset tyhjäkäyntihäviökustannukset voidaan laskea yhtälön 4.10 mukaan.

$$K_{0häv} = H_{hp} * P_{0tav} + H_{he} * E_{0häv} \quad (4.10)$$

Tulokseksi edellisestä laskutoimituksesta saadaan n. 3 k€/a. Oletetaan, että muuntajan pitoaika on 35 vuotta. Tällöin 35 vuoden pitoajalta tyhjäkäyntihäviökustannusten nykyarvo olisi laskettavissa yhtälöllä 4.11. Oletetaan korkokannaksi 5 %.

$$K_{0häv35} = K_{0häv} * \left[1 - \frac{1}{\left(1 + \frac{p}{100}\right)^T} \right] * \frac{100}{p} \quad (4.11)$$

Tulokseksi saadaan n. 50 k€. Kuormitushäviöteho alkutilanteessa voidaan laskea yhtälön 4.12 mukaisesti,

$$P_{hk} = \left(\frac{S_{as}}{S_n}\right)^2 * P_{kn} \quad (4.12)$$

Kuormitushäviöteho jokaiselle tunnille pystytään kuitenkin selvittämään vuoden 2019 tuntitehosarjoista tarkasti. Mikäli laskettaisiin käsin, niin tulokseksi saataisiin 24,2 kW, kun oletettu asennettu kuorma olisi 6890 kW. Kuormitushäviöenergia ensimmäisenä vuonna voidaan nyt laskea yhtälöllä 4.13.

$$E_{hk} = P_{hk} * t_h \quad (4.13)$$

Yleensä häviöitä ei pystytä selvittämään tarkasti, koska häviöenergian selvittämiseksi tulisi tietää vuoden jokaisen hetken kuormitusarvo (joka nyt tiedetään tunnin tarkkuudella), joten asiaa tarkastellaan yleensä likiarvoisesti häviöiden huipunkäyttöajan kautta. Myös huipunkäyttöajan likiarvo pystytään selvittämään tuntitehosarjoista ja se voidaan laskea yhtälön 4.14. mukaan, jossa P_{hma} edustaa häviöiden huipputehoja ja W_h vuotuista häviöenergiaa. Häviöiden huipunkäyttöaika edustaa sitä aikaa, jonka kuluttua vakiona pysynyt huipputeho saavuttaa vuotuisen häviöenergian summan.

$$t_h \approx \frac{W_h}{P_{hma}} \quad (4.14)$$

E_{hk} :ksi saadaan tuntitehosarjoista tarkasteltuna n. 79 MWh. Tästä voidaan johtaa kuormitushäviökustannukset ensimmäiselle muuntajan pitovuodelle yhtälöllä 4.15.

$$K_{khäv} = H_{hp} * P_{hk} + H_{he} * E_{hk} \quad (4.15)$$

Kuormitushäviöiden aiheuttaman tehomaksun laskentaan käytetään vuoden jokaisen kuukauden suurinta häviöiden huippuarvoa niin, että kuukauden suurin häviöteho kerrotaan tariffin tehomaksulla. Kuormitushäviökustannukset ovat siis ensimmäisen vuoden osalta n. 3 k€. Tarkastellaan kuormitushäviökustannuksia koko pitoajalta, joka tässä tapauksessa on 35 vuotta. Kuormitushäviökustannukset koko pitoajalta voidaan laskea yhtälön 4.16 mukaan, mutta yhtälöä varten tulee ensiksi ratkaista ylläpitokustannusten diskonttauskerroin κ ja kasvukerroin ε , jotka voidaan selvittää aiemmin esitetyillä yhtälöllä 4.2 ja 4.4. Oletetaan laskennassa tehonkasvuksi samat parametrit vuosittaiselle tehonkasvulle, korolle ja pitoajalle kuin aikaisemminkin. Lopuksi yhtälöllä 4.17 voidaan laskea kustannukset häviöistä koko pitoajalta.

$$K_{khäv35} = K_{khäv3} * \kappa \quad (4.16)$$

$$K_1 = K_{Ohäv35} + K_{khäv35} \quad (4.17)$$

Kustannukset koko pitoajalta tyhjäkäynti- ja kuormitushäviöiden suhteen olisivat siis yhteensä n. 144 k€ 10 MVA:n muuntajalla. Taulukossa 4.3 on vielä käyty vertailua 10

MVA:n ja 16 MVA:n muuntajien häviökustannuksista yhtä pitkiltä pitoajoilta. Laskentaan käytettyjen yhtälöiden lähde. (Partanen & Lassila 2020) ja (Tiippana, 2011)

Taulukko 4.3. Kahden eri kokoisin muuntajan taloudellisuusvertailua.

Tyhjäkäyntihäviöt:	10 MVA	16 MVA	yks.
Tyhjäkäyntitehohäviö	9,00	11,00	kW
Tyhjäkäyntiin kulunut energia vuodessa	78,84	96,36	MWh
Vuosittaiset tyhjäkäyntihäviökustannukset	3,09	3,78	k€/a
pitoajalla syntyvien tyhjäkäyntihäviökustannusten nykyarvo	50,65	61,90	k€
Kuormitushäviöt:			
Kuormitushäviöenergia ensimmäisenä vuotena	70,41	39,90	MWh
Kuormitushäviökustannukset ensimmäisenä vuotena	3,13	1,77	k€
Kuormitushäviökustannukset koko pitoajalta	93,16	52,77	k€
Kustannukset yhteensä:	143,81	114,67	k€

Taulukosta voidaan huomata, että 16 MVA:n muuntajan ylläpito on halvempaa kuormitushäviöidensä osalta, minkä tulisi vaikuttaa muuntajavalintaan. Kustannuksien erotukseksi saadaan n. 29 € koko pitoajalta. Muuntajien hankintahinnoilla on yksikköhintaluettelon mukaan eroa noin 31 k€, eli pitoajan häviökustannuksien erotuksella voitaisiin kattaa kalliimpi investointi lähes kokonaan. Suurempi muuntaja antaisi tietynlaista väljyyttä tulevaisuuden suunnittelua varten, koska suurempi muuntaja luonnollisesti kykenee suuremman kuorman käsittelyyn, ei mahdollisesti kasvavan tehontarpeen osalta tulisi oletettavasti ongelmia missään vaiheessa. Toki kuorman kasvaessa kuormitushäviötkin kasvavat.

4.3.4 Kojeistot

Kyseisen kehitysvaihtoehdon kohdalla kojeistoja tulee tarkastella erityisesti kytkentävaihtoehtojen kannalta. Suojausten toiminta on ollut puutteellista ja rengasverkosta tulisi pyrkiä eroon juuri selektiivisyysongelmien vuoksi, mikäli verkon suojalaitteisiin ei haluta tehdä muutoksia. Toisaalta rengasverkko mahdollistaa paljon eri kytkentätilanteita ja suojalaitteiden saneeraus on oletettavasti kustannuksiltaan edullisempaa kuin säteittäisverkon muodostaminen. Topologia ja varayhteys määrittävät jälleen myös kojeistomuutokset.

Tarkastellaan mahdollisia tarvittavia kojeistomuutoksia topologiavaihtoehtojen kannalta. Oletetaan, että verkon topologiasta muokataan puhtaasti säteittäinen. Tällöin 20 kV:lla

operoiviin nykyisiin kojeistoihin ei tarvitsisi tehdä muutoksia, koska syöttökentät ovat riittävät, mutta uuden liittymäkojeiston lähtömäärä kasvaisi merkittävästi. 10 kV:n portaan kohtalo on selvä ja se tulee uusia joka tapauksessa 20 kV:n tasolle. Varayhteys ja liittymäkojeisto taas ovat suurempaa tarkastelua vaativat seikat. Liittymäkojeisto voitaisiin toteuttaa ns. kaksikiskojärjestelmänä tai jonakin sen variaationa, jolloin uudelta muuntajalta tuleva liittymä ja varasyöttö tulisivat saman kojeiston eri kiskoihin. Etuina näin toimimisessa olisi se, että kuormituksia voitaisiin vapaasti ryhmitellä käytön aikana ja esimerkiksi muuntajahuollot tai -rikot eivät aiheuttaisi sähkökatkoa, kun toista kiskoa syötettäisiin varayhteyden kautta.

Toinen vaihtoehto olisi, että uusi liittymäkojeisto olisi toteutettuna perinteisenä yksikiskona ja jokin vanhoista liittymistä säilytettäisiin varayhteytenä. Oletetaan nyt, että varayhteys on jäävä RAK2:n nykyiseen liittymäkojeistoon ja uusi 110/20 kV:n tehomuuntajalta tuleva 20 kV:n liittymä menee niin ikään sairaalan eteläpuolella sijaitsevalle uudelle liittymäkojeistolle, mutta topologia on vieläkin säteittäinen. Tämä aiheuttaisi RAK2:n kojeiston täydellisen uudelleenrakentamisen, koska lähtökenttiä kojeistossa ei olisi riittävästi, vaan niitä jouduttaisiin lisäämään ainakin seitsemän kappaletta, johtuen tarvittavasta syöttöjen kahdentamisesta. Vaihtoehtoa ei ole järkevää tarkastella pidemmälle, koska kojeiston laajentaminen olisi suuri kustannus eikä kojeisto kykenisi mahtumaan nykyiselle sijoituspaikalleen laajennettuna versiona, eikä varayhteys siinä kohtaa myöskään nostaisi toimitusvarmuutta verrattuna aiemmin esitettyyn. Jos verkko olisi säteittäinen, olisi ainoa järkevä vaihtoehto tehdä uudesta liittymäkojeistosta kaksikiskojärjestelmällä toimiva, koska se minimoisi kustannukset kojeistomuutoksien osalta. Kaapelimatkat ovat verrattain lyhyitä ja sisäverkon nykyisille kojeistotiloille on olemassa valmiit kaapelireitit, joten kustannus voidaan olettaa olevan huomattavasti kohtuullisempi.

Tarkastellaan kojeistomuutoksia vielä siitä näkökulmasta, että topologiatyypinä olisi rengasverkko, liittymäkojeisto olisi toteutettu yksikiskojärjestelmällä ja varasyöttö säilyisi RAK2:ssa. Vanhoille 20 kV:n kojeistoille tästä aiheutuisi muutoksia suojalaitteiden vaihdon tai lisäyksien muodossa. Ainoana potentiaalisena suojausvaihtoehtona tämänkaltaisessa rengasverkossa lienevät differentiaalireleet ja suunnatut ylivirtasuojat, koska matkat ovat verrattain lyhyitä eikä vikavirran suuntaa voida muuten aistia. Kojetoille em. suojien käyttäminen tarkoittaisi jälleen niiden muokkausta ja viestiyhteyksien rakentamista.

Oletettavasti kenttien määrä ei tässäkään tapauksessa ole riittävä, vaan niitä jouduttaisiin lisäämään. Varasyöttö ei kuitenkaan aiheuttaisi kenttien lisäyksiä, koska se on jo oleva. Topologia, varasyötöt ja suojaukset ovat siis merkittävät tekijät kojeistojen muutoksissa, ja toteutettavat kojeistomuutokset tiedetään vasta, kun verkon topologian ja varasyöttöjen kohtalo on selkeä. Kustannustarkastelua variaatioille esitetään luvussa 5.

5 VAIHTOEHTOISTEN KEHITYSTAPOJEN VERTAILU

Alaluvuissa tarkastellaan eri vaihtoehtojen luotettavuutta ja investointikustannuksia. Sähkönjakelun luotettavuus käsittää kyvyn siirtää sähkö tuottajalta kuluttajalle luotettavasti. (VTT, 2006) Luotettavuuslaskennan toteuttaminen KYSin verkossa on haasteellista johtuen tilastoinnin puutteesta. Tarkan mallin muodostaminen on tällöin mahdotonta, joten asiaa perustetaan vahvasti oletuksiin ja luotettavuutta arvioidaan myös suurelta osin pohdinnan kautta.

5.1 Luotettavuus- ja kustannustarkastelut eri kehitysvaihtoehdoille

Tarkastellaan eri kehitysvaihtoehtojen luotettavuutta sähkönjakelun ja verkon käytön näkökulmasta. Alaluvuissa on esitettyä jokaisen kehitysvaihtoehdon luotettavuus- ja kustannustarkastelut.

5.1.1 Komponenttimuutokset

Aiemmin on esitetty komponenttimuutoksilla tehtävä parannus KYSin verkkoon. Suurin ongelma sisäverkossa verkossa on ollut selektiivisyyden puute verkon suojauksissa. Oletetaan, että ratkaisua haetaan komponenttimuutoksilla. Tällöin ainoat käytännön toimenpiteet verkon muutosten suhteen olisivat kojeistoihin mahdollisesti vaihdettavat katkaisijat, differentiaali-, suunnatut ylivirta- ja maasulkureleet sekä väyläyhteyden rakentaminen ja laitteiston konfigurointi. Oletetaan, että selektiivisyysongelmat ratkeavat näillä toimenpiteillä ja KYS voi käyttää nyt relesuojaustaan myös oikosulkusuojaus, kun aiemmin se on toiminut vain ylivirtasuojana, ja että maasulkusuojaus otettaisiin käyttöön.

Verkon suojausten toiminnasta tulee oikeanlaista, mutta kaikki riskit virheille eivät poistu. Jäljelle jääviä ongelmia aiheuttavia asioita ovat tämän jälkeen ikääntyvät kojeistot ja jännitekuopat. Kojestojen tekninen pitoaika on n. 40-50 vuotta Energiaviraston yksikköhintaluettelon mukaan. KYSin verkossa on kojeistoja, jotka ovat valmistettu 70–80-luvulla. Vanhimille kojeistoille ikää on siis tullut jo ainakin 40 vuotta. Kojestojen vanhenemisessa tulee ottaa huomioon myös niiden komponentit, sillä nekin vanhenevat. Tekninen pitoaika merkitsee käytännössä sen ajan, jonka komponentti voidaan olettaa toimivan suunnittelun mukaisesti. (Laine, 2005) Kun komponenttien pitoaika ylitetään, on vaarana, että komponentti ei enää kykene suoriutumaan sille annetuista toimenpiteistä.

Koska Verkonhaltija on vastuussa myös verkkonsa komponenttien pitoajoista. Komponenteille tulisikin kehittää verkkokomponentteilleen pitoaikojen seurantaohjelma.

Tarkastellaan verkon luotettavuutta myös jännitekuoppien osalta. Jännitekuoppien syntyvyyteen KYSillä ei ole mahdollisuutta vaikuttaa komponenttimuutoksilla. Sisäverkko voi kokea pääasiassa KE:n jakeluverkon ja kantaverkon aiheuttamia jännitekuoppia, joihin pystyttäisiin ainoastaan vaikuttamaan pienentämällä johtopituutta KJ-verkkoa syöttävän muuntajan takana. Jännitekuopista, niiden vaikutuksesta tai ilmentymisestä ei ole kuitenkaan olemassa tilastointia, joten oletus on, että ne eivät juurikaan ole vaikuttaneet verkon toimintaan. Jännitekuoppien esiintyvyys on myös yleensä pienimuotoista kaapeloidussa kaupunkiverkossa. Tähän vaihtoehtoon keskitytään sähköasemavaihtoehdossa. Pelkillä komponenttimuutoksilla saavutettava luotettavuuden parannus verkon toiminnalle on kuitenkin parempi vaihtoehto kuin olla tekemättä mitään.

Pyritään tarkastelemaan verkon mahdollista luotettavuuden parantumista aiemmin käydyn luotettavuuslaskennan kautta. Aiemmin esitetyn luotettavuuslaskennan tulokset eivät ota huomioon katkaisijoiden tai suojalaitteiden kaltaisia komponentteja, vaan luotettavuuslaskenta on puhtaasti riippuvainen kaapeleiden keskimääräisistä vikataajuuksista ja pituuksista sekä solmupisteiden tehosta. On selvää, että yhtälöiden arvoja muuttamalla voitaisiin osoittaa oletuksien kautta paranneltua vikataajuutta, mutta tarkastelu ei tuo lisäarvoa, koska vaikutukset luotettavuuteen ovat ilmeisiä. Tarkastellaan vaihtoehdon investointikustannuksia Energiaviraston yksikköhintaluettelon kautta. Aikaisemmin on esitetty tarpeelliset komponenttivaihdokset tai lisäykset. Taulukossa 5.1 on havainnollistettu arvioituja kustannuksia yksikköhintojen muodossa.

Taulukko 5.1 Kustannuserittely komponenttimuutoksilla tehtävästä verkonkehitysehdotuksesta.

Komponentti	Määrä	Kustannus
Katkaisija	15	189 000 €
Lähtökenno	6	101 400 €
Maasulun sammutuslaitteisto muuntajalla, 100 A	1	133 100 €
Suojaus- ja automaatiolaitteiston perusosa	9	203 400 €
Suojaus- ja automaatiolaitteisto, kenttäkohtainen	15	118 500 €
Tiedonsiirtolaitteisto	1	4 800 €
Summa		750 200 €

Laskennassa on oletettu, että uusi maasulun sammutuslaitteisto on asennettava, jotta verkko olisi KE:n liittymäehtojen mukainen. Lisäksi on oletettu, että suojaus- ja automaatiolaitteiston perusosa tulee kaikkiin kojeistoihin erikseen. Kenttäkohtainen osa suojaus- ja automaatiolaitteistosta on oletettu tulevan vain niihin kenttiin, joissa tehdään katkaisijan vaihdos. Tiedonsiirtolaitteiston on ajateltu olevan yksittäinen kaiken väylätekniikan kattava. Kustannuksia kehitysvaihtoehdolle saadaan siis n. 750 k€ yksikköhintaluettelon kautta. Kun tarkastellaan kehitysvaihtoehdon häviökustannuksia KJ-tasolla, ne eivät muutu alkuperäisestä, koska kaapelointi- tai topologiamuutoksia ei tehdä.

5.1.2 Jännitetasojen yhdistäminen

Toinen vaihtoehtoinen verkon kehittämistapa oli muuttaa verkon jännitetasoja niin, että siitä poistettaisiin eroavat jänniteportaat ja muutettaisiin verkon topologiaa ja sitä kautta vaikutettaisiin selektiivisyyteen, kun perättäisiä suojausportaita voitaisiin vähentää. Säteittäisessä toteutuksessa nykyiset 20 kV:n liittymäkojeistot muokattaisiin ns. haaroituspisteiksi. 10 kV:n jänniteportaan poistuminen aiheuttaa myös muutoksia, kun vanhat alemman jänniteportaan kojeistot olisi pakko uusia.

Oletetaan, että verkon topologia on säteittäinen ja tarkastellaan kustannuksia, kun nykyiset 20 kV:n kojeistot toimivat haaroituspisteinä KJ-liittymille. Taulukossa 5.2. on esitetty aiheutuvia investointikustannuksia tästä vaihtoehdosta.

Taulukko 5.2. Topologialtaan säteittäiseksi saneeratun verkon investointikustannukset

Komponentti	Määrä	Kustannus
Kojeisto, ilman lähtö tai syöttökenttiä	6	208 200 €
Lähtö tai syöttökenttä	36	608 400 €
Suojaus- ja automaatiolaitteiston perusosa	6	135 600 €
Suojaus- ja automaatiolaitteisto, kenttäkohtainen	36	284 400 €
Katkaisija	36	453 600 €
Maasulun sammutuslaitteisto muuntajalla	1	133 100 €
Tiedonsiirtolaitteisto	1	4 800 €
Kaapeli AHXAMK-W 3x185+35Cu	n. 5 (km)	181 000 €
	Summa	2 009 100 €

Laskennassa on oletettu, että jokaisella kojeistolla on kaksi syöttökenttää säteittäisen topologian kahdentamisen vuoksi. Lisäksi on oletettu, että nykyinen määrä lähtökenttoja on tarpeen, mutta varalähdöt on jätetty pois.

Tarkastellaan seuraavaksi kustannuksia oletetun rengasverkon toteutuksen osalta. Rengasverkkoratkaisussa lähtökohtana on, että 20 kV:lla toimiviin kojeistoihin täytyy tehdä sellaisia muutoksia, että renkaan toteuttaminen olisi mahdollista ja suojalaitteiden selektiivisyysongelma saadaan korjattua. Käytännössä tämä tarkoittaa minimissään sitä, että kahteen nykyiseen kojeistoon muokataan lähtökentät, joihin koko entinen 10 kV:n jakeluporras liitetään. Suojalaitteiden osalta joudutaan tukeutumaan suunnattuihin ylivirtareleisiin tai differentiaalireleisiin. EV:n yksikköhintaluettelo käsittelee kaikki suojaus- ja automaatiolaitteistot yhdellä yksikköhinnalla, josta aiheutuu epätarkkuutta laskentaan. Tarkastellaan rengasverkkototeutuksesta aiheutuvia kustannuksia. Kustannuksia on eritelty taulukkoon 5.3.

Taulukko 5.3. Rengastopologiavaihtoehdon aiheuttamat investointikustannukset.

Komponentti	Määrä	Kustannus
Kojeisto, ilman lähtö tai syöttökenttiä	4	138 800 €
Lähtö tai syöttökenttä	13	219 700 €
Suojaus- ja automaatiolaitteiston perusosa	3	67 800 €
Suojaus- ja automaatiolaitteisto, kenttäkohtainen	13	102 700 €
Katkaisija	13	163 800 €
Maasulun sammutuslaitteisto muuntajalla	1	133 100 €
Tiedonsiirtolaitteisto	1	4 800 €
Kaapeli AHXAMK-W 3x185+35Cu	n.1,5 km	54 300 €
Summa		885 000 €

Tarkastellaan vielä osittaisen rengasverkon aiheuttamia kustannuksia. Tässä vaihtoehdossa 10 kV:n porrasta parannetaan suojalaitemuutoksilla. Taulukossa 5.4 on eriteltyä tämän kehitysvaihtoehdon kustannukset.

Taulukko 5.4. Osittaisen renkaan toteutuksen aiheuttamat kustannukset.

Komponentti	Määrä	Kustannus
Kojeisto, ilman lähtö tai syöttökenttiä	6	208 200 €
Lähtö tai syöttökenttä	35	591 500 €
Suojaus- ja automaatiolaitteiston perusosa	6	135 600 €
Suojaus- ja automaatiolaitteisto, kenttäkohtainen	35	276 500 €
Katkaisija	35	441 000 €
Maasulun sammutuslaitteisto muuntajalla	1	133 100 €
Tiedonsiirtolaitteisto	1	4 800 €
Kaapeli AHXAMK-W 3x185+35Cu	n.1,3 km	47 060 €
Summa		1 837 760 €

Tarkastellaan vaihtoehtojen vaikutusta verkon toiminnan luotettavuuteen. Luotettavuuslaskentaa joudutaan muuttamaan aiempaan verrattuna, koska verkon oletetaan olevan täysin säteittäinen ja entiset 10 kV:llä operoineet kojeistot lisätään mukaan laskentaan. Lisäksi oletuksien valossa joudutaan arvioimaan myös kaapelimatkat. Taulukossa 5.5 on esitetty verkon luotettavuus- ja keskeytyskustannuslaskennan tuloksia. Laskentaa on esitetty liitteessä II.

Taulukko 5.5. Säteittäisen vaihtoehdon vuosittaiset keskeytyskustannukset ja -ajat.

Kojeisto	Keskeytysaika h/a	Kustannukset €/a
1.	0,098	951
2.	0,076	365
3.	0,081	348
4.	0,102	399
5.	0,076	904
6.	0,057	271
7.	0,076	112
8.	0,072	266
Liittymäkoj. 1.	0,074	449
Liittymäkoj. 2.	0,052	1481
Summa kustannuksista		5549

Taulukosta voidaan huomata, että säteittäisverkossa keskeytyskustannukset ovat pienemmät kuin nykyisessä verkossa, vaikka komponentteja on useampia. Kun sisäverkon kojeistot toimivat itsenäisinä, eivät rinnan toimivien kojeistovälien vikaantumisen vaikuta muiden kojeistojen toimintaan. Kustannuslaskennassa on käytetty KTM:n määrittelemiä KAH-arvoja, jotka on korjattu vuoden 2020 kulutusindeksiin. Jos keskeytyksiä arvotettaisiin aiemmin esitetyn palkkarakenteen kautta, niin keskeytyskustannukset olisivat n. 17 k€/a.

5.1.3 Sähköasema ja suurjänniteliittymä

Sähköasemavaihtoehdon tuomat edut muihin verrattuina ovat ilmeiset. Sillä voitaisiin vaikuttaa sähkönjakelussa ilmeneviin ongelmiin, joita KYS on tähän mennessä kohdannut, jos myös topologiaa muokataan. Sähkönjakelun luotettavuutta lisäisi myös se, että KYS ei olisi riippuvainen KE:n Savilahden aseman johtolähtöjen aikasäädöistä enää normaalitilanteessa, koska se liittyisi lähes suoraan kantaverkkoon. Liittyminen kantaverkkoon poistaisi myös mahdollisesti esiintyviä jännitekuoppia, jotka ovat varsinkin lääketieteellisille sähkölaitteille erityisen haitallisia. Perusongelman eli suojalaitteiden

selektiivisyyden korjautuminen ei kuitenkaan ole riippuvainen sähköasemasta. Korjatakseen tämän sisäverkon ongelman on KYSin joko tehtävä muutoksia verkkotopologiaansa sairaalan sisällä tai vaihdettava suojaletyyppejä ja lisättävä automaatiota. Vaihtoehtoisessa toteutustavassa on esitetty, että sairaalan sisällä tehtäisiin vain topologiamuutoksia, joten tarkastellaan niiden vaikutusta asiaan. Jos verkon topologiaa muokattaisiin puhtaasti säteittäiseksi, poistaisi se selektiivisyysongelmat, koska porraskaikojia saataisiin porrastettua ja osa entisistä suojausportaista karsiutuisi pois. Myöskään KE:n nopeat johtolähtösuojauskset eivät olisi enää ongelma suurjännitteiseen jakeluun liittyttäessä. Jos verkosta todella tehtäisiin säteittäinen, olisi syötöt pakko ns. kahdentaa, jotta varasyöttömahdollisuuskin olisi olemassa. Jos liittymäkojeiston kokoojakiskon toteutus olisi vielä kaksikiskona, olisi tiedossa olevat verkon toiminnan luotettavuutta heikentävät tekijät karsittuna minimiin.

Tarkastellaan luvun 4.3 alla esitettyjen topologiavaihtoehtojen luotettavuuseroja. Säteittäisen verkon eduksi luotettavuuden kannalta voidaan lukea suojauskien yksinkertaisuus, käytön helppous ja komponenttien vähäisempi määrä, jolloin keskeytyksiä voitaisiin myös ajatella olevan vähemmän, koska vikaantuvia osia on vähemmän. Rengas- tai silmukoidun verkon eduksi taas voidaan lukea se, että sitä voitaisiin syöttää monesta eri pisteestä ja sitä kautta parantaa luotettavuutta. Päätäväksi tekijäksi jäävät siis saneerauksesta ja ylläpidosta aiheutuvat kustannukset. Tämä ei kuitenkaan siltikään tarkoita sitä, että rengas- tai silmukoitu verkko olisi suuresti huonompi vaihtoehto kuin säteittäinen luotettavuutensa kannalta. Vaikeankin verkkotopologian omaavan verkon toiminta on mahdollista tehdä erittäin luotettavaksi, kunhan sen suojauskset ja kytkentätilanteet otetaan asianmukaisesti huomioon. Operoitaessa nykyisillä olemassa olevilla suojalaitteilla voidaan säteittäisverkon sanoa olevan paras vaihtoehto, koska sen suojaaminen onnistuu yksinkertaisella aikaselektiivisyydellä varmasti.

Tarkastellaan siis topologiavaihtoehtoja investointikustannuksien kautta. Taulukossa 5.6. on esitetty erittelyt säteittäisen toteutuksen aiheuttamista investointikustannuksista. Kustannukset on arvotettu yksikköhintaluettelon mukaan.

Taulukko 5.6 Sähköaseman ja säteittäisen verkkotopologian arvioidut investointikustannukset.

Komponentti	Määrä	Kustannus
20 kV-kojeisto, ilman lähtö tai syöttökenttiä	5	173 500 €
20 kV-kojeiston lähtö tai syöttökenttä	26	439 400 €
20 kV-kojeiston suojaus- ja automaatiolaitteisto: perusosa	5	113 000 €
20 kV-kojeiston Suojaus- ja automaatiolaitteisto: kenttäkoht.	26	205 400 €
Katkaisija 20 kV-maakaapeliverkko	26	327 600 €
Maasulun sammutuslaitteisto muuntajalla 100 A	1	133 100 €
Tiedonsiirtolaitteisto	1	4 800 €
Sähköasemarakennus tyyppi 3 - taajama	1	303 800 €
Muuntajaperustus- ja liittynät, ilmaaristeinen 110 kV	1	66 500 €
Muuntaja, 16 MVA 110/20 kV	1	289 000 €
110 Kv-aseman suojaus- ja automaatiolaitteisto: perusosa	1	39 200 €
Kaapeli 20 kV, AHXAMK-W 3x185+35 Cu	n. 8 km	289 600 €
Kaapeli 110 kV, 800 mm ²	n. 500 m	113 350 €
Summa		2 498 250 €

Taulukon 5.6 esittämiä kustannuksia on arvioitu sillä periaatteella, että oleva 10 kV:n porras saneerataan kaikilta osin ja verkon toteutus tulee olemaan säteittäinen kaikissa sisäverkon osissa, myös 20 kV:n alueella. Syöttöjen on ajateltu olevan ns. kahdennettu, jolloin varasyöttö tulee myös sähköasemalta, mikä nostaa sisäverkon kaapeleiden mittasummaa huomattavasti. Maasulun sammutuslaitteisto on arvioitu uusittavaksi, koska entisestä järjestelmästä ei ole saatavilla juurikaan tietoa. Näin ollen se on järkevää laskea mukaan investointikustannuksiin. Sähköasemarakennus on arvioitu taajama-asemaksi investointiluettelon esittämän tyyppin 3 mukaiseksi. KE:n suunnitelman mukaan sähköasemarakennuksessa ei tulisi olemaan muita komponentteja kuin päämuuntaja ja sen kaipaama suojajärjestelmä, jota on merkattu asemakohtaisella perusosalla. Muuntajan kokoa on tarkasteltu aikaisemmin. Tarkasteluun on laskettu mukaan myös sähköaseman syöttävä kaapeli.

Taulukossa 5.7 on esitettyä rengasverkkototeutuksen aiheuttamia kustannuseriä. Topologiana on käytetty aiemmassa opinnäytteessä esitettyä mallia, jossa sisäisiä pienempiä renkaita olisi kolme kappaletta. (Tolvanen 2018)

Taulukko 5.7. Rengasverkkototeutuksen arvioidut investointikustannukset.

Komponentti	Määrä	Kustannus
20 kV-Kojeisto, ilman lähtö tai syöttökenttiä	4	138 800 €
20 kV-kojeiston lähtö tai syöttökenttä	18	304 200 €
20 kV-kojeiston suojaus- ja automaatiolaitteisto: perusosa	4	90 400 €
20 kV-kojeiston Suojaus- ja automaatiolaitteisto: kenttäkoht.	18	142 200 €
Katkaisija, 20 kV-maakaapeliverkko	18	226 800 €
Maasulun sammutuslaitteisto muuntajalla 100 A	1	133 100 €
Tiedonsiirtolaitteisto	1	4 800 €
Sähköasemarakennus tyyppi 3 - taajama	1	303 800 €
Muuntajaperustus ja liittynät, ilmaeristeinen 110 kV	1	66 500 €
Muuntaja, 16 MVA 110/20 kV	1	289 000 €
110 Kv-aseman suojaus- ja automaatiolaitteisto: perusosa	1	39 200 €
Kaapeli, 20 kV AHXAMK-W 3x185+35 Cu	n. 3,3 km	119 460 €
Kaapeli 110 kV, 800 mm ²	n. 500 m	113 350 €
Summa		1 738 800 €

10 kV:n portaan uusimisen vaikutus toteutukseen on samankaltainen kuin säteittäisverkossa, jos kaapelointia ei oteta huomioon. Muutokset kenttämääriin ja liittännäisiin komponentteihin tulevat rengasverkon rakentamisen vaikutuksesta. Kumpaankin taulukon investointikustannuksiin on sisällytettyä myös uuden liittymäkojeiston kustannukset. Liittymäkojeiston kustannuksia tarkasteltaessa määrää verkkotopologia suurelta osin myös kojeiston aiheuttaman investoinnin suuruuden. Tästä syystä KYSin tapauksessa verkkotopologian merkitys on suuri verkon luotettavan toiminnan ohella. Kun tarkastellaan vielä taulukoiden 5.6 ja 5.7 esittämiä investointikustannuseroja toisiinsa nähden huomataan, että kaapelimäärät säteittäisessä toteutuksessa ovat yli kaksinkertaiset. Jos ajatellaan, että koko sisäverkko tehtäisiin säteittäisellä toteutuksella, nostaisi se investointikustannuksia rengasverkkoon verrattuna kaapeloinnin osalta n. 170 k€ verran. Kaapelit ovat yksi suurimmista kuluista verkonrakennuksessa, vaikkakaan tässä tapauksessa ei tarvitse ottaa huomioon kaapeliojia tai muita maastoon liittyviä seikkoja paitsi sähköaseman syötön osalta. Kumpaankin vaihtoehtoon muuntajasyötön aiheuttama kustannus on kuitenkin sama. Rakennuksen sisällä kokonaan uusien kaapelireittien rakentaminen on kuitenkin oletettavasti vieläkin kalliimpaa kuin maakaapeloinnin toteuttaminen, jos rakennuksen rakenteita olisi lähdettävä muuttamaan.

5.2 Kehitysvaihtoehtojen häviövertailut

Verkon kehittämisessä tulee pystyä mittaamaan myös häviökustannukset. Kehitysvaihtoehtoissa kuormitushäviöiden synty ja sitä kautta energiahäviöt vaihtelevat liittymien määrän, sisäverkon topologioiden ja käyttötilanteiden mukaan.

Tarkastellaan kehitysvaihtoehtojen vaikutusta häviöenergian määrään. Useimmissa kehitysvaihtoehtoissa vanha 10 kV:n liittymä poistetaan käytöstä ja liittymän teho summautuu tällöin topologiasta riippuen jompaankumpaan syöttävään liittymään. Sisäverkon topologia ja sitä kautta kaapeleiden pituudet, niiden kuormittaminen ja tehon jakautuminen vaikuttavat verkossa syntyviin häviöihin. Mitä suurempi pituus ja mitä suurempi kuormitus, sitä suuremmat ovat myös kaapeleiden häviötehot ja -energiat.

Nykytilanteen häviötehoja ja energioita on ollut mahdollista arvottaa hyvinkin tarkasti tuntitehosarjojen kautta. Tuntitehosarjojen kautta on myös arvioitu kehitysvaihtoehtojen häviöenergioita. Tuntitehosarjoista on saatu kuormitusprofiilit, joita on voitu käyttää tukena häviöiden arviointiin. Kehitysvaihtoehtojen häviövertailuissa epätarkkuutta aiheuttaa se, että kaapelipituuksia ei tarkasti tunneta, mutta ne on pystytty arvioimaan pohjakuvia ja karttapalveluita apuna käyttäen. Taulukossa 5.8. on esitetty kehitysvaihtoehtojen häviövertailut.

Taulukko 5.8. Kehitysvaihtoehtojen arvioidut häviöenergiat.

20 kV-säteittäisverkko	55365	kWh/a
20 kV-osittaisrengas	42929	kWh/a
20 kV-rengasverkko	43849	kWh/a
110/20 kV-säteittäisverkko	78697	kWh/a
110/20 kV-rengasverkko	28004	kWh/a

Taulukosta 5.8. nähdään, että säteittäisverkon häviöenergiat ovat suurimmat verrattuna muihin vaihtoehtoihin. Tämä johtuu luonnollisesti kaapeleiden määrän ja pituuksien kasvusta. Suurimmat häviöenergiat nähdään syntyvän 110/20 kV-ratkaisun säteittäisverkossa, mikä johtuu siitä, että uuden sähköaseman sijainnin vuoksi jouduttaisiin verkon kaapelointia lisäämään merkittävästi verrattuna muihin vaihtoehtoihin. Lisäksi kuormanjakoa ei pystyttäisi hyödyntämään säteittäisverkossa ollenkaan, ellei 110/20 kV-säteittäisverkkoratkaisussa syötettäisi kojeistoja kahdella kaapelilla yhtä aikaa. Silmukoidun

tai rengasverkon tapauksessa kojeistoa voitaisiin joissain tilanteissa syöttää kahdella kaapelilla yhtä aikaa, jolloin tehonjaon ansiosta häviöt puolittuisivat.

Tarkastellaan vielä häviöenergioiden kustannuksia. KE antaa jännitetasosta riippuen liittymille erilaisen tariffin, joka vaikuttaa olennaisesti myös siihen, mitä häviöenergiat tulevat kustantamaan.

Taulukko 5.9. KE:n suunniteltu 110 kV-tehonsiirtotariffi. (Siltanen, Kuopion Energia, 2020)

perusmaksu	1050	€/kk
tehomaksu	1,87	€/kW,kk
loistehomaksu	2,92	€/kvar,kk
siirtomäärä päivä (klo 7-22)	1,31	snt/kWh
siirtomäärä yö (klo 22-7)	0,75	snt/kWh

Jos taulukossa 5.9. esitettyä tariffia verrataan nykyiseen 20 kV:n tariffiin, tehomaksujen ja siirtomaksujen osalta tariffi on edullisempi kuin nykyisellä pienemmällä jännitteellä operoitaessa. Häviöenergian hintojen tariffikohtaista vertailua on esitetty taulukossa 5.10. Vertailussa on oletettu, että puolet energiasta käytetään päivällä ja puolet yöllä. Tariffiin on lisätty myös sähköverot.

Taulukko 5.10. Energiahäviöiden kustannukset eri kehitysvaihtoehtoista ilman muuntajahäviöitä.

20 kV-säteittäisverkko	2159	€/a
20 kV-osittaisrengas	1674	€/a
20 kV-rengasverkko	1710	€/a
110/20 kV-säteittäisverkko	3069	€/a
110/20 kV-rengasverkko	1092	€/a

Vaikka 110 kV-tariffi on edullisempi siirron suhteen, häviöenergioiden kustannus on silti säteittäisverkon ratkaisussa korkeampi kuin muissa. Edullisin vaihtoehto häviöiden suhteen sähköasemavaihtoehdon rengasverkko, kun ei huomioida muuntajahäviöitä. Päämuuntajan aiheuttamien häviöiden arviointi on esitetty aiemmin taulukossa 4.3.

6 JOHTOPÄÄTÖKSET

Keskijännitteisen sisäverkon suojaustoimintoihin liittyy tällä hetkellä epävarmuutta. Suurimmat haasteet liittyvät suojalaitteiden selektiivisyyteen ja ikääntyneisiin komponentteihin. Myös kaksi eri jännitetasoa ja useat keskijänniteliittymät tuovat osaltaan haasteita. Sisäverkon suojauksien selektiivisyyden korjaamiseksi on olemassa monia eri vaihtoehtoja, eikä se tule aiheuttamaan haasteita verkon kehityksen kannalta. Selektiivisyysongelma on lähtöisin vakioaikamuotoisen suojareleistyksen porrasajan loppumisesta, kun suojalaitteita on sarjassa useita. Selektiivisyysongelman ratkaisemiseksi joudutaan joko turvautumaan topologiamuutoksiin tai suojalaitemuutoksiin. Verkon suojaus säteittäisellä topologialla operoitaessa on mahdollista yksinkertaisella aikahidastetulla releistyksellä varustetuilla katkaisijoilla, mutta rengasverkon tai jonkin sen variaation suojaus on monimutkaisempaa ja vaatii vähintäänkin suunnatut suojareleet, jotta suojauksen toiminta olisi selektiivistä.

Komponenttien ikääntymisen aiheuttamat ongelmat voidaan hoitaa komponenttien uusimisella niiltä osin kuin se on tarpeellista. Verkonhaltijan tulee kiinnittää huomiota kaiken muun toimintansa ohella myös hallinnoimansa sähköverkon ikääntymiseen. Tämän työn perusteella suositellaan saneerausohjelman laatimista, jossa määritellään eri saneerausvaiheet ja niiden aikaisten sähköjakelun järjestäminen.

Sairaalassa käytettävät herkät lääketieteelliset laitteet voivat kokea ongelmia jännitekuoppien vuoksi. Vaikka tilastointia jännitekuopista ei ole olemassa ja oletuksena on, että niiden esiintyminen on vähäistä, niihin on silti syytä suhtautua vakavasti. Jännitekuoppiin ei pystytä tässä tapauksessa vaikuttamaan muilla keinoin kuin omalla sähköasemalla. Tällöinkään ongelma ei kokonaan poistu, vaan kuoppia esiintyy vain vähemmän. Jännitekuoppien kohdalla tilanne on, että niistä ei voida päästä täydellisesti koskaan eroon, mutta sähköasemahankkeen toteuttamisella ne voivat vähentyä.

Alemman 10 kV:n jänniteportaan tekniikka sisäverkossa on jo vanhentunutta ja teknisen käyttöikänsä päässä. Tämä tuo ongelmia myös rengasverkon kytkentätilanteisiin, koska kahta eroavaa jännitetasoa ei voida yhdistää. Eroavista jännitetasoista on siis kannattavaa luopua. Jännitetasojen yhtenäistäminen aiheuttaa kuitenkin sivutuotoksena sen, että myös lähes koko 10 kV:n puoli joudutaan saneeraamaan aina KJ-kaapeleita myöten. Tämä olisi

edessä myös teknisten käyttöikien loppumisen seurauksena. Taulukossa 6.1. on esitetty vertailua siitä, mitä parannuksia eri verkon kehitysvaihtoehtoilla voitaisiin saada aikaan verkon ongelmakohtien suhteen. Symbolien merkitystä on tarkennettu alla.

Taulukko 6.1. Eri kehitysvaihtoehtojen vaikutuksia nykyisiin sisäverkossa esiintyviin ongelmiin. +++ = paranee / vähenevät merkittävästi, ++ = paranee hieman / vähenevät hieman, - = ei vaikutusta.

Toimenpide / Vaikutus	Luotettavuus	Jännitekuopat	Selektiivisyys	Keskeytykset
Sähköasemahanke ja topologian muokkaaminen	+++	++	+++	+++
Jännitetasojen yhdistäminen ja topologian muokkaaminen	+++	-	+++	+++
Komponenttiuudistukset	++	-	++	++

Verkon suunnittelun tavoite on luoda teknisesti toimiva variaatio, joka on kokonaiskustannuksiltaan pitkällä aikavälillä tarkasteltuna mahdollisimman edullinen. (Lakervi & Partanen, 2008) Pelkkiä kustannuksia ja verkon toimivuutta tarkastellen tuloksien mukaan paras vaihtoehto olisi toteuttaa jännitetasojen yhdistäminen ja jatkaa sisäverkon kehittämistä täydellisen rengastopologian suuntaan. Kyseisellä vaihtoehdolla ei pystyttäisi vastaamaan jännitekuoppien mahdollisesti aiheuttamiin ongelmiin. Jännitekuoppien aiheuttamia ongelmia ei kuitenkaan pystytä todistamaan, jolloin niiden aiheuttamia ongelmia ei voida todistaa, eikä verkon kalliimpaa kehitysvaihtoehtoa voida perustella sitä kautta.

Tarkastellaan vielä sähköasemahankkeen toteuttamisella saavutettavia etuja verrattuna em. jännitetasojen yhdistämisvaihtoehtoon. Jos sähköasema toteutettaisiin, antaisi se enemmän etua tulevaisuudessa laajennusmahdollisuuksia ajatellen. Haastattelussa on käynyt ilmi, että rakennuskannan odotetaan lisääntyvän, jolloin sähköaseman toteuttaminen on perustellumpi vaihtoehto, koska laajennusmahdollisuudet ovat tätä kautta paremmat. Johtopäätöksenä voidaankin sanoa, että taulukossa 6.1 esitellyt tavoitellut asiat toteutuvat parhaiten sähköasemaratkaisussa. Sähköasemaratkaisu ei ole kuitenkaan elinkaarikustannuksiltaan taloudellisin ratkaisu. Samoihin toiminnallisuuksiin sisäverkon selektiivisyyden näkökulmasta voidaan päästä topologiamuutoksilla. Jakeluverkonhaltijan on järkevintä

toteuttaa sähköasemahanke ja sisäverkon topologian muokkaus, sillä sen toteuttamisella pystytään vastaamaan kaikkiin ongelmatilanteisiin, kunhan huomioidaan myös se, että sähköasema ei ratkaise sisäverkon suojalaitteiden selektiivisyysongelmaa.

7 YHTEENVETO

Työn tavoitteena oli tutkia KYSin Puijon kampuksen keskijännitteisen sisäverkon ongelmatilanteita ja löytää olemassa oleviin ongelmiin teknisesti toimivia ja kustannuksiltaan mahdollisimman edullisia ratkaisuja. Työn tuloksena saatiin kolme erilaista kehitysvaihtoehtoa. Verkon kehittämisehdotukseen vaikuttavat vahvasti vaihtoehtojen rakentamis-, häviö- ja keskeytys- sekä investointikustannukset. Paras vaihtoehto ei kuitenkaan välttämättä ole rakentamis- tai häviökustannuksiltaan pienin vaihtoehto, vaan kokonaisuutta tulee arvioida kaikkien vaikuttavien asioiden suhteen. On myös otettava huomioon sairaalakompleksin vaatimukset sähköjakelun osalta, jotka ovat perusolosuhteita tiukemmat. Sairaalan on kyettävä toimimaan vuoden jokaisena päivänä, eivätkä sähkökatkot saa vaikuttaa sen toimintaan – varsinkaan, jos katkokset eivät ole ennalta suunniteltuja.

Johtopäätöksenä tutkimuksesta voidaan pitää sitä, että luotettavuuden kannalta tarkasteltuna paras verkon kehittämisehdotus on verkon topologian muokkaaminen ja jännitetasojen yhdistäminen. Laajennusmahdollisuuksien puolesta taas sähköaseman rakennuttaminen. Luotettavuus on suurin yksittäinen tekijä, jota turvallisuuden ohella kannattaa vertailla KYSin tapauksessa. Verkon luotettavuuslaskentaan epävarmuutta aiheuttavat laskentaparametrien oletukset ja parametrien aiheuttama epävarmuus laskennassa on syytä ottaa huomioon tuloksia arvioitaessa. Myös kustannukset ja edellä mainitut laajennustarpeet vaikuttavat suuresti tehtäviin päätöksiin, mutta ottaen huomioon sairaalaympäristön, ovat em. tekijät toiminnan kannalta vieläkin rahaa tärkeämpiä. Sairaala kaipaa toimiakseen luotettavaa sähköjakelua, jonka on oltava niin toimintavarma kuin mahdollista.

Kaikilla verkon kehittämisehdotuksilla pystyttäisiin vaikuttamaan verkon suurimpaan haasteeseen eli suojalaitteiden selektiivisyyteen, mutta muut ongelmat jäisivät ainakin osittain ratkaisematta kaikissa muissa paitsi sähköaseman tapauksessa. Sähköaseman rakentamisessa tulee ottaa huomioon saneerausaika, joka sairaalan toiminnan ollessa käynnissä tulee olemaan varsin pitkä, koska sairaalassa ei voida järjestää pitkiä keskeytyksiä jakeluun missään vaiheessa. Sisäverkolle tulisi luoda saneerausohjelma, jossa määritellään, missä vaiheissa mikäkin kohta keskijänniteverkosta saneerataan ja kuinka saneerauksen aikaiset varasyötöt järjestetään. Verkon topologiaa tulee harkita tarkkaan ennen sähköaseman liitoskojeiston toteutusta, sillä se on suurin vaikuttava tekijä yhdessä

varasyötön kanssa. Säteittäinen verkkotopologia tuottaa suurimmat rakentamiskustannukset, mutta on myös luotettavin, kunhan syötöt ovat kahdennettuina. Renkaan tai silmukan muodostaminen on rakentamiskustannuksiltaan huokeampaa, kun sitä verrataan kahdennettuun säteittäistopologiaan, mutta suojaus on monimutkaisempaa. Ehdotuksena topologian puolesta on, että nykyistä rengasta laajennetaan ja siihen otetaan välisyöttöyhteyksiä. Topologian vuoksi suojalaitteiden tyyppiä tulee vaihtaa, jolloin vartenotettavat vaihtoehdot ovat suunnatut suojat ja/tai differentiaalireleistys. Väyläyhteyden rakentaminen on tällöin välttämätöntä.

LÄHDELUETTELO

- (ABB, 7.5) ABB Oy. TTT-käsikirja 2000-07, Luku 7.5
Relesuojauksen toteuttamisperiaatteet.
[Verkkojulkaisu] [viitattu 2.2.2021] Saatavilla
[http://www.oamk.fi/~kurki/automaatiolabrat/TTT/
07_5_Oikosulkusuojaus-releill%84.pdf](http://www.oamk.fi/~kurki/automaatiolabrat/TTT/07_5_Oikosulkusuojaus-releill%84.pdf)
- (ABB, 8) ABB Oy. TTT-käsikirja 2000-07, Luku 8:
Maasulkusuojaus. [verkkojulkaisu] [viitattu
2.2.2021] Saatavilla:
[http://www.oamk.fi/~kurki/automaatiolabrat/TTT/
08_0_Maasulkusuojaus.pdf](http://www.oamk.fi/~kurki/automaatiolabrat/TTT/08_0_Maasulkusuojaus.pdf)
- (ABB, 11) ABB Oy, TTT-käsikirja 2000-07, luku 11:
Tehomuuntajat. [verkkojulkaisu] [viitattu
2.2.2021] Saatavilla:
[http://www.oamk.fi/~kurki/automaatiolabrat/TTT/
11_Tehomuuntajat.pdf](http://www.oamk.fi/~kurki/automaatiolabrat/TTT/11_Tehomuuntajat.pdf)
- (ABB, 13) ABB Oy. TTT-käsikirja 2000-07, Luku 13:
Sähköasemat, kojeistot ja muuntamot.
[Verkkojulkaisu] [Viitattu 2.2.2021] Saatavilla:
[http://www.oamk.fi/~kurki/automaatiolabrat/TTT/
13_S%84hk%94asemat-kojaistot-muuntamot.pdf](http://www.oamk.fi/~kurki/automaatiolabrat/TTT/13_S%84hk%94asemat-kojaistot-muuntamot.pdf)
- (Elovaara & Haarla, 2011) Elovaara, J., Haarla, L., Sähköverkot II. Helsinki.
Gaudeamus Oy. ISBN 978-951-672-363-4
- (Energieollisuus, 2014) Energieollisuus ry, 2014. Sähkötoimituksen
laatu- ja toimistapavirheen sovellusohje. [viitattu
2.2.2021] Saatavilla:
https://energia.fi/files/881/Sahkontoimituksen_laatu_ ja_toimitustapavirheen_sovellusohje_2014.pdf

- (EV, 2020) Energiavirasto, 2020. Menetelmät verkonhaltijan sähkönkäyttöpaikkojen liittämistä perittävien maksujen määrittämiseksi. [verkkajulkaisu] [viitattu 2.2.2021] Saatavilla: <https://energiavirasto.fi/documents/11120570>
- (Hakanen, 2020) Hakanen, Pertti. 2020. Asiantuntija. Granlund Oy. Haastattelu 2.9.2020.
- (Hannula, 1994) Hannula, S., Lasaretista yliopistolliseksi sairaalaksi. Jyväskylä. Datacasa Oy. ISBN 952-9704-10-0
- (Karttunen, 2020) Karttunen, H., 20 kV maakaapeleiden vianpaikannus, 2020. LUT [kanditaatintyö] [viitattu 2.2.2021] Saatavilla: https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/160853/Kandity%C3%B6_Harri_Karttunen_valmis.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- (Kuopion Energia, 2020) Kuopion Energia. Verkkopalveluhinnasto. [verkkodokumentti] [viitattu 2.2.2021] Saatavilla: <https://www.kuopionenergia.fi/wp-content/uploads/2020/12/Verkkopalvelumaksut-01012021-1.pdf>
- (Kuopion kaupunki, 2018) Kuopion kaupunki, 2018. Esisopimus voimajohtojärjestelyistä. [verkkodokumentti] [viitattu 2.2.2021] Saatavilla: <http://publish.kuopio.fi/kokous/2017445789-6-1.PDF>
- (Kolehmainen, 2021) Kolehmainen, Jukka. 2021. Osastonjohtaja. Granlund Kuopio Oy. Sähköpostihaastattelu. 11.1.2021.

- (Mäkelä, 2021) Mäkelä, L., Hallintosihteeri. Kuopion yliopistollinen sairaala. KYSin ylläpitokustannukset vuoden 2019 osalta.
- (NKT-Cables) NKT-Cables Oy, Kaapelin AHXMK-W datalehti. [viitattu 8.5.2021] Saatavilla: <https://www.nkt.fi/tuotteet-ja-ratkaisut/keskijaennite/keskijaennitekaapelit/ahxmk-w-12-20-24-kv>
- (Partanen & Lassila, 2020) Partanen, J., Lassila, J., 2020. Sähkönjakelutekniikka -kurssi laskuharjoitukset.
- (PSSHP) Pohjois-Savon sairaanhoitopiiri, KYS Uusi sydän 2025-uudistamisohjelma. [Verkkodokumentti] [viitattu 2.2.2021] Saatavilla: <https://www.psshp.fi/sairaanhoitopiiri/kys/uudistuu/uusi-sydan>
- (PSSHP, 1993) Pohjois-Savon sairaanhoitopiiri, Terveiden tekijät. Kuopio. Gummerus kirjapaino Oy. ISBN 952-9704-06-2.
- (Repetti, 2020) Repetti, Niko. Liittymärakennuttaja. Kuopion Energia Oy. Sähköposti 10.8.2020.
- (Rejlers, 2020) Rantala, T., Rejlers Oy, 2020. 110 kV muuntajaliittymän kaapelireitityssuunnitelma.
- (Rämä, 2008) Rämä, J., Sähkönjakelun luotettavuusindeksit ja laskenta, 2008. LUT [kanditaatintyö] [viitattu 2.2.2021] Saatavilla: <https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/37699/nbnfi-fe200805051309.pdf?sequence=3&isAllowed=y>

- (Simonen, 2009) Simonen, VM., Keskijännitekaapeleiden terminen kuormitettavuus, 2009. TTY [diplomityö] [viitattu 2.2.2021] Saatavilla: http://www.tut.fi/eee/opetus/pdf%20julkiset%20dt yot/Simonen_Vesa_Matti_julk.pdf
- (Sorsa, 2004) Sorsa, H., Sähköverkkoyhtiön keskijänniteverkon kehittämissuunnitelma, 2004. LUT [diplomityö] [viitattu 8.5.2021] Saatavilla: <https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/30277/TMP.objres.80.pdf?sequence=1>
- (Säisä, 2018) Säisä, T., KYS uudistuu -projekti. [verkkodokumentti] [viitattu 2.2.2021] Saatavilla: https://ssty.fi/sahkojaos/download/sahkojaoksen_a jankohtaispaiva_30.5.2018_kuopiossa/Turvallinen KYS2018TimoSaisaSSTY30-05-2018nettiversio.pdf
- (Säisä 2. 2020) Säisä, Timo. Käytön johtaja. Kuopion yliopistollinen sairaala. Haastattelu 31.8.2020
- (Taipale, 2019) Taipale, J., Loistehon kompensointi Kuopion 110 kV rengasverkossa, 2019. LUT [diplomityö] [viitattu 2.2.2020] Saatavilla: https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/15917/3/Diplomityo_Taipale_Jukka.pdf?sequence=1&is Allowed=y
- (Tiippana, 2011) Tiippana, E., Sähköverkkoyhtiön 10 kV keskijänniteverkon kehittämissuunnitelma, 2011. TTY. [diplomityö] [viitattu 2.2.2021] Saatavilla: http://www.tut.fi/eee/opetus/pdf%20julkiset%20dt yot/Tiippana_Erkki_julk.pdf
- (Tolvanen, 2018) Tolvanen, J., Kuopion yliopistollisen sairaalan keskijännitejakeluverkon periaate- ja

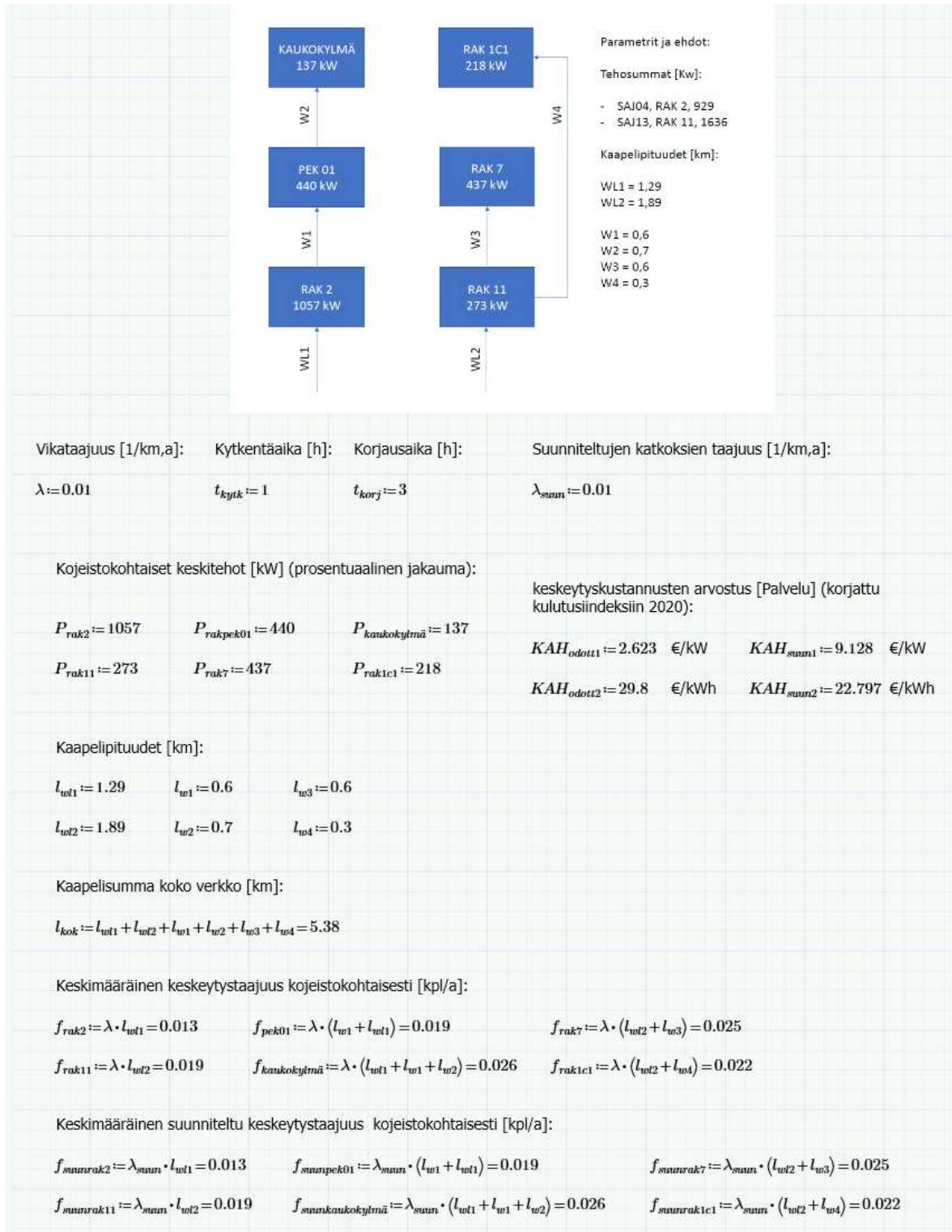
- reittisuunnittelu, 2018. Savonia [opinnäytetyö]
[viitattu 2.2.2021] Saatavilla:
https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/143667/Tolvanen_Jari.pdf?sequence=1
- (TTY & LUT, 2010) Tampereen teknillinen yliopisto ja Lappeenrannan
-Lahden teknillinen yliopisto. Sähkönjakelun
toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot.
[Tutkimusraportti] [viitattu 2.2.2021] Saatavilla:
https://energia.fi/files/734/Sahkonjakelun_toimitusvarmuuden_kriteeristo_ja_tavoitetasot.pdf
- (Turunen, 2020) Turunen, Pekka. Osastonjohtaja. Granlund Kuopio
Oy. Haastattelu 4.9.2020.
- (Verkostosuositus, SA:08) Verkostosuositus SA 2 08 Pienjänniteverkon ja
jakelumuuntajan sähköinen mitoittaminen. [viitattu
2.2.2021] [Verkkajulkaisu] Saatavilla:
<https://verkkokauppa.adato.fi/Verkkokauppa/Tuotesivu/sa208pienjanniteverkonjajakelumuuntajansahkoinenmitoittaminen>
- (VTT, 2006) Alanen, R., Hätönen., H. Teknologian
tutkimuskeskus Oy. Sähkön laadun ja jakelun
luotettavuuden hallinta State of art -selvitys.
[verkkajulkaisu] [viitattu 2.2.2021] Saatavilla:
<https://www.vttresearch.com/sites/default/files/pdf/workingpapers/2006/W52.pdf>
- (VTT & TTY) VTT Oy -Teknologian tutkimuskeskus & TTY -
Tampereen teknillinen yliopisto. Sähköhuollon
suurhäiriöiden riskianalyysi- ja
hallintamenetelmien kehittäminen – Projektin
loppuraportti. [Verkkajulkaisu] [viitattu 2.2.2021]
Saatavilla:
<http://sgemfinalreport.fi/files/Suurhairioprojektin%20loppuraportti.pdf>

(Yle, 2017)

Yleisradio Oy., Sähkölaskun uusin tulokas – Tehomaksu rankaisee kulutushuipusta, 2017. [verkkodokumentti] [viitattu 2.2.2021] Saatavilla: <https://yle.fi/uutiset/3-9797317>

LIITTEET

Liite 1. Uuden säteittäisen topologian ja nykyisen verkon luotettavuuslaskenta



Keskimääräinen vuotuinen keskeytysaika verkon eri osille [h/a]:

$$T_{rak2} := f_{rak2} \cdot t_{korj} + f_{suurak2} \cdot t_{kytk} = 0.052$$

$$T_{rak11} := f_{rak11} \cdot t_{korj} + f_{suurak11} \cdot t_{kytk} = 0.076$$

$$T_{rakpek01} := f_{pek01} \cdot t_{korj} + f_{suurpek01} \cdot t_{kytk} = 0.076$$

$$T_{kaukokytmä} := f_{kaukokytmä} \cdot t_{korj} + f_{suurkaukokytmä} \cdot t_{kytk} = 0.104$$

$$T_{rak7} := f_{rak7} \cdot t_{korj} + f_{suurak7} \cdot t_{korj} = 0.149$$

$$T_{rak1c1} := f_{rak1c1} \cdot t_{korj} + f_{suurak1c1} \cdot t_{kytk} = 0.088$$

Verkon keskeytyskustannukset (suunnitellut ja odottamattomat) verkon eri osille [€/a]:

RAK 2.:

$$K_{rak2} := f_{rak2} \cdot P_{rak2} \cdot (KAH_{odott1} + KAH_{odott2} \cdot t_{korj}) + f_{suurak2} \cdot P_{rak2} \cdot (KAH_{suun1} + KAH_{suun2} \cdot t_{kytk}) = 1.69 \cdot 10^3$$

RAK 11.:

$$K_{rak11} := f_{rak11} \cdot P_{rak11} \cdot (KAH_{odott1} + KAH_{odott2} \cdot t_{korj}) + f_{suurak11} \cdot P_{rak11} \cdot (KAH_{suun1} + KAH_{suun2} \cdot t_{kytk}) = 639.534$$

RAK PEK 01:

$$K_{pek01} := f_{pek01} \cdot P_{rakpek01} \cdot (KAH_{odott1} + KAH_{odott2} \cdot t_{korj}) + f_{suurpek01} \cdot P_{rakpek01} \cdot (KAH_{suun1} + KAH_{suun2} \cdot t_{kytk}) = 1.031 \cdot 10^3$$

RAK Kaukokytmä:

$$K_{kaukokytmä} := f_{kaukokytmä} \cdot P_{kaukokytmä} \cdot (KAH_{odott1} + KAH_{odott2} \cdot t_{korj}) + f_{suurkaukokytmä} \cdot P_{kaukokytmä} \cdot (KAH_{suun1} + KAH_{suun2} \cdot t_{kytk}) = 439.805$$

RAK 7.:

$$K_{rak7} := f_{rak7} \cdot P_{rak7} \cdot (KAH_{odott1} + KAH_{odott2} \cdot t_{korj}) + f_{suurak7} \cdot P_{rak7} \cdot (KAH_{suun1} + KAH_{suun2} \cdot t_{kytk}) = 1.349 \cdot 10^3$$

RAK 1C1.:

$$K_{rak1c1} := f_{rak1c1} \cdot P_{rak1c1} \cdot (KAH_{odott1} + KAH_{odott2} \cdot t_{korj}) + f_{suurak1c1} \cdot P_{rak1c1} \cdot (KAH_{suun1} + KAH_{suun2} \cdot t_{kytk}) = 591.753$$

Summa keskeytyskustannuksista [€/a]:

$$K_{rak2} + K_{rak11} + K_{pek01} + K_{kaukokytmä} + K_{rak7} + K_{rak1c1} = 5.741 \cdot 10^3$$

Keskeytyskustannukset palkkarakenteen kautta laskettuna:

$$KAH_{odott} := 22000$$

$$K_{rak2} := T_{rak2} \cdot KAH_{odott} = 1.135 \cdot 10^3$$

$$K_{rak11} := T_{rak11} \cdot KAH_{odott} = 1.663 \cdot 10^3$$

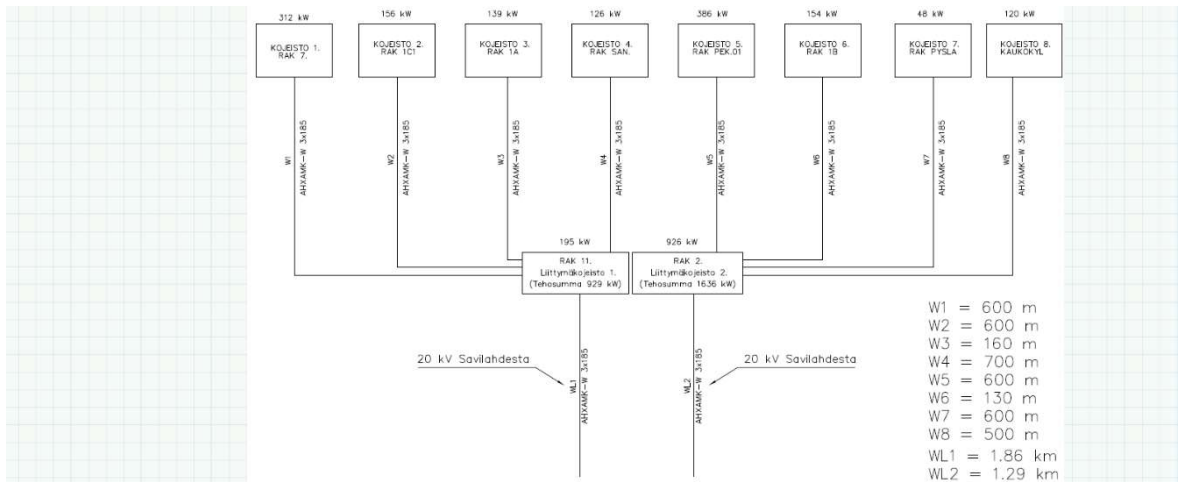
$$K_{pek01} := T_{rakpek01} \cdot KAH_{odott} = 1.663 \cdot 10^3$$

$$K_{rak7} := T_{rak7} \cdot KAH_{odott} = 3.287 \cdot 10^3$$

$$K_{kaukokytmä} := T_{kaukokytmä} \cdot KAH_{odott} = 2.279 \cdot 10^3$$

$$K_{rak1c1} := T_{rak1c1} \cdot KAH_{odott} = 1.927 \cdot 10^3$$

$$K_{summa} := K_{rak2} + K_{rak11} + K_{pek01} + K_{rak7} + K_{kaukokytmä} + K_{rak1c1} = 1.195 \cdot 10^4$$



Vikataajuus [1/km,a]: $\lambda = 0.01$ Kytentäaika [h]: $t_{kytk} = 1$ Korjausaika [h]: $t_{korj} = 3$ Suunniteltujen katkokkien taajuus [1/km,a]: $\lambda_{suun} = 0.01$ keskeytyskustannusten arvostus [Palvelu] (korjattu kulutusindeksiin 2020):
 $KAH_{odot1} = 2.623$ €/kW $KAH_{suun1} = 9.128$ €/kW
 $KAH_{odot2} = 29.8$ €/kWh $KAH_{suun2} = 22.797$ €/kWh

Kojeistokohtaiset keskitehot [kW] (prosentuaalinen jakauma):

$P_{kojeisto1} = 312$ $P_{kojeisto2} = 156$ $P_{kojeisto3} = 139$ $P_{kojeisto4} = 126$ $P_{liittymäkojeisto1} = 195$
 $P_{kojeisto5} = 386$ $P_{kojeisto6} = 154$ $P_{kojeisto7} = 48$ $P_{kojeisto8} = 120$ $P_{liittymäkojeisto2} = 926$

Kaapelipituudet [km]:

$l_{koj1} = 0.6$ $l_{koj3} = 0.16$ $l_{koj5} = 0.6$ $l_{koj7} = 0.6$ $l_{liittymäkoj1} = 1.86$
 $l_{koj2} = 0.6$ $l_{koj4} = 0.7$ $l_{koj6} = 0.13$ $l_{koj8} = 0.5$ $l_{liittymäkoj2} = 1.29$

Kaapelisumma koko verkko [km]:

$l_{kok} = 7.04$

Keskimääräinen keskeytystaajuus kojeistokohtaisesti [kpl/a]:

$f_{koj1} = \lambda \cdot (l_{koj1} + l_{liittymäkoj1}) = 0.025$ $f_{koj3} = \lambda \cdot (l_{koj3} + l_{liittymäkoj1}) = 0.02$ $f_{koj5} = \lambda \cdot (l_{koj5} + l_{liittymäkoj2}) = 0.019$ $f_{koj7} = \lambda \cdot (l_{koj7} + l_{liittymäkoj2}) = 0.019$ $f_{liitkoj1} = \lambda \cdot l_{liittymäkoj1} = 0.019$
 $f_{koj2} = \lambda \cdot (l_{koj2} + l_{liittymäkoj2}) = 0.019$ $f_{koj4} = \lambda \cdot (l_{koj4} + l_{liittymäkoj1}) = 0.026$ $f_{koj6} = \lambda \cdot (l_{koj6} + l_{liittymäkoj2}) = 0.014$ $f_{koj8} = \lambda \cdot (l_{koj8} + l_{liittymäkoj2}) = 0.018$ $f_{liitkoj2} = \lambda \cdot l_{liittymäkoj2} = 0.013$

Keskimääräinen suunniteltu keskeytystaajuus kojeistokohtaisesti [kpl/a]:

$f_{suunkoj1} = \lambda_{suun} \cdot (l_{koj1} + l_{liittymäkoj1}) = 0.025$ $f_{suunkoj3} = \lambda_{suun} \cdot (l_{koj3} + l_{liittymäkoj1}) = 0.02$ $f_{suunkoj5} = \lambda_{suun} \cdot (l_{koj5} + l_{liittymäkoj2}) = 0.019$
 $f_{suunkoj2} = \lambda_{suun} \cdot (l_{koj2} + l_{liittymäkoj2}) = 0.019$ $f_{suunkoj4} = \lambda_{suun} \cdot (l_{koj4} + l_{liittymäkoj1}) = 0.026$ $f_{suunkoj6} = \lambda_{suun} \cdot (l_{koj6} + l_{liittymäkoj2}) = 0.014$

$f_{suunkoj7} = \lambda_{suun} \cdot (l_{koj7} + l_{liittymäkoj2}) = 0.019$ $f_{suunliitkoj1} = \lambda_{suun} \cdot l_{liittymäkoj1} = 0.019$

$f_{suunkoj8} = \lambda_{suun} \cdot (l_{koj8} + l_{liittymäkoj2}) = 0.018$ $f_{suunliitkoj2} = \lambda_{suun} \cdot l_{liittymäkoj2} = 0.013$

Keskimääräinen vuotuinen keskeytysaika verkon eri osille [h/a]:

$T_{koj1} = f_{koj1} \cdot t_{korj} + f_{suunkoj1} \cdot t_{kytk} = 0.098$

$T_{koj3} = f_{koj3} \cdot t_{korj} + f_{suunkoj3} \cdot t_{kytk} = 0.081$

$T_{koj5} = f_{koj5} \cdot t_{korj} + f_{suunkoj5} \cdot t_{kytk} = 0.076$

$T_{koj2} = f_{koj2} \cdot t_{korj} + f_{suunkoj2} \cdot t_{kytk} = 0.076$

$T_{koj4} = f_{koj4} \cdot t_{korj} + f_{suunkoj4} \cdot t_{kytk} = 0.102$

$T_{koj6} = f_{koj6} \cdot t_{korj} + f_{suunkoj6} \cdot t_{kytk} = 0.057$

$T_{koj7} = f_{koj7} \cdot t_{korj} + f_{suunkoj7} \cdot t_{kytk} = 0.076$

$T_{liittymäkoj1} = f_{liitkoj1} \cdot t_{korj} + f_{suunliitkoj1} \cdot t_{kytk} = 0.074$

$T_{koj8} = f_{koj8} \cdot t_{korj} + f_{suunkoj8} \cdot t_{kytk} = 0.072$

$T_{liittymäkoj2} = f_{liitkoj2} \cdot t_{korj} + f_{suunliitkoj2} \cdot t_{kytk} = 0.052$

Verkon keskeytyskustannukset (suunnitellut ja odottamattomat) verkon eri osille [€/a]:

Kojeisto 1.:

$$K_{koj1} := f_{koj1} \cdot P_{kojeisto1} \cdot (KAH_{odott1} + KAH_{odott2} \cdot t_{korj}) + f_{suunkoj1} \cdot P_{kojeisto1} \cdot (KAH_{suun1} + KAH_{suun2} \cdot t_{kytk}) = 951.326$$

Kojeisto 2.:

$$K_{koj2} := f_{koj2} \cdot P_{kojeisto2} \cdot (KAH_{odott1} + KAH_{odott2} \cdot t_{korj}) + f_{suunkoj2} \cdot P_{kojeisto2} \cdot (KAH_{suun1} + KAH_{suun2} \cdot t_{kytk}) = 365.448$$

Kojeisto 3.:

$$K_{koj3} := f_{koj3} \cdot P_{kojeisto3} \cdot (KAH_{odott1} + KAH_{odott2} \cdot t_{korj}) + f_{suunkoj3} \cdot P_{kojeisto3} \cdot (KAH_{suun1} + KAH_{suun2} \cdot t_{kytk}) = 348.021$$

Kojeisto 4.:

$$K_{koj4} := f_{koj4} \cdot P_{kojeisto4} \cdot (KAH_{odott1} + KAH_{odott2} \cdot t_{korj}) + f_{suunkoj4} \cdot P_{kojeisto4} \cdot (KAH_{suun1} + KAH_{suun2} \cdot t_{kytk}) = 399.807$$

Kojeisto 5.:

$$K_{koj5} := f_{koj5} \cdot P_{kojeisto5} \cdot (KAH_{odott1} + KAH_{odott2} \cdot t_{korj}) + f_{suunkoj5} \cdot P_{kojeisto5} \cdot (KAH_{suun1} + KAH_{suun2} \cdot t_{kytk}) = 904.25$$

Kojeisto 6.:

$$K_{koj6} := f_{koj6} \cdot P_{kojeisto6} \cdot (KAH_{odott1} + KAH_{odott2} \cdot t_{korj}) + f_{suunkoj6} \cdot P_{kojeisto6} \cdot (KAH_{suun1} + KAH_{suun2} \cdot t_{kytk}) = 271.049$$

Kojeisto 7.:

$$K_{koj7} := f_{koj7} \cdot P_{kojeisto7} \cdot (KAH_{odott1} + KAH_{odott2} \cdot t_{korj}) + f_{suunkoj7} \cdot P_{kojeisto7} \cdot (KAH_{suun1} + KAH_{suun2} \cdot t_{kytk}) = 112.446$$

Kojeisto 8.:

$$K_{koj8} := f_{koj8} \cdot P_{kojeisto8} \cdot (KAH_{odott1} + KAH_{odott2} \cdot t_{korj}) + f_{suunkoj8} \cdot P_{kojeisto8} \cdot (KAH_{suun1} + KAH_{suun2} \cdot t_{kytk}) = 266.24$$

Liittymäkojeisto 1.:

$$K_{vt1} := f_{liitkoj1} \cdot P_{liittymäkojeisto1} \cdot (KAH_{odott1} + KAH_{odott2} \cdot t_{korj}) + f_{suunliitkoj1} \cdot P_{liittymäkojeisto1} \cdot (KAH_{suun1} + KAH_{suun2} \cdot t_{kytk}) = 449.559$$

Liittymäkojeisto 2.:

$$K_{vt2} := f_{liitkoj2} \cdot P_{liittymäkojeisto2} \cdot (KAH_{odott1} + KAH_{odott2} \cdot t_{korj}) + f_{suunliitkoj2} \cdot P_{liittymäkojeisto2} \cdot (KAH_{suun1} + KAH_{suun2} \cdot t_{kytk}) = 1.481 \cdot 10^3$$

Summa keskeytyskustannuksista [€/a]:

$$K_{koj1} + K_{koj2} + K_{koj3} + K_{koj4} + K_{koj5} + K_{koj6} + K_{koj7} + K_{koj8} + K_{vt1} + K_{vt2} = 5.549 \cdot 10^3$$

Keskeytyskustannukset palkkarakenteen kautta laskettuna:

$$KAH_{odott} := 22000$$

$$K_{koj1} := T_{koj1} KAH_{odott} = 2.165 \cdot 10^3$$

$$K_{koj2} := T_{koj2} KAH_{odott} = 1.663 \cdot 10^3$$

$$K_{koj3} := T_{koj3} KAH_{odott} = 1.778 \cdot 10^3$$

$$K_{koj4} := T_{koj4} KAH_{odott} = 2.253 \cdot 10^3$$

$$K_{koj5} := T_{koj5} KAH_{odott} = 1.663 \cdot 10^3$$

$$K_{koj6} := T_{koj6} KAH_{odott} = 1.25 \cdot 10^3$$

$$K_{koj7} := T_{koj7} KAH_{odott} = 1.663 \cdot 10^3$$

$$K_{koj8} := T_{koj8} KAH_{odott} = 1.575 \cdot 10^3$$

$$K_{vl1} := T_{liittymäkoj1} KAH_{odott} = 1.637 \cdot 10^3$$

$$K_{vl2} := T_{liittymäkoj2} KAH_{odott} = 1.135 \cdot 10^3$$

$$K_{summa} := K_{koj1} + K_{koj2} + K_{koj3} + K_{koj4} + K_{koj5} + K_{koj6} + K_{koj7} + K_{koj8} + K_{vl1} + K_{vl2} = 1.678 \cdot 10^4$$