

LUT  
Sähkötekniikka  
BL30A1104 Laboratory Course in Electrical Power Engineering

**RAPORTTI**  
22.02.2022

## **Laboratoriotyö**

### **Network management 1.0 op**

	Ennakkotehtävä	Laboratorio-työskentely	Raportti	Kokonais-arvosana
0523399 Aleksandr Haapalainen				
0498110 Janne Riikonen				

Mitattu:

Palautettu:

Palautettu katsottavaksi/korjattavaksi: \_\_\_\_\_

Hyväksytty: \_\_\_\_\_

Tarkastaja: \_\_\_\_\_

**TABLE OF CONTENTS**

1.	Ennakkotehtävät.....	3
1.1	Verkostoautomaatio.....	3
1.2	Sähköasemakomponentit.....	4
1.3	Verkostoautomaation hyödyt jakeluverkkoyhtiölle.....	5
1.4	Vian erottaminen.....	5
1.5	Tiedonsiirto.....	6
1.6	SCADA ja DMS.....	6
1.7	Kiskojärjestelmät.....	7
2.	Laboratoriomittaukset.....	8
2.1	Eastwick sähköasema.....	9
2.2	Vikatilanne.....	10
2.3	Ritari sähköasema.....	11
3.	Yhteenveto ja palaute.....	12
	References.....	14

## 1. ENNAKKOTEHTÄVÄT

### 1.1 Verkostoautomaatio

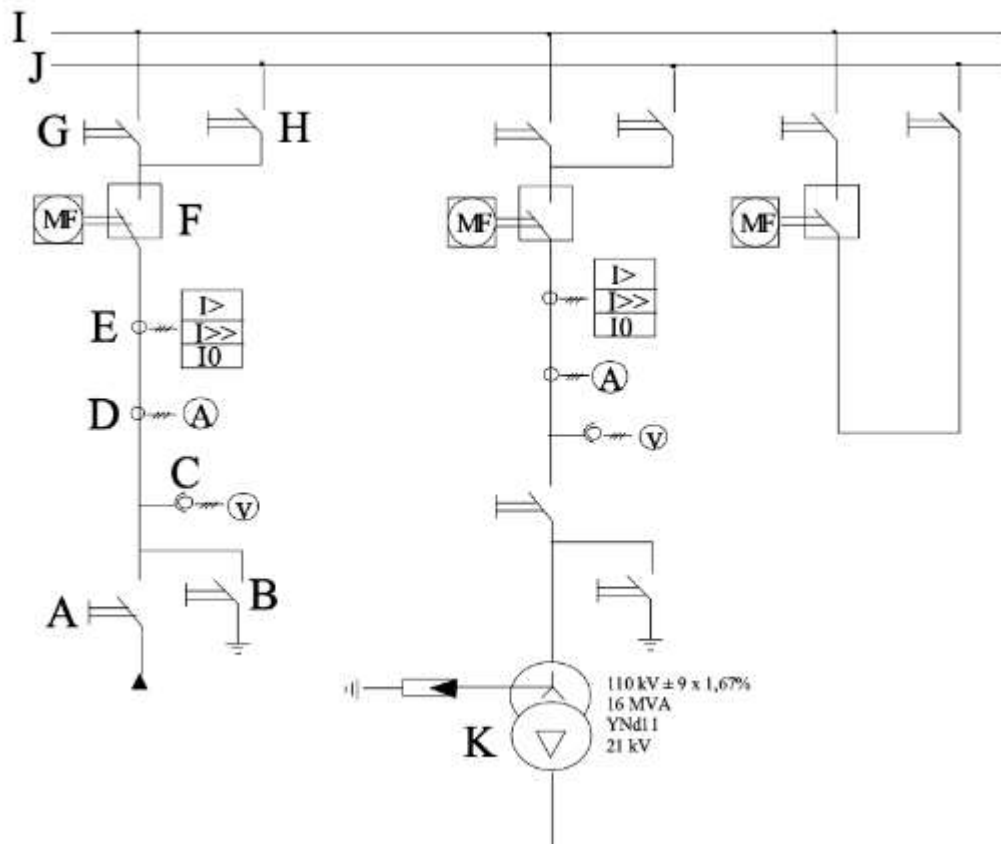
Verkostoautomaatiolla tarkoitetaan verkostojen hallintaa, valvontaa ja käyttöä sekä verkoissa käytettyjä ratkaisuja, joiden tarkoitus on vähentää vian kestoajkoja ja määriä verkossa. Automaatiolla toteutetaan ohjauksia ja mittauksia sekä välitetään tietoja ja hälytyksiä. Verkostoautomaation tärkeimmät tehtävät ovat (ABB, 2000):

- Verkoston häiriötilanteiden selvitys
- Jakeluverkon käyttö
- Sähköaseman kaukokäyttö ja paikallisautomaatio
- Verkoston tilan seuranta
- Verkstohallinnan tukitoiminnot

Käytön tukena häiriöselvityksen tietojärjestelmät keräävät tietoa verkon mittauksista ja automaatiotoiminnoista ja yhdistää tietoja pysyviin tietokantoihin. Tällä voidaan saada tietoa mahdollisesta sijainnista, vian laajuudesta ja ohjeita kytkentämuutoksiin. Automaatio helpottaa käyttötoimia muun muassa kauko-ohjattujen erottimien, loistehon kompensoinnin säädön, releiden kaukoasettelun ja käyttötilanteen optimoinnin avulla. Käytännössä tämä tapahtuu SCADA:n kautta.

Verkostoautomaation toiminta vaatii erilaisten tietojärjestelmien olemassaoloa. Näitä ovat hallintajärjestelmä (DMS, Distribution Management System), verkkotietojärjestelmä (NIS, Network Information System), käytönvalvontajärjestelmä (SCADA tai NCS, Network Control System), Asiakastietojärjestelmä (CIS, Customer Information System) ja energianhallintajärjestelmä (DEM, Distribution Energy Management). (ABB, 2000)

## 1.2 Sähköasemakomponentit



Kuva 1. Sähköaseman pääkaavio (kaksoiskiskojärjestelmä).

Sähköaseman komponentit:

A = Erotin

B = Maadoituserotin

C = Jännitemuuntaja

D = Virtamuuntaja

E = Ylivirtarele, Instantaneous overcurrent relay?, Maasulkusuojarele

F = Katkaisija

G = Erotin

H = Erotin

I = Kisko 1

J = Kisko 2

K = Päämuuntaja

### 1.3 Verkostoautomaation hyödyt jakeluverkkoyhtiölle

Jakeluverkkoyhtiöllä verkostoautomaatio lähtökohtaisesti tuo kustannussäästöjä. Nämä säästöt voivat perustua keskeytysten vähenemiseen tai operatiivisiin säästöihin. Keskeytyksiin perustuvia säästöjä ovat muun muassa (Raussi, 2009):

- Liikevaihdon kasvu nopeammasta palvelun palauttamisesta
- Miehistön vähentynyt työaika vianpaikannuksessa ja korjaamisessa
- Vähentyneet asiakasvalitukset ja korvaukset

Operatiivisia säästöjä ovat muun muassa (Raussi, 2009):

- Lyhyemmät matkat käyttötoimissa
- Kehittyneempi jännitteensäätely
- Pienemmät häviöt
- Kunnossapito- ja mittarinlukusäästöt
- Nopeampi kytkentäsuunnitelmien tuottaminen
- Vikapaikan nopeampi havainnointi
- Nopeampi jakelun palautus vian jälkeen

Verkostoautomaatiolla jakeluverkkoyhtiö voi myös parantaa sähkömarkkinakeskukselle ilmoitettavia tunnuslukujaan (T-SAIDI ja T-SAIFI). Nämä tunnusluvut kuvaavat keskeytysten keskimääräistä lukumäärää muuntopiirissä sekä niiden kestoaikaa. (ABB, 2007) b

### 1.4 Vian erottaminen

Jotta vika voidaan erottaa muusta verkosta, on se aluksi paikannettava. Vikapaikan paikannus tapahtuu yleensä käytöntukijärjestelmän avulla, joka mahdollistaa laskennallisen vikapaikan määrittämisen, sekä vianselvitykseen liittyvien kytkentöjen suunnittelun. Laskennallinen vikapaikan määrittäminen perustuu oikosulkuvian etäisyyden selvittämiseen hyödyntämällä suojarileiden mittaustietoja, verkkomallia ja verkostolaskentaa. Käytännössä tämä tapahtuu siten, että käytöntukijärjestelmä laskee oikosulkuvirran jokaiselle solmuvälille ja vertaa laskettuja arvoja releen mittaamaan todelliseen oikosulkuvirtaan (Partanen, 2008). Vikapaikkana on todennäköisesti se paikka, missä mitattu ja laskettu vikavirta ovat samansuuruiset. Vikapaikan määrittämisessä voidaan myös hyödyntää muita sähkötekniisiä mittauksia, verkkotietoja, säätietoja, johto-osien ympäristötietoja ja salamanpaikannustietoja. Oikosulkuvikojen laskennallinen paikannus on osoittautunut luotettavaksi, sillä paikannuksen tarkkuus on muutamia satoja metrejä, mikä on ilmajohtoverkossa riittävä vikapaikan sisältävän erotinvyöhykkeen määrittämiseksi (Partanen, 2008). Edellisten tietojen perusteella käytöntukijärjestelmä määrittää todennäköisimmän vian sisältävän kauko-ohjattavan vyöhykkeen, joka pitää erottaa. Tämän jälkeen voidaan aloittaa kytkentöjen suunnittelu, joka alkaa aina sähköverkon työkohteen rajauksella ja erottamisella. Kun työkohde saadaan luotettavasti erotettua, voidaan suorittaa erotetulle sähköverkolle päätyömaadoittaminen kaikista mahdollisista syöttösuunnista (Halkosaari, 2020). Mikäli järjestelmien kautta ei saada tarkempaa tietoa vikapaikan sijainnista, on käytönvalvojan rajattava vikaa kaukokäytettävillä erottimilla.

## 1.5 Tiedonsiirto

Tiedonsiirrossa on ajansaatossa nähty useita erilaisia tekniikoita, joista kaikkia on mahdollista hyödyntää, mutta tärkeimmät pohjautuvat langattomaan tiedonsiirtoon. Tiedonsiirtotekniikat, joita voidaan hyödyntää ovat paikallisverkko, radiolinkki, langallinen kiinteä yhteys, valintainen puhelinverkko, yleisen dataverkon siirtopalvelut, puheradio, pakettiradioverkko, kantoaaltoyhteys, hybridijärjestelmä ja valokuitu. Paikallisverkko on hajautetun järjestelmän tehokkain tiedonsiirtoratkaisu (ABB, 2000). Kantoaaltoyhteyttä eli Distribution Line Carrier (DLC) hyödynnetään sähkönjakeluverkossa kuorman ja katuvalojen ohjaajana, sekä automaattisen mittarinluennan toteutukseen. Valokuitua käytetään sähköasemien sisäisessä tiedonsiirrossa ja kantaverkon siirtoyhteyksissä. Valokuitukaapelit asennetaan maahan muiden kaapeli-asennuksien yhteydessä. (ABB, 2000)

## 1.6 SCADA ja DMS

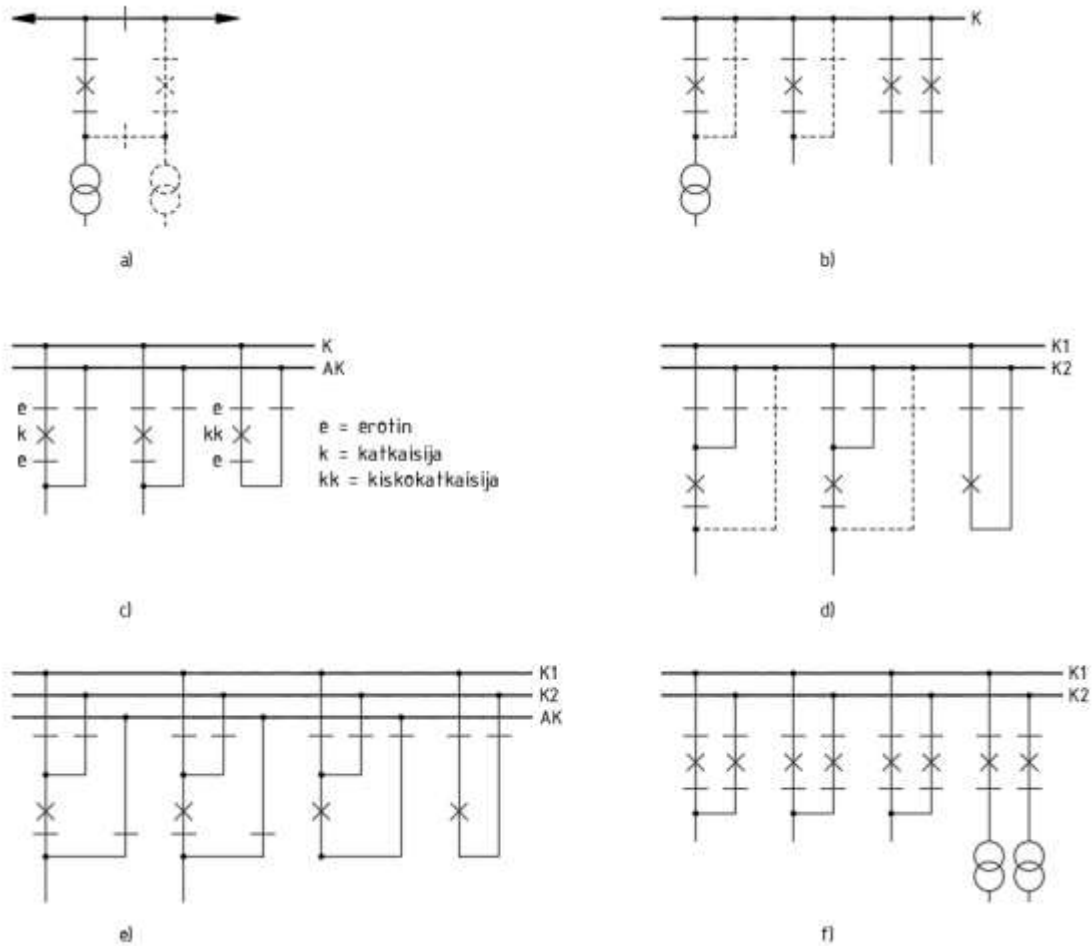
SCADA on käytönvalvontajärjestelmä, jota hyödynnetään sähköjakeluverkon ylläpidossa ja käytössä. Tämän järjestelmän avulla voidaan esimerkiksi hallita etänä sähköverkon kauko-ohjattavia komponentteja, kuten esimerkiksi katkaisijoita, erottimia ja käämikytкимиä. Tämän lisäksi SCADA:sta nähdään myös verkon johtolähtöjen kuormituksia ja jännitteitä. Oikosulkutilanteissa SCADA:n avulla voidaan määrittää vikapaikan likimääräisen sijainnin hyödyntämällä tunnettuja impedansseja ja oikosulkuvirran suuruutta. Kiteytettynä SCADA:n päätoimintoihin kuuluvat verkon tapahtumatietojen ja kytkentätilan hallinta, kaukokäyttöohjaukset, kaukomittaukset, kaukoasettelut ja jossain määrin myös raportointi.

DMS on käytöntukijärjestelmä, jonka sovellukset ja niiden ominaisuudet toimivat käyttökeskuksen käyttötoimien päätöksenteon tukena ja auttavat hallitsemaan sähköverkkokokonaisuutta. DMS saa katkaisijoiden ja automaattierotinten tilatiedon muutokset aikaleimoinen SCADA:sta kuten myös kuormitustilanteen johtolähtöjen katkaisijoilla. Tämän lisäksi DMS hyödyntää toiminnassaan myös NIS verkkotietojärjestelmästä saadut verkkotopologiatiedot. Näiden tietojen avulla saadaan helposti hahmotettavissa oleva tilannekuva verkon kytkentätilasta. DMS pystyy suorittamaan erilaisia laskentoja sekä reaaliaikaisen tilanteen, että dokumentoitujen verkkotietojen perusteella. Kiteytettynä DMS:n päätoimintoja ovat sähköverkon kytkentätilan ylläpito ja suunnittelu, sekä vikatilanteiden hallinta.

## 1.7 Kiskojärjestelmät

Kokoojakiskojen käyttö sähköasemilla niin SJ-kuin KJ-kojeistoissa mahdollistavat erilaiset kytkentäratkaisut verkon käyttötilanteissa. Kokoojakisko, johon liitytään katkaisijalla, nimitetään pääkiskoksi ja kokoojakisko, johon liitytään erottimella, nimitetään apukiskoksi. Näiden kombinaatioilla päästään erilaisiin kiskoratkaisuihin. Yleisimmät yhden muuntajan kiskojärjestelmät ovat yksikisko- ja kiskoapukiskojärjestelmät (Partanen, 2008). Yksikiskojärjestelmä voidaan jakaa osiin pitkittäiskatkaisijalla tai -erottimella, jolloin saadaan joustavuutta käyttöön. Tämä järjestelmä on käytettävissä 20 kV jakeluverkossa, jossa johdot ovat rakennettu suljetuiksi renkaiksi. Tällöin voidaan hoitaa jakelukeskeytykset johtorenkaiden avulla. Kiskoapukiskojärjestelmää voidaan soveltaa kaikilla jännitetasoilla ja se on yksikiskojärjestelmää huomattavasti käyttövarmempi. Kisko-apukiskojärjestelmässä voidaan kiskokatkaisijaa käyttäen siirtää kuormia

pääkiskolta apukiskolle, jolloin voidaan suorittaa esimerkiksi katkaisijahuoltoja. Kahden muuntajan asemassa voidaan käyttää kaksoiskiskojärjestelmää, joka mahdollistaa muuntajien ja johtojen ryhmittelyn käytön aikana. Käyttö voidaan jakaa eri ryhmiin kuormatyypin mukaisesti, esimerkiksi kaupunki/maaseutu tai teollisuus/asutus. Kuvassa 2 on esitetty eri kiskojärjestelmiä.



Kuva 1.1 Kiskojärjestelmät. a) kiskoton järjestelmä, b) yksikiskojärjestelmä, c) kisko-apukiskojärjestelmä, d) kaksoiskiskojärjestelmä, e) kaksoiskiskoapukiskojärjestelmä, f) kaksikatkaisijajärjestelmä (duplex). (Elovaara et al., 2011)

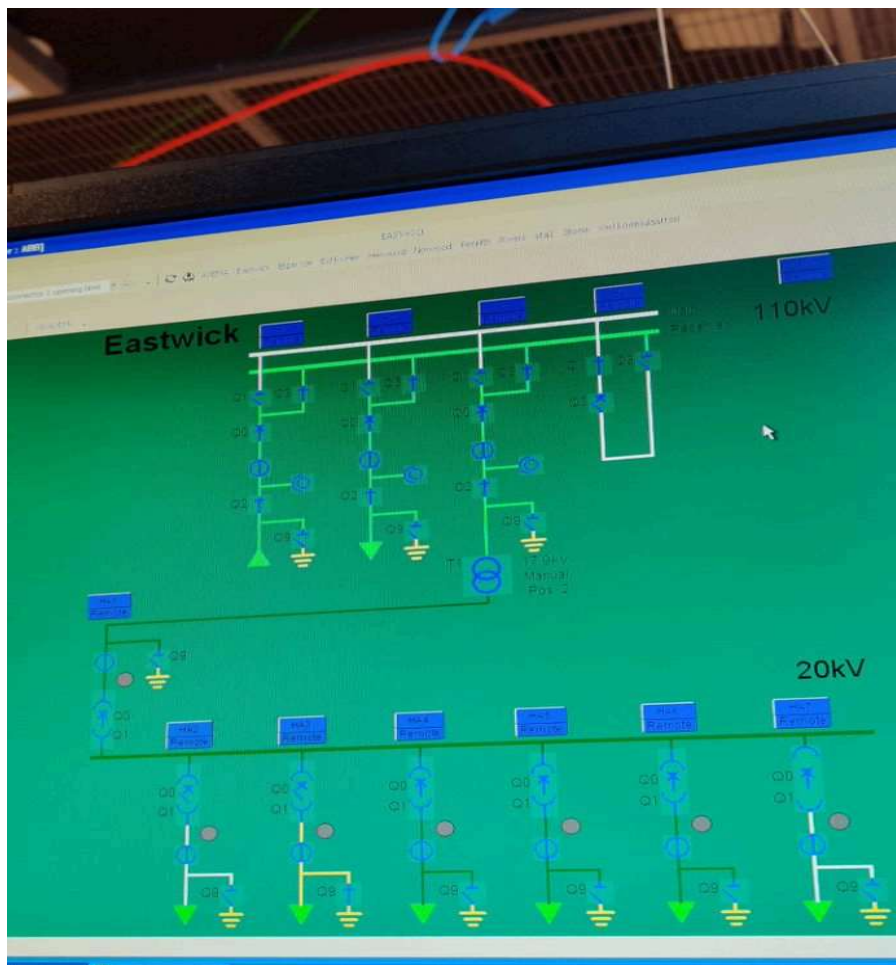
## 2. LABORATORIOMITTAUKSET

Laboratoriomittauksissa tutustuttiin ABB:n Microscada ohjelmistoon, jonka avulla päästiin tutustumaan ohjelmaan syötetyn esimerkkiverkon hallintaan liittyviin periaatteisiin. SCADA:n esimerkkiverkko sisältää useita eri sähköasemia ja eri asemat näkyvät SCADA:ssa omilla välilehdillään, joissa on jokaista asemaa kuvaavat yksiviivakaaviot. Kaavioista voidaan havaita asemien kiskot, katkaisijat ja erottimet, sekä niiden tilat. Lähtöjen tehonvirtausta kuvataan nuolilla ja yleistä kytkentätilaa kuvataan eri väreillä. Esimerkiksi jännitteetöntä verkkoa voidaan SCADA:ssa kuvata valkoisella sävyllä ja jännitteellistä verkkoa kuvataan vihreällä. Tämän lisäksi myös eri jännitetasot ovat eritelty sävyjen avulla. 110 kV:n linjat on kuvattu vaalean vihreällä värillä ja 20 kV:n linjat on kuvattu tumman vihreällä värillä.

Mittauksien aikana tutustuttiin SCADA:n hälytyslokiin, simulointiin vikatilanne Rivers asemalla, tehtiin kytkentäsuunnitelma Eastwick asemalle, tutkittiin oikosulkutilannetta DMS:n avulla, sekä suunniteltiin varasyöttö Ritari asemalle.

### 1.8 Eastwick sähköasema

Eastwick sähköasema, kuten kaikki muutkin asemat, on kuvattu SCADA:ssa omalla yksiviivakaaviolla, joka on esitetty kuvassa 2.1.



Kuva 2.1 Eastwick sähköaseman yksiviivakaavio

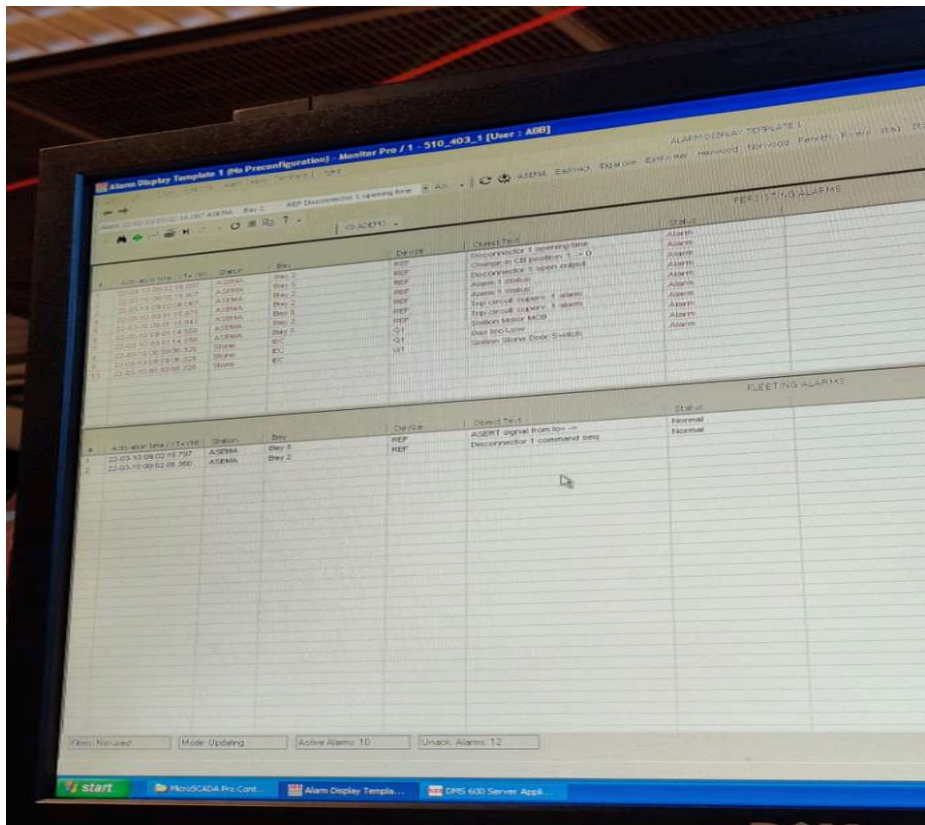


Eastwick aseman pääkisko oli tarkoitus saada jännitteettömäksi huollon ajaksi. Tämän toteuttamiseksi tehtiin kytkentäsuunnitelma. Ensin kytkettiin pää- ja apukisko rinnan sulkemalla erottimet H4-Q1 ja H4-Q3, sekä tämän jälkeen katkaisin H4-Q0. Kiskot oli näin ollen kytketty rinnan, jonka jälkeen suljettiin erottimet Q3 lähdöissä H1-H3. Seuraavaksi avattiin lähdön H1 erotin Q1, jonka jälkeen avattiin erotin Q1 lähdöillä H2 ja H3. Tässä tilanteessa tehon kulkureitti oli siirtynyt apukiskolle. Lopuksi avattiin katkaisin H4-Q0, jonka jälkeen avattiin erottimet H4-Q1 ja H4-Q3. Lopputulos näkyy kuvassa 2.1, josta voidaan havaita, että pääkisko on saatu jännitteettömäksi ja tehon kulkureitti on apukiskolla.

Eastwick -aseman tarkastelun yhteydessä tutkittiin myös Elgarose aseman yksiviivakaaviota. Elgarose-asemalla oli ainoastaan pääkisko, joten sähköaseman huoltoon ottaminen vaatii varasyöttöyhteyksien järjestämistä muiden asemien kautta.

## 1.9 Vikatilanne

Esimerkkiverkon yhdelle johtolähdölle simuloitiin kolmivaiheinen oikosulku. Lähdön suojarele havahtui vikavirrasta ja tiedot siitä tallentuivat SCADA:n hälytyslokiin. Hälytysloki on esitetty kuvassa 2.2. SCADA:sta vian tiedot, kuten lähdöntunniste ja mitattu vikavirta, siirtyivät käytöntukijärjestelmään. Käytöntukijärjestelmä suoritti laskennallisen vianpaikannuksen, eli vertasi mitattua vikavirtaa lähdön laskennallisiin vikavirtoihin. Tämän jälkeen käytöntukijärjestelmä esitti kartalle mahdolliset vikapaikat keltaisilla ”salamoilla”. DMS:n näkymä vian jälkeen on esitetty kuvassa 2.3



Kuva 2.2 SCADA:n hälytysloki

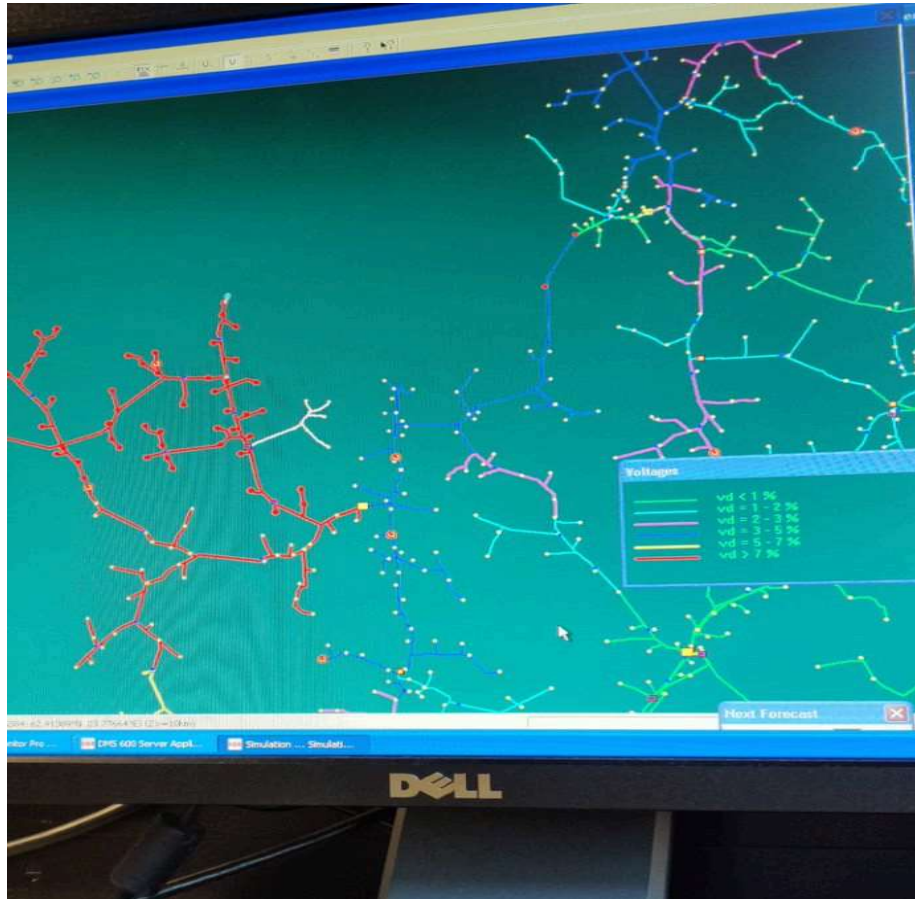


Kuva 2.3 DMS:n näkymä vian jälkeen

Kuvasta 2.3 voidaan huomata, miten DMS:n arvioimat vikapaikat esitetään kartalla. Vikapaikan tarkempaa rajausta voidaan suorittaa vyöryttämällä kauko-ohjattavia erottimia hyödyntäen.

### 1.10 Ritari sähköasema

Ritarin sähköasemalla simuloitiin tilannetta, jossa päämuuntaja on pois käytöstä. Tarkoituksena oli järjestää varasyötöt hyödyntämällä muita asemia ja aseman omia kiskostoja. Varasyöttö saatiin onnistuneesti päälle, mutta kytkentätila oli epäsuotava suuren jännitteenaleneman takia. Kuvassa 2.4 on esitetty jännitteenalenemat järjestettyjen varasyöttöyhteyksien kanssa.



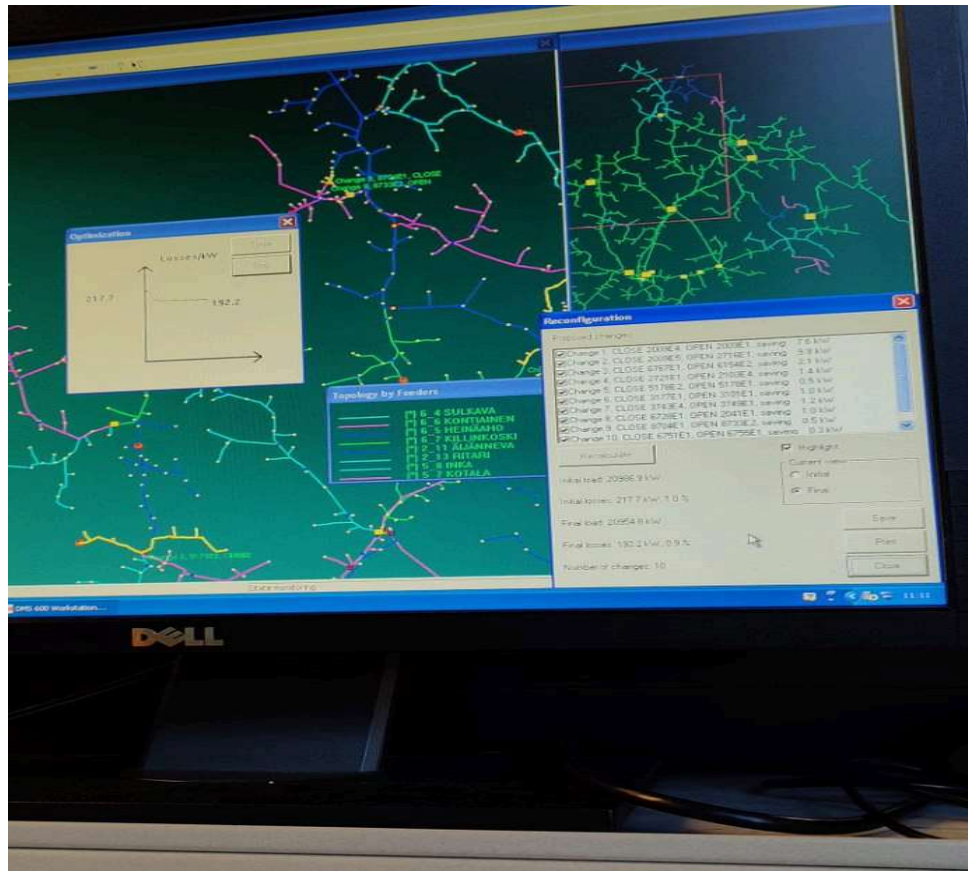
Kuva 2.4 Jännitteenalenemat Ritari sähköaseman verkossa

Kuvasta 2.4 voidaan huomata, että aika suuressa osassa verkosta jännitteenalenema on yli 7 % prosenttia, mikä käytännössä tarkoittaa sitä, että asiakkailta voidaan joutua katkaisemaan sähköt, jottei heidän sähkölaitteensa vaurioituisi. Jännitteenalenema on riippuvainen kuormituksesta ja siksi on tärkeää, että asiakkaille tiedotetaan siitä, että sähkölaitteiden käyttöä kannattaa välttää. Tiedotuksen lisäksi on olemassa muitakin keinoja tilanteen hallitsemiseen. Jos verkkoyhtiöllä on käytössä varavoimakone, voidaan sellainen asentaa johdon hännille kompensoimaan jännitteenalenemaan. Äärimmäisissä tilanteissa voidaan myös käyttää kuorman vuorottelua, jolloin esimerkiksi puolelta asiakkaista katkaistaan sähköt tietyksi ajaksi. Jos muuntajan lisäksi myös kiskosto on pois käytöstä, on aseman kautta mahdotonta syöttää mitään lähtöjä. Tällaisissa tilanteissa voidaan turvautua viereisen verkkoyhtiön yhteyksiin. Tämän lisäksi voidaan asemalta lähteviä johtoja kytkeä toisiinsa aseman ulkopuolella maakaapelin avulla.

### 1.11 Kytkentätilan optimointi

Verkon kytkentätilalla voidaan vaikuttaa verkon käytön tehokkuuteen. Käytännössä tämä tarkoittaa lähinnä häviötehon minimoimista, mutta optimoinnilla voidaan saavuttaa myös laatua, kuten jännitetasoa tai keskeytyksien määrää. DMS sisälsi kytkentätilan optimoinnin työkalun, jonka tulos yhden optimointikierron jälkeen on esitetty kuvassa 2.5. Kuvan optimointi on suoritettu siten, että optimoinnissa käytetään kaikkia mahdollisia erottimia. Tuloksista nähdään, että häviöteho alenee aikaisempaan kytkentätilanteeseen nähden 217,7 kW:sta 192 kW:iin. Kuvan oikeassa laidassa näkyy kytkennän, jotka ohjelma tekisi tämän

tilanteen saavuttamiseksi. Optimointi voidaan myös tehdä vain kauko-ohjattuja erottimia käyttäen, mutta tällä tavalla optimointi ei onnistunut löytämään alkuperäistä parempaa kytkentätilaa. Optimointia ei tarvitse suorittaa kovin usein, mutta kuitenkin vähintään silloin, kun verkko muuttuu merkittävästi joko topologisesti tai kulutuksen kannalta.



Kuva 2.5 Kytchentätilan optimointi -työkalun tulokset.

### 3. YHTEENVETO JA PALAUTE

Esiselvityksessä tutustuttiin verkossa hyödynnettävään automaatioon, sähköasemien erilaisiin komponentteihin, sekä sähköasemilla käytettäviin kiskojärjestelmiin. Tämän lisäksi esiselvityksessä tutkittiin, millaisia hyötyjä on verkostoautomaatiosta jakeluverkkoyhtiön näkökulmasta. Esiselvityksen lopussa tutkittiin vielä, miten verkossa tapahtuva vika paikannetaan, miten verkon sisäinen tietoliikenne toimii ja SCADA, sekä DMS järjestelmien ominaisuudet ja käyttökohteet.

Itse laboratorio-osuudessa saatiin laajasti tietoa SCADA:n ja DMS:n käytöstä sähköverkon operoinnissa ja vikatilanteiden hallinnassa. Saatua tietoa tuki erinomaisesti käytännön esimerkit, mitä suoritettiin mittauksen aikana, sekä mittauksen aikana käyty rakentava keskustelu.



## REFERENCES

- (ABB, 2000) ABB:n TTT-käsikirja. 2000. Saatavilla: [http://www.oamk.fi/~kurki/automaatiolabrat/TTT/15\\_S%84hk%94njakeluverkon%20automaatio.pdf](http://www.oamk.fi/~kurki/automaatiolabrat/TTT/15_S%84hk%94njakeluverkon%20automaatio.pdf)
- (ABB, 2007) ABB:n TTT-käsikirja, Sähkön laatu. 2007. Saatavilla: [http://www.oamk.fi/~kurki/automaatiolabrat/TTT/04\\_0\\_S%84hk%94n%20laatu.pdf](http://www.oamk.fi/~kurki/automaatiolabrat/TTT/04_0_S%84hk%94n%20laatu.pdf)
- (Elovaara et al. 2011) Elovaara Jarmo, Haarla Liisa ja Gaudeamus Helsinki University Press, 2011, Sähköverkot II, Helsinki Otatieto, 551 s. ISBN 978.951-672-363-4
- (Halkosaari, 2020) Halkosaari Tommi, 2020. Vianhallinnan automatisoinnin vaikutukset vikakeskeytyksien tunnuslukuihin. <https://urn.fi/URN:NBN:fi-fe2020072347579>
- (Partanen, 2008) Partanen Jarmo, Lakervi Erkki, 2008. Sähkönjakelutekniikka.
- (Raussi, 2009) Tommi Raussi, Käytöntukijärjestelmän toiminnoista saatavat hyödyt ja niiden analysointi, diplomityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2009.