

Kalle Mäkelä

**IEC 61850 -STANDARDIN KÄYTTÖ JA VAIKUTUS
SÄHKÖASEMIEN KUNNOSSAPIDOSSA**

**IEC 61850 -STANDARDIN KÄYTTÖ JA VAIKUTUS
SÄHKÖASEMIEN KUNNOSSAPIDOSSA**

Kalle Mäkelä
Opinnäytetyö
Syksy 2018
Sähkötekniikan tutkinto-ohjelma
Oulun ammattikorkeakoulu

TIIVISTELMÄ

Oulun ammattikorkeakoulu

Sähkö- ja automaatiotekniikan tutkinto-ohjelma, Sähkötekniikka

Tekijä: Kalle Mäkelä

Opinnäytetyön nimi: IEC 61850 -standardin käyttö ja vaikutus sähköasemien kunnossapidossa

Työn ohjaajat: Ensio Sieppi, Pyry Lehtimäki, Marko Kujanpää

Työn valmistumislukukausi ja -vuosi: Syksy 2018

Sivumäärä: 61 + 2 liitettä

Digitaalitekniikan lisääntyminen ja sen nopea kehittyminen on näkynyt sähköasemien digitalisoitumisessa. Vuonna 2004 julkaistu IEC 61850 -standardi mahdollistaa sähköaseman sisäisen tiedonsiirron yhtenäisesti laitevalmistajista riippumatta. Ennen tätä standardia laitevalmistajat käyttivät omia tiedonsiirtoprotokolliaan, jotka tuottivat ongelmia laitteiden välisessä kommunikoinnissa ja niiden uusimisessa.

Työn tavoitteena oli saada tuotua enemmän tietoa kunnossapitohenkilöstölle standardin sisällöstä, sen käytöstä ja vaikutuksista sähköasemien kunnossapidossa sekä teorian että työohjeen muodossa. Näin ollen standardin ja sitä hyödyntävien laitteiden tuntemusta saataisiin parannettua sekä standardin sisältöä voitaisiin jatkossa hyödyntää paremmin sähköasemien kunnossapidossa.

Työn teoriaosuudessa tarkastellaan sähköaseman eri järjestelmistä muodostuvaa kokonaisuutta, standardin sisältämää datamallia, eri tietoliikenneprotokollia, protokollien tarkoitusta ja hierarkiaa sähköasema-automaatioissa sekä eri topologiamuotojen käyttöä sähköasemilla. Lisäksi kartoitettiin IEC 61850 -standardia noudattavien IED-laitteiden kanssa ilmenneitä ongelmia. Perustuen ilmenneisiin ongelmiin, laadittiin työohje sekä selvitettiin kyseiseen standardiin perehtyneiltä näkemyksiä siitä, mikä standardin sisällöstä on tärkeää kunnossapidon kannalta. Kunnossapidon kannalta tärkeimpinä asioina on ymmärtää standardin käyttö ja hierarkia sähköasemalla.

Tuloksena saatiin muodostettua kuvaus standardista, sen sisällöstä ja käytöstä sekä vaikutuksista sähköasemien kunnossapidossa. Teoriaosuus toimii pohjana standardiin perehtymiselle. Lisäksi tuloksena saatiin rakennettua työohje, joka perustuu kunnossapitokoestajilta tehdyssä kartoituksessa ilmenneisiin ongelmiin. Työohje tukee asemaväylässä olevien IED-laitteiden tietoliikenneongelmien ratkaisua.

Asiasanat: IEC 61850 -standardi, GOOSE, SV, MMS, IED, asemaväylä

ABSTRACT

Oulu University of Applied Sciences
Degree Programme in Automation and Electrical Engineering, Option of Electrical Engineering

Author: Kalle Mäkelä

Title of thesis: Usage and Impact of IEC 61850 Standard on Substation Maintenance

Supervisor(s): Ensio Sieppi, Pyry Lehtimäki, Marko Kujanpää

Autumn 2018

Pages: 61 + 2 appendices

The growth of digital technologies and its fast development have been seen in substation automation systems. In 2004 the first edition of IEC 61850 standard was published and it allows consistent inner data transfer without manufacturer dependencies. Prior to this standard device manufacturers used their own protocols, which created problems with replacing devices and compatibility between different manufacturers. The goal of this thesis is to increase knowledge of IEC 61850 standard of maintenance personnel order to utilize the content of the standard more efficiently in substation maintenance.

The first part of this thesis includes view of the different systems in a substation and IEC 61850 standard's data model, the main purpose and structure of different protocols in substation automation. Problems with IEC 61850 standard were collected by interviewing maintenance personnel. Also people who have been working with the standard were interviewed about what is important in IEC 61850 standard considering substation maintenance. The key to substation maintenance is to understand the use of standards and hierarchy in substation.

The result of this thesis is a description of IEC 61850 standard and its usage and impact on substation maintenance. The theory part of this thesis works as an introduction to IEC 61850 standard. Instructions for maintenance personnel were made to find solutions related to intelligent electronic devices' telecommunication problems. Already, by looking at the usage of IEC 61850 standard it is possible to notice that it has a good probability to be a contributor in substation digitalization in future.

Keywords: IEC 61850 Standard, GOOSE, SV, MMS, IED, station bus

ALKULAUSE

Tämän opinnäytetyön toimeksiantajana toimi Empower PN Oy:n Palvelut ja Kunnossapito -yksikkö Oulussa. Työni ohjaajina toimivat Pyry Lehtimäki ja Marko Kujanpää Empower PN Oy:stä sekä Ensio Sieppi Oulun ammattikorkeakoulun puolelta.

Haluan kiittää kaikkia työni ohjaajia saamastani tuesta ja neuvoista työn aikana, varsinkin Pyry Lehtimäkeä suuresta panostuksesta ja hyvistä neuvoista sekä kommentteista työn etenemisen aikana. Lisäksi kiitos kuuluu kaikille heille, jotka jollain tapaa ovat osallistuneet työni ja opiskelujeni tukemiseen. Haluan myös kiittää Empower PN Oy:tä mahdollisuudesta opinnäytetyön tekemiseen.

Oulussa, 29.11.2018

Kalle Mäkelä

SISÄLLYS

TIIVISTELMÄ	3
ABSTRACT	4
ALKULAUSE	5
SISÄLLYS	6
SANASTO	8
1 JOHDANTO	10
2 SÄHKÖASEMA	12
2.1 Sähköasemat Suomessa	12
2.2 Sähköaseman laitteistot	14
2.2.1 Muuntaja	15
2.2.2 Katkaisija	16
2.2.3 Erotin	17
2.2.4 Mittamuuntajat	19
2.3 Sähköverkon suojausperiaatteet	22
2.3.1 Distanssirele	22
2.3.2 Nollavirtareleet ja suunnatut maasulkureleet	23
2.3.3 Differentiaalirele	23
2.4 Sähköasemien kunnossapito	24
3 TOISIOJÄRJESTELMÄ SÄHKÖASEMALLA	25
3.1 Suojareleet	25
3.2 Apusähköjärjestelmä	29
3.3 Sähköasema-automaatio	30
3.3.1 Kaukokäytön väylä	30
3.3.2 Ala-asema	31
3.3.3 Sähköaseman sisäiset väylät ja tasot	31
4 IEC 61850 -STANDARDI	34
4.1 Standardin historia, kehitys ja tavoite	34
4.2 IEC 61850 -standardin osat	35
5 IEC 61850 -STANDARDIN TIEDONSIIRTOMALLI JA -PROTOKOLLAT	38
5.1 Datamallin rakenne ja sisältö	38
5.2 Specific Communication Service Mapping	42

5.2.1 Manufacturing Message Specification	43
5.2.2 Sampled Values	45
5.2.3 Generic Object Oriented System Event	46
6 SÄHKÖASEMAN ERI TOPOLOGIAMUODOT	48
6.1 Verkkotopologiamuodot	48
6.2 Redundanssiprotokollat	51
6.2.1 Rapid Spanning Tree Protocol	51
6.2.2 Parallel Redundancy Protocol	53
6.2.3 High-availability Seamless Redundancy Protocol	54
7 VAIKUTUKSET SÄHKÖASEMIEN KUNNOSSAPIDOSSA	55
8 YHTEENVETO	57
LÄHTEET	58
LIITTEET	
Liite 1 Tietokoneen liittäminen väylään ja IED-laitteen yhteyden testaus	
Liite 2 Siemens RS900-kytkimen tietoliikenteen peilaus	

SANASTO

ACSI	Abstract Communication Service Interface
CB	Circuit Breaker
DP	Destination Port
GIS	Gas Insulated Switchgear
GOOSE	Generic Object Oriented System Event
HMI	Human Machine Interface
HSR	High-availability Seamless Redundancy Protocol
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	The Institute of Electrical and Electronics Engineers
ISO	International Organization for Standardization
LD	Logical Device
LN	Logical Node
MMS	Manufacturing Message Specification
MSV	Multicast Sampled Values
MU	Merging Unit
OSI	Open Systems Interconnection Reference Model
PD	Physical Device
PRP	Parallel Redundancy Protocol
RP	Root Port
RSTP	Rapid Spanning Tree Protocol

RTU	Remote Terminal Unit
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SF ₆	Rikkiheksafluoridi
SV	Sampled Values
TC57	Technical Committee number 57
VT	Voltage Transformer

1 JOHDANTO

Digitaalitekniikan lisääntyminen ja tietoliikennetekniikan nopea kehittyminen on näkynyt myös sähköasema-automaatiojärjestelmissä. Digitaaliset laitteet alkavat yleistymään ja vanhat sähkömekaanisesti toimivat suojalaitteet vähenevät ja poistuvat käytöstä. 1900-luvun loppupuolella sähköasemien ja niiden laitteiden kehitys johti lopulta siihen, että laitevalmistajat alkoivat tehdä omanlaisiaan sähköisiä väyläprotokollia laitteiden tiedonsiirtoa varten. Tämän johdosta laitevalmistajien tekemät laitteet eivät kyenneet kommunikoimaan toisten valmistajien laitteiden kanssa. (1, s. 1.)

IEC 61850 -standardin sähköasemia koskevan tiedonsiirtoprotokollan ensimmäisen version astuttua voimaan 2004 se määritteli laitevalmistajille tietyt rajapinnat sen noudattamiseen ja mahdollisti laitteiden standardoidun tiedonsiirron ja niiden paremman kommunikaation. Standardia olivat kehittämässä kansainvälinen sähkötekniikan standardoimisjärjestö IEC yhdessä yhdysvaltalaisen sähköenergian tutkimuskeskuksen EPRI:n sekä yhdysvaltalaisen insinöörijärjestön IEEE:n kanssa. (1, s. 1.)

Sähköasemien ja niiden laitteiden kehittyessä on tärkeää pysyä ajan tasalla niiden ominaisuuksista ja toimintatavoista. Tämä helpottaa varsinkin kunnossapidossa suojareiden koestamista sekä muiden laitteiden huoltoa ja korjausta. Mahdollisten vikatilanteiden ennaltaehkäisy on myös taloudellisesti tärkeää.

Tämä opinnäytetyö on tehty Empower PN Oy:n Sähköasemakunnossapito ja Palvelut -yksikköön Ouluun. Työn tavoitteena oli saada tehtyä työohje opinnäytetyön alussa tehdyn kyselyn ja siinä ilmenneiden ongelmakohtien ja tarpeiden perusteella sekä tuoda lisää kokemusta IEC 61850 -standardista sähköasemakunnossapidon henkilöstölle. Kyselyssä kartoitettiin suojareiden koestuksissa tai vianhaussa ilmenneitä ongelmia liittyen IEC 61850 -standardia noudattaviin älykkäisiin toimilaitteisiin.

Työn teoriaosuudessa perehdytään sähköasemiin, niiden primääri- ja toisiojärjestelmiin, järjestelmistä muodostuvaan kokonaisuuteen sekä

sähköverkon eri suojausperiaatteisiin. Lisäksi perehdytään sähköasemia koskevan IEC 61850 -standardin rakenteeseen ja sisältöön sekä pohditaan sen roolia sähköasemilla.

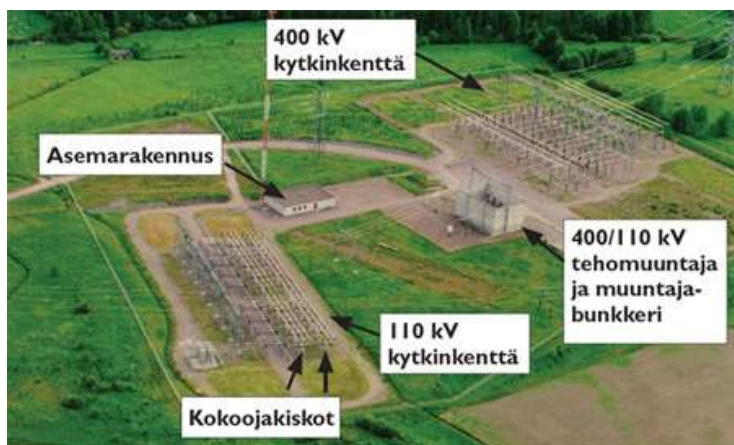
2 SÄHKÖASEMA

Tässä luvussa tarkastellaan sähköaseman laitteistoa, sähköverkon suojausperiaatteita sekä niiden ominaisuuksia. Suomen kantaverkko sai alkunsa, kun 1920-luvun lopulla rakennettiin maan ensimmäinen suurjännitelinja Imatran ja Turun välille. 110 kV:n voimajohtolinja tuli tunnetuksi Rautarouva-nimellä, ja linja otettiin käyttöön vuonna 1929. (2.)

2.1 Sähköasemat Suomessa

Sähköasema on määrättyyn paikkaan keskitetty sähköjärjestelmän osa, joka sisältää pääasiassa siirto- tai jakelujohtojen liitännöitä, kojeistoja ja rakenteita sekä mahdollisesti myös muuntajia. Se sisältää yleensä myös järjestelmän turvallisuuteen ja valvontaan tarvittavia laitteita, esimerkiksi suojalaitteita. (3, s. 14.)

Sähköasemiin lukeutuu monia erilaisia ja eri tyyppisiä sähköasemia riippuen niiden tehtävistä ja sijainnista verkossa. Sähkö- tai kytkinasemiin kuuluu muun muassa koko sähköverkon kannalta kriittisimmät 400 kV:n solmupisteasemat, kuvassa 1 esiintyvät 400/100 kV:n alueverkkoa syöttävät muuntoasemat ja keskijänniteverkon syöttämisestä vastaavat 110/20 kV:n sähköasemat, jotka ovat paikallisesti hyvin tärkeitä ja joihin tässä työssä pääasiassa keskitytään. (4, s. 3.)



KUVA 1. 400/110 kV:n sähköasema (5).

Suurin osa Suomessa tällä hetkellä olevista sähköasemista on ilmaeristeisiä kytkinlaitoksia ja näillä on suuri vaikutus maisemaan, sillä ne vaativat paljon tilaa. Yleensä muuntoasemat sijoitetaan sinne, missä on myös kulutuksen painopiste. Aseman sijoittaminen verkkoon ja laitoksen yksinkertaisuus riippuvat suuresti laitoksen läpi siirrettävästä tehosta ja siitä, millaiseen verkkoon ja kuinka moneen johtoon asema liittyy. (6, s. 97.)

Tilankäytöstä on muodostunut ympäristökysymysten ohella entistä tärkeämpi kriteeri kytkinlaitostyyppin valinnassa. Tällaisia ympäristökysymyksiä ovat esimerkiksi asuinympäristön esteettiset arvot, mahdolliset terveysuhkiin liittyvät pelot, melukysymykset ja erilaisten kemikaalien aiheuttamat riskit. Sähköverkon eniten melua tuottavat laitteet sijaitsevat sähköasemilla. (7, s. 458–461.)

SF₆-eristeisistä kytkinlaitoksista (gas insulated switchgear, GIS) on tullut yhä kilpailukykyisempiä sähköasemien rakentamisessa ja saneerauksessa. SF₆-eristeisen kytkinlaitoksen jännitteelliset osat ovat jännitteestä riippumatta hermeettisesti suljetussa eli ilmatiiviisti suljetussa maadoitetussa metallikotelossa. Laitos on näin ollen kosketus- ja valokaarisuojattu, mikä lisää henkilöturvallisuutta. SF₆-eristeisten kytkinlaitosten hankintakustannukset ja huollot ovat tänä päivänä vielä huomattavasti kalliimmat verrattuna ilmaeristeisiin kytkinlaitoksiin. Kuvassa 2 on esitetty 245 kV:n GIS-kojeisto ja sen sisältämät toimilaitteet. (6, s. 128–129.)



KUVA 2. 245 kV:n GIS-kojeisto (8).

2.2 Sähköaseman laitteistot

Sähköaseman laitteistot voidaan jakaa karkeasti ensiö- ja tosiolaitteistoihin. Tässä luvussa kuitenkin käsitellään ainoastaan ensiölaiteistoja ja niiden toimintaperiaatteita suppeasti, sillä tosiolaitteisto on erotettu kokonaan omaksi luvuksi ja on opinnäytetyön kannalta tärkeämmässä asemassa. Tosiolaitteistoja käsitellään luvussa kolme.

Ensiölaitteet ovat fyysisesti yhteydessä sähköasemalla olevaan suur- tai keskijännitteeseen. Ensiölaitteiden täytyy kestää suuria jännitteitä ja virtoja, joita ilmenee sähköverkossa tapahtuvien vikatilanteiden seurauksena. Näistä laitteista muodostuvaa rakennekokonaisuutta kutsutaan kojeistoksi (switchgear). Kojeeisto voi olla ulko- tai sisäkojeeisto ja lisäksi voidaan puhua avorakenteisesta tai koteloidusta kojeistosta. (6, s. 117.)

2.2.1 Muuntaja

Muuntaja on sähkölaite, joka vaihtosähköjärjestelmässä muuntaa ja usein myös säätää jännitteitä ja virtoja kahden tai useamman käämityksen välillä käyttäen hyväksi sähkömagneettista induktiota. Kolmivaiheinen muuntaja rakennetaan joko suoraan kolmivaiheyksiköksi tai se voidaan koota kolmesta yksivaiheyksiköstä. Varsin usein kolmivaihemuuntaja myös muuttaa jännitteen vaihekulmaa aina samalla vakiomäärällä, joka riippuu muuntajan käämien kytkennästä. (6, s. 141.)

Jännitteen säätöä varten suuret muuntajat varustetaan käämikytkimellä, jonka avulla muuntajan muuntosuhdetta voi vaihtaa myös muuntajan ollessa kuormitettuna. Pienissä muuntajissa tavanomainen jänniteensäätöväline on väliottokytkin, jonka käyttö edellyttää virrattomuutta ohjaushetkellä. Käämikytkin säädetään muuttamalla ensiön johdinkierrosmäärää. Käämikytkin sijoitetaan yleensä käämin tähtipisteen puoleiseen päähän. (6, s. 146–147.)

Valtaosa Suomen kantaverkon suurmuuntajista on viisipylväisiä kolmikäämitysmuuntajia, joiden mitoitusarvot ovat $400 \pm 6 \times 1,33 \text{ \%} / 120 / 21 \text{ kV}$ ja kytkentäryhmä on YNyn0d11. Mitoitusarvoista sekä kytkentäryhmästä voidaan huomata, että kyseisen muuntajan ensiöjännite on 400 kV ja se on kytketty tähteen (Y). Tämän lisäksi ensiöpuolella on tuotu tähtipiste (N) esille. Ensiöpuolen kytkentää kuvataan isoilla kirjaimilla. 120 kV:n toisiopuoli on myös kytketty tähteen (y) ja muuntajan tähtipiste (n) on tuotu esille. Toisiopuolta kuvataan pienillä kirjaimilla. Numero 0 kertoo muuntajasta johtuvasta 400 ja 120 kV:n välisestä jännitteen vaihe-erosta, joka on tässä tapauksessa 0. Luku d11 kertoo tertiäärikäämin kytkennästä kolmioon (d) ja toisiopuolen vaihejännitteen olevan 30° 400 kV:n ensiöjännitettä edellä. Käämien kytkennän määräämä ylä- ja alajännitteiden välinen vaihesiirto ilmaistaan tunnusluvulla, joka on muodostettu 12-tuntisen analogisen kellotaulun tuntinumeroista siten, että yksi ”tunti” vastaa 30° :een vaihe-eroa. (4, s. 9; 6, s. 142–148.)

2.2.2 Katkaisija

Katkaisijoita käytetään virtapiirin avaamiseen ja sulkemiseen. Niiden tarkoitus on kyetä katkaisemaan suurimmatkin verkossa esiintyvät virrat. Ne voivat toimia sekä käsin ohjattuina että automaattisesti. Myös katkaisijoiden kauko-ohjaus on nykyään mahdollista. Tavallisin automaattinen katkaisijatoiminto on avautuminen ylivirran vaikutuksesta. (6, s. 162.)

Virtapiirin katkaisulle on luonteenomaista, ettei virta katkea heti katkaisijan koskettimien avautuessa, vaan virtapiiri pysyy suljettuna valokaaren välityksellä. Valokaarella on myös olennainen osa virran katkaisussa. Suuren virran aikana valokaaren johtavuus on hyvä. Tämä sallii koskettimien avautumisen niin etäälle toisistaan, että syntynyt avausväli kestää täyden jännitteen valokaaren sammuttua. (6, s. 167.)

Katkaisukammiossa käytettävä väliaine osallistuu sekä valokaaren sammuttamiseen että mahdollisesti katkaisukohdan jännitteisten osien eristämiseen katkaisijan muista osista. Sen perusteella katkaisijat voidaan jakaa muun muassa seuraaviin ryhmiin:

- ilmakatkaisijat
- öljykatkaisijat
- vähäöljykatkaisijat
- paineilmakatkaisijat
- SF₆- tai kaasukatkaisijat
- tyhjiökatkaisijat.

Näistä vanhimpaan katkaisijatekniikkaan kuuluvat öljykatkaisijat (1905–1950) sekä paineilmakatkaisijat (1930–1970). Vähäöljykatkaisijoita (kuva 3) on valmistettu pääasiassa 1930–1980-luvuilla. Uusinta tekniikkaa ovat kaasukatkaisijat (1975-) sekä tyhjiökatkaisijat (1980-). 1970- ja 1980-luvuilla on koettu kuitenkin voimakas murros katkaisijatekniikassa, mikä on johtanut erityisesti SF₆-, kaasu- ja tyhjiökatkaisijoiden voimakkaaseen yleistymiseen sähköasemilla. (6, s. 169–170.)



KUVA 3. 110 kV:n vähäöljykatkaisija.

2.2.3 Erotin

Eroittimien tehtävänä on muodostaa turvallinen avausväli erotettavan virtapiirin ja muun laitoksen välille sekä saada laitoksen osa jännitteettömäksi turvallista työskentelyä varten. Näiden tehtävien perusteella erottimen avausvälin on oltava erittäin luotettava (kuva 4). Tämä tarkoittaa sitä, että erottimen avausvälin on oltava näkyvä tai erotin on varustettava luotettavalla avausvälin asennonosoituksella. (6, s. 190.)



KUVA 4. 400 kV:n saksierotin.

Jos energian virtaussuunnalle on ainoastaan yksi vaihtoehto, riittää, että erotin sijoitetaan katkaisijan ja syöttävän kiskon väliin. Mikäli energian syöttö on mahdollista molemmista suunnista, erottimia on käytettävä katkaisijan molemmilla puolilla. Erottimia käytetään sarjassa myös sellaisten laitteiden kanssa, jotka on kytkettävä jännitteettömäksi huoltoon tai vastaavaa varten. Lisäksi erottimia voidaan käyttää keskeyttömän käytön mahdollistavina ohituserottimina tai maadoituserottimina estämään vikavirtojen ja indusoituneiden jännitteiden vaaravaikutuksia työskenneltäessä verkossa. (6, s. 190–191.)

Edellä mainittujen tyyppiesimerkkien lisäksi on vielä kuormanerotin, joka kykenee erottimen tavanomaisten tehtävien lisäksi suoriutumaan melko suurten kuormitusvirtojen katkaisusta sekä pienehköjen oikosulkuvirtojen kytkemisestä.

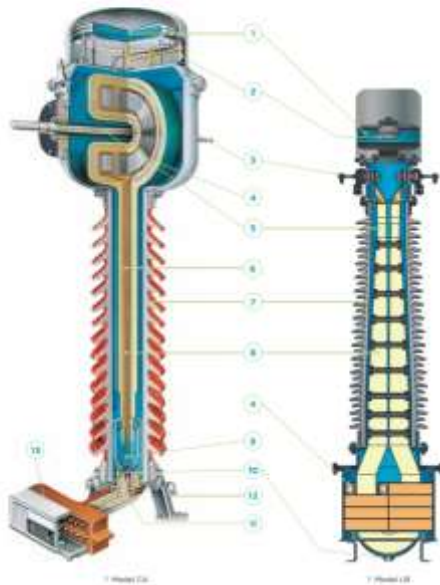
Kuormanerotin on ikään kuin katkaisijan ja erottimen välimuoto. Kuormanerotimia käytetään pääasiassa keskijänniteverkossa sellaisissa paikoissa, joissa joudutaan erottamaan kuormitusvirrallisia verkon osia toisistaan tai erottamaan verkosta suurehko kuormittamaton muuntaja tai kaapeliverkko. (6, s. 193.)

2.2.4 Mittamuuntajat

Mittamuuntajilla tarkoitetaan jännitteen tai virran mittaukseen tarkoitettuja erikoisrakenteisia muuntajia. Näiden pääasiallinen tehtävä on muuttaa mitta-ala suojalaitteille sopivaksi ja samalla mahdollistaa mitta- ja suojalaitteiden standardointi tiettyihin mitoitusarvoihin. Mittamuuntajat voidaan jakaa mittaus- ja suojaustarkoitettuihin jännite- tai virtamuuntajiin. Mittamuuntajien on kyettävä toistamaan mittaamansa jännite tai virta mahdollisimman virheettömästi. Tämä ei ole kuitenkaan mahdollista, sillä tyhjäkäyntivirta ja käämitysten hajaimpedanssit aiheuttavat mittaustuloksen vääristymistä. Niiden vaikutukset näkyvät mittamuuntajien virta-, jännite- ja kulmavirheinä. (6, s. 198.)

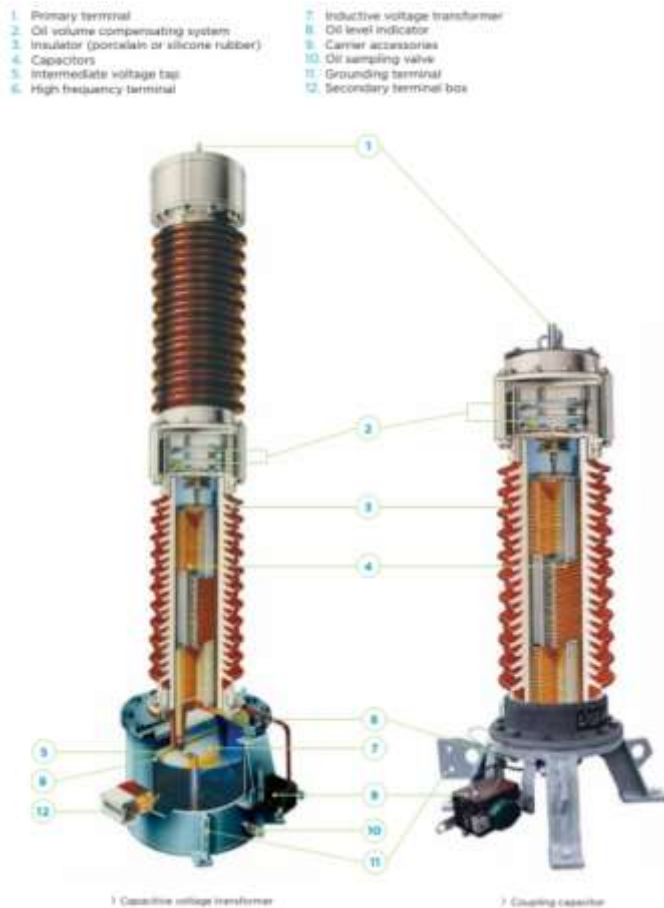
Virtamuuntajalle on ominaista, että samassa laitteessa voi olla monta erilaista sydäntä. Näin voidaan tehdä, koska eri sydämet eivät häiritse toisiaan. Suojaus- ja mittaustarkoituksia varten ei siten tarvita erillisiä virtamuuntajia, vaan pelkät erilaiset sydämet virtamuuntajassa riittävät. Kuvassa 5 on esitetty kahden eri virtamuuntajan rakenne. Ulos asennettavat virtamuuntajat ovat yleensä öljy- tai SF₆-täytteisiä ja hermeettisesti suljettuja. (6, s. 211.)

- | | |
|----------------------------------|--|
| 1 Oil volume compensating system | 2 Secondary conductors |
| 2 Oil level indicator | 3 Insulator (porcelain or silicone rubber) |
| 3 Primary terminal | 4 Capacitive bushing |
| 4 Core and secondary windings | 5 Reinforced ground connection |
| 5 Primary winding | 6 Oil venting valve |



KUVA 5. Virtamuuntajan rakenne (9).

Jännitemuuntajat voivat olla toimintaperiaatteeltaan joko induktiivisia tai kapasitiivisia. Induktiivisia jännitemuuntajia käytetään erityisesti alle 245 kV:n käyttöjännitteillä. Tätä suuremmilla jännitteillä kapasitiivinen jännitemuuntaja on yleensä edullisempi. Kapasitiivisen jännitemuuntajan rakenne on esitetty kuvassa 6. Suuria käyttöjännitteitä varten valmistetaan myös niin sanottuja kaskadikytkentäisiä jännitemuuntajia, joissa saman kuoren sisällä on kaksi induktiivista jännitemuuntajaa sarjassa. (6, s. 217.)



KUVA 6. Kapasitiivisen jännitemuuntajan rakenne (10).

Digitaalitekniikan käytön yleistymisen myötä on kehitelty täysin uusi tekniikka sähkövirran ja jännitteen mittaamiseen. Markkinoille on viimeisen 10–15 vuoden aikana tullut mittamuuntajaratkaisuja, joissa käytetään valokuitua binääriseen tiedon siirtämisessä. Kun käytössä on esimerkiksi digitaalisia suojareleitä, tällaisia mittamuuntajia käyttämällä voidaan siirtyä suoraan suurjännitteen potentiaalista näille releille ominaiseen millivolttiluokan digitaaliseen muotoon. Näin vältetään turhat välipiirit ja apulaitteet, joita konventionaalisessa tekniikassa tarvitaan. (6, s. 224.)

2.3 Sähköverkon suojausperiaatteet

Tässä luvussa käsitellään verkon vikoja suojauksen kannalta, kuvaillaan tärkeimmät suojareleet ja niiden ominaisuudet sekä toimintaperiaatteet. Erilaisia suojausperiaatteita ja suorareleitä on enemmänkin, mutta tässä käsitellään ainoastaan osaa niistä.

2.3.1 Distanssirele

Distanssirelettä (Z-rele, distance relay) käytetään silmukoidussa verkossa, koska se havaitsee vian suunnan. Distanssirele nimensä mukaan havaitsee johdolla tapahtuvan vian ja pystyy määrittämään etäisyyden vikapaikkaan. Silmukoidussa verkossa vikavirta voi tulla mistä suunnasta tahansa ja pienin vikavirta on yleensä suurempi kuin suurin kuormitusvirta. Tästä syystä ylivirtareleellä ei voi toteuttaa kyseistä suojausta, koska se on mitoitettu havaitsemaan kuormituksesta syntyviä virtoja. (6, s. 348–349.)

Distanssirele mittaa virta- ja jännitemuuntajien avulla suojattavan johdon virran ja johdon alkupään jännitteen ja laskee niistä impedanssin. Suurvoimansiirrossa johdon resistanssi on reaktanssiin verrattuna hyvin pieni, joten virran suuruus ja kulma määräytyy lähes kokonaan johdon reaktanssin mukaan. Rele päättelee vian suunnan virran ja jännitteen vaihesiirtokulman avulla. Jos vika on suojattavassa lähdössä, virta on noin 90° jännitettä jäljessä, koska vikavirta on induktiivista loisvirtaa. Jos vika on releen estovyöhykkeellä eli sähköasemalta lähtevällä toisella johdolla, virta on noin 90° jännitettä edellä. (6, s. 348.)

2.3.2 Nollavirtareleet ja suunnatut maasulkureleet

Nollavirtarele (I_0 -rele) on virtamuuntajien toisiokäämeihin kytketty ylivirtarele, joka mittaa vaihevirtojen summavirtaa ja toimii maasuluissa. Rele ei kykene tunnistamaan vikavirran suuntaa. Suunnattu maasulkurele (Q_0 -rele) on nollavirtarele, joka vikavirran lisäksi mittaa myös vian suunnan käyttämällä hyväksi nollavirran ja nollajännitteen välistä vaihekulmaa. (6, s. 354.)

Nollavirtarelettä käytetään lisäksi muuntajien maasulkusuojana. Ne toimivat tällöin varasuojana muun verkon vioissa. Nollavirtareleellä voidaan myös laukaista tähtipisteen lähellä olevat viat. Näitä vikoja on vaikea havaita differentiaalireleellä, koska niiden aiheuttama epäsymmetria on pieni. (6, s. 354.)

2.3.3 Differentiaalirele

Differentiaalirele (D, differential relay) eli erovirtarele toimii, kun suojattavaan kohteeseen tulevien virtojen ja siitä lähtevien virtojen erotus on suurempi kuin releeseen aseteltu arvo. Kun suojausalueella ei ole vikaa, virtojen summa on nolla, koska virta kulkee suojausalueen läpi. Kun suojausalueella on vika, virta ei kulje sen läpi, vaan kaikki ulkopuolelta tulevat vikavirrat tulevat suojausalueelle. Differentiaalisuojaus suojaa vain niiden virtamuuntajien välisen alueen, joiden virtoja vertaillaan, eikä se pysty toimimaan muiden alueiden varasuojana distanssireleen tapaisesti. Releen toiminta-aika on noin 30 ms, eikä siihen asetella hidastusta. (6, s. 354–355.)

Differentiaalirele on muuntajan tärkein suojarele, ja sitä käytetään myös yksinkertaisten kiskojärjestelmien suojaamiseen. Muuntajan differentiaalireleillä voidaan havaita sellaiset oikosulut, maasulut, käämisulut ja kierrossulut, jotka aiheuttavat virtamuuntajiin riittävän suuren erovirran. Muuntajan kytkentäsysäysvirta näkyy differentiaalireleelle kokonaisuudessaan erovirtana. Kytkentävirrassa on mukana suuret 100 Hz:n ja 150 Hz:n taajuiset komponentit.

Differentiaalireleet tunnistavat 100 Hz:n komponentit ja lukkiutuvat laukaisun estämiseksi. Tätä toimintoa kutustaan yliaaltosalvaksi. (6, s. 355–356.)

2.4 Sähköasemien kunnossapito

Sähköasemien kunnossapito on avainasemassa sähköverkon toimivuuden kannalta. Kunnossapidon tarkoituksena on säilyttää tai palauttaa laite tilaan, jossa se pystyy suorittamaan vaaditun toiminnon sen koko elinkaaren ajan. Jokaisella laitteella on maksimi käyttöikä, jonka ajan sen täytyy pystyä toimimaan vaaditulla tavalla. Laitteiden kunnon ylläpitämiseksi laitteille tehdään säännöllisin väliajoin tarkastuksia, analyyssejä, huoltoja sekä tarpeen tullen laitteiden kunnostuksia. Esimerkiksi muuntaja on sähköaseman yksi tärkeimmistä ja kalleimmista yksittäisistä komponenteista ja sen kunto tarkastetaan säännöllisin väliajoin öljynäyteanalyysillä, joka otetaan muuntajan sisällä olevasta öljystä. Öljynäyteanalyysin avulla voidaan määritellä muuntajan kunto. (11, s. 8.)

Sähköturvallisuuslaissa 1135/2016 on määritelty sähkölaitteistoluokat varmennus- ja määräaikaistarkastusten sekä kunnossapito-ohjelmaa koskevien vaatimusten perusteella kolmeen eri luokkaan. Luokkien 1 ja 2 sähkölaitteistoille määräaikaistarkastukset on määrätty suoritettavaksi 10 vuoden välein ja luokan 3 sähkölaitteistolle 5 vuoden välein. (12, s. 14–15.)

Luokkien 2 ja 3 sähkölaitteistoille laaditaan sähköturvallisuuden ylläpitävä kunnossapito-ohjelma. Sähkölaitteiston haltija huolehtii laitteiston määräaikaistarkastuksista ja kunnossapito-ohjelmasta. Määräaikaistarkastuksilla pyritään varmistumaan siitä, että sähkölaitteiston käyttö on turvallista ja ettei tarkastettavissa sähkölaitteistoissa ole puutteita tai vikoja. (12 s. 15.)

3 TOISIOJÄRJESTELMÄ SÄHKÖASEMALLA

Sähköaseman toisiojärjestelmä on tärkeä osa sähköaseman kokonaisuutta. Toisiojärjestelmään kuuluvien suojarleiden avulla sähköverkossa tapahtuviin häiriötilanteisiin pystytään reagoimaan automaattisesti ja saamaan tarpeellista tietoa kaukokäyttökeskukseen eri laitteiden ja väylätekniikoiden avulla. (13.) Seuraavissa luvuissa käsitellään toisiojärjestelmään kuuluvien suojarleiden erilaisia toteutustekniikoita, niiden kehitystä, apusähköjärjestelmiä ja sähköasema-automaatiotajärjestelmän arkkitehtuuria.

3.1 Suojareleet

Sähköverkoissa tapahtuvia vikatilanteita varten voimalaitokset, sähköasemat ja kytkinlaitokset varustetaan suojalaitteilla, joista osan muodostavat releet. Releet tarkkailevat sähköverkon tilaa ja tarpeen vaatiessa suorittavat kytkentöjä automaattisesti, luotettavasti ja nopeasti. Relesuojauksen päätehtävä on vikojen havaitseminen ja vika-alueen rajoittaminen mahdollisimman pieneksi. Kun suure, jota rele tarkkailee, sivuttaa releeseen asetellun toiminta-arvon (asettelun), niin rele havahtuu, toimii asetellun ajan kuluttua ja lopuksi antaa kytkentävirikkeen. Havahtumisesta kytkemiseen kuluvaa aikaa sanotaan releen toiminta-ajaksi. (14, s. 15–18.)

Suojareleet voidaan jakaa toteutustekniikoiden perusteella kahteen eri ryhmään, sähkömekaanisiin ja staattisiin eli elektronisiin suojarleisiin (15, s. 169). Näiden toimintaperiaatteita käsitellään tässä luvussa.

Vanhinta tekniikkaa ovat sähkömekaaniset releet, jotka ovat hiljalleen poistumassa sähköasemilta. Sähkömekaaniset releet toimivat nimensä mukaan mekaanisesti. Sähkömekaanisten releiden huono puoli on niiden liikkuvien osien hitaus ja niiden mahdollinen epätarkkuus ja ennenaikainen havahtuminen. (14, s.

21-23; 15, s. 168.) Kuvassa 7 on esitetty yksivaiheiset sähkömekaaniset suojarleet, jotka toimivat ylivirtasuojina.



KUVA 7. Yksivaiheiset sähkömekaaniset ylivirtareleet.

Tasasuuntaajareleet ovat eräänlainen väliporras mekaanisten ja staattisten releiden välillä. Tasasuuntaajareleissä mittaavan osan muodostaa herkkä kiertokäämikela. Koska kiertokäämikela on tasavirtakela, täytyy vaihtovirta tasasuunnata. Tasasuuntaussillan edessä on välimuuntaja, joka kyllästyy sopivasti suurilla virroilla suojaten täten herkkää kiertokäämikelaa. Kiertokäämikelan kosketin taas ohjaa varsinaista suojarlettä. Kiertokäämikelan ansiosta releet on saatu herkiksi ja nopeiksi. Esimerkiksi distanssireleen toiminta-aika on noin 20 ms. (14, s. 23.) Distanssireleen toimintaperiaate on esitetty luvussa 2.3.1.

Staattiset releet ovat huomattavasti tarkempia ja nopeampia kuin mekaaniset releet. Lisäksi staattisten releiden asettelut ovat laajoja. Suurimman asetteluarvon suhde pienimpään asetteluarvoon, eli releen dynamiikka, voi tarkkuuden heikentymättä olla kymmenen. Elektroniikka tarvitsee huomattavasti vähemmän tilaa kuin vastaava mekaaninen toteutus. Samaan tilaan kuin kuvassa

7 oleva yksivaiheinen ylivirtarele sopii kuvassa 8 oleva kolmivaiheinen staattinen ylivirtarele. (14, s. 24.)



KUVA 8. Staattinen ylivirtarele.

Staattisten releiden haittana on herkkyys ylijännitteille ja sähkömagneettisille häiriöille, jatkuva apusähkön tarve ja toiminnan epähavainnollisuus. Staattiset releet voivat toiminnaltaan olla joko analogisia tai digitaalisia. Staattisen releen sisäisellä toimintaperiaatteella ei kuitenkaan ole merkitystä tarkasteltaessa releen perustoimintoja prosessin yhteydessä. (15, s. 169.)

Digitaalinen signaalin käsittely on mikroprosessien myötä syrjäyttänyt staattisten suojarleiden toteutustekniikan. Mikroprosessorilla ja digitaalitekniikalla varustettua relettä kutsutaan numeeriseksi releeksi. Numeeristen releiden ensimmäiset sovellukset tulivat markkinoille 1980-luvun alkupuolella. Ensimmäisen sukupolven prosessorireleille tai numeerisille releille oli tunnusomaista, että suojauskohteen eri suojaustoiminnot integroitiin samaan releeseen. Esimerkiksi johdonsuojaan oli integroitu oikosulkusuoja, maasulkusuoja ja jälleenkytkentäreleistys.

Toisen sukupolven numeerisille releille on tunnusomaista, että kosketintietojen ohella ne välittävät myös muuta tietoa. Kaksisuuntainen tiedonsiirto oli mahdollista. Siinä rele pystyi vastaanottamaan ja lähettämään mittaus-, tila-, ohjaus- ja asetteluarvoja. Releyksikkönimitys ei riitä, vaan yksikön monipuolisuudesta johtuen puhutaan suojausyksiköstä eli kennoterminaalista. (14, s. 25–26.) Näistä, kuin myös muista mikroprosessorin sisältävistä laitteista voidaan myös käyttää nimitystä IED-laite (Intelligent Electronic Device) (1, s. 1). Kuvassa 9 on esitetty VAMP255 kennoterminaalit tai niin kutsuttu IED-laite.



KUVA 9. Kennoterminaalit.

Prosessoriteknikka on tehnyt mahdolliseksi toisiojärjestelmän säilyttämisen hajautettuna, jossa jokainen lähtö on varustettu täysin itsenäisesti toimivalla kennoterminaalilla. Kennoterminaalit muodostavat toisiojärjestelmän kenno- tai kenttätason. Sen lisäksi, että kennotason yksiköt tekevät paikalliset suojaus- ja automaatiotoiminnot täysin itsenäisesti, ne välittävät ja vastaanottavat tietoa asematasolta. Kennoterminaalit toimivat siten tiedonkeruuyksikköinä ylemmän tason järjestelmille. Tiedonsiirtoon tasojen välillä käytetään sarjaväylää ja optista kaapelia. (14, s. 30.)

3.2 Apusähköjärjestelmä

Apusähköjärjestelmä on olennainen osa sähköaseman turvallisuuteen ja toimivuuteen liittyen. Sähköaseman kaikki laitteistot ovat riippuvaisia apusähköjärjestelmästä. Sähköaseman apusähköjärjestelmä voidaan jakaa kahteen eri osioon: vaihtosähköjärjestelmään ja tasasähköjärjestelmään (16, s. 28–29).

Normaalitilanteessa 20/0,4 kV:n omakäyttömuuntajan avulla tuotetaan kaikki valaistukseen, pistorasioihin ja lämmitykseen tarvittava sähkö. Omakäyttömuuntaja saa yleensä sähkönsä sähköaseman omakäyttömuuntajalle tarkoitettusta 20 kV:n kennosta. Omakäyttökojeistoon tulee yleensä varasyöttö johtolähdöstä, jota syöttää toinen sähköasema. Tällä tavalla pyritään varmistumaan siitä, että sähköaseman apusähköjärjestelmää voidaan ylläpitää myös häiriötilanteiden tai huoltojen aikana. (16, s. 9.)

Sähköaseman tasasähköjärjestelmään kuuluu tasasähkökeskus, akusto ja tasasähkölaitteet. Koska esimerkiksi suojarleiden ja kytkinlaitteiden ohjaukseen vaadittu sähkö on tasasähköä, joudutaan omakäyttömuuntajan avulla tuotettu vaihtosähkö suuntaamaan vakiojännitetasasuuntaajan avulla. Suojarleiden vaatima apusähkö saadaan tavallisimmin vakiojännitetasasuuntaajalla syötetystä akustosta. (16, s. 7; 14, s. 83.)

Sähköasemien suunnittelussa on tärkeää huomioida, kuinka apusähköjärjestelmiä voidaan ylläpitää esimerkiksi suoritettavien huoltojen aikana. Alueverkolla sijaitsevilla sähköasemilla on lähes aina mahdollista korvata muun sähköaseman tai johtolähdön avulla keskijännitepuolen kiskosto jännitteiseksi, jolloin omakäyttömuuntaja sekä apusähköjärjestelmä saadaan pidettyä käytössä. Tuulipuistojen yhteyteen rakennetuilla sähköasemilla tämä ei ole aina mahdollista. Sähköasemat saattavat sijaita kauempana asutuksesta ja lähellä ei välttämättä ole muita sähköasemia. Tällöin apusähkö voidaan korvata kuljetettavalla aggregaatilla, joka syöttää omakäyttökeskusta. (13.)

3.3 Sähköasema-automaatio

Sähköasema-automaatio on yksi sähköjakeluautomaation osa-alue. Sähköasema-automaation päätehtävät ovat sähköaseman seuranta, ohjaaminen ja suojaaminen. Se sisältää esimerkiksi suojareleitä, virta- ja jännitemittauksia sekä jännitteensäätöä. Ohjauksia voidaan tehdä paikallisesti sähköasemalta tai etänä käytönvalvontajärjestelmästä, joka on toteutettu SCADA-teknologian avulla. (17, s. 2.)

Sähköasema-automaatio voidaan jakaa eri tasoihin. IEC 61850 -standardin mukaan sähköasema-automaatio on jaoteltu kolmeen eri tasoon: asema-, kenttä- ja prosessitasoon (17, s. 2). Joissain yhteyksissä kenttätasosta saatetaan puhua myös kennotasona. Eri tasojen ja niiden välisestä liikennöinnistä ja ominaisuuksista on kerrottu seuraavissa luvuissa. IEC 61850 -standardin mukaisia tiedonsiirtoprotokollia, jotka ovat olennaisessa osassa laitteiden ja tasojen välisessä kommunikoinnissa, on käsitelty luvussa 5.

3.3.1 Kaukokäytön väylä

Kaukokäytön väylän tarkoituksena on välittää tietoa sähköasemalta käytönvalvontajärjestelmään ja ohjauuskäskyjä käytönvalvontajärjestelmästä sähköasemalle. Asematason ja kaukokäytön välistä liikennöintiä kutsutaan kaukokäytön väyläksi. Fyysinen siirtomedia voi olla kuparikaapeli, kuitukaapeli tai langaton yhteys. Myös näiden yhdistelmiä voidaan käyttää. Pääyhteys voi olla esimerkiksi kuitukaapeli ja varayhteys kuituyhteyden vikatilanteessa langaton radiomodeemi. (17, s. 4.)

3.3.2 Ala-asema

Ala-asemilla viitataan Gateway- tai RTU-laitteistoon, jonka tarkoituksena on välittää tiedot väylästä toiseen. Gatewaylla tarkoitetaan usein puhdasta protokollamuunninta tai yhdyskäytävää, jolla tieto välitetään väylästä toiseen. Esimerkiksi jos sähköaseman sisällä tapahtuva tiedonsiirto noudattaa IEC 61850 -standardia, se muutetaan ala-aseman avulla kaukokäytönväylän noudattamaan IEC 608750-5-101 tai IEC 608750-5-104 –standardin mukaiseen muotoon. RTU:lla sen sijaan tarkoitetaan laitetta, jossa voi olla sekä analogisia liityntöjä että omaa ohjelmoitavaa PLC-logiikkaa. Releiltä tai kenttäohjausyksiköiltä tulevat tiedot välitetään ala-aseman kautta käytönvalvontajärjestelmään. Kenttäohjausyksiköt ovat käytännössä pieniä ala-asemia, joiden kautta hoidetaan yhden kentän kytkinlaitteiden valvonta, ohjaukset ja lukitukset. Tällöin suojarleiden kautta ei tehdä kauko-ohjauksia. Kenttäohjausyksiköiden käyttö ei kuitenkaan ole välttämätöntä, sillä kytkinlaitteiden kauko-ohjaus ja valvonta voidaan toteuttaa myös suoraan suojarleiden avulla. (17, s. 3; 18.)

Vanhemmilla sähköasemille, joissa väylätekniikkaa ei ole käytössä, on releiltä viety analoginen kosketintieto suoraan RTU:lle. Tällaisissa tapauksissa RTU on konfiguroitu lähettämään tietynlainen signaali käytönvalvontajärjestelmään tietyn inputin aktivoituessa ja käytönvalvontajärjestelmästä annettu tietty ohjaus aktivoi tietyn outputin. (19.)

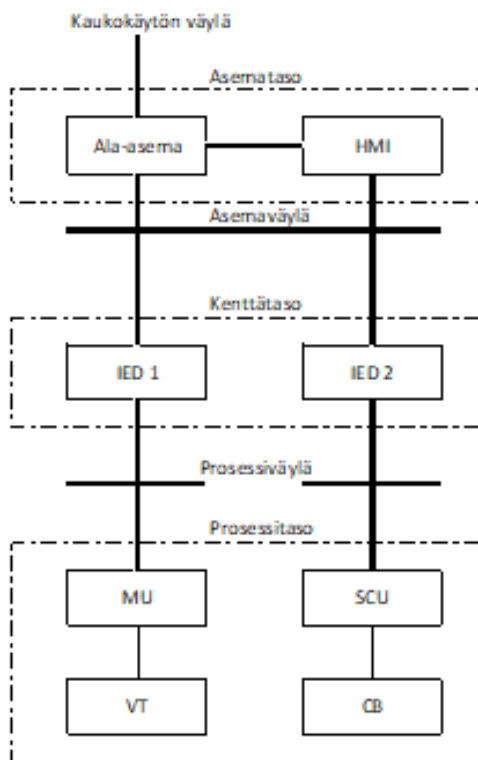
3.3.3 Sähköaseman sisäiset väylät ja tasot

Sähköaseman sisällä tapahtuva laitteiden välinen kommunikointi ja liikennöinti voidaan jakaa eri lohkoihin ja tasoihin: asema- ja prosessiväylään sekä asema-, kenttä- ja prosessitasoon. Tässä työssä pääasiassa keskitytään asemaväylään, sillä prosessiväylätoteutukset eivät ole vielä ajankohtaisia. Kuvassa 10 on

selvennetty IEC 61850 -standardin mukaiset sähköasema-automaation tasot, laitteet sekä niiden väliset väylät.

Asemaväylässä kenttätasolla sijaitsevilta älykkäiltä toimilaitteilta, kuten suojarileiltä ja kenttäohjausyksiköiltä, tieto välitetään asematasolla sijaitsevalle ala-asemalle ja HMI-laitteille. Asema- ja kenttätason välistä liikennöintiä kutsutaan asemaväyläksi. Asemaväylällä voidaan myös toteuttaa älykkäiden toimilaitteiden välinen liikennöinti. (17, s. 5.) Älykkäistä toimilaitteista on kerrottu enemmän luvussa 6.2.

Prosessitason ja kenttätason välistä liikennöintiä kuvataan prosessiväylällä. Prosessiväylä yhdistää prosessitasolla sijaitsevat primäärilaitteet, eli katkaisijat, erottimet sekä virta- ja jännitemuuntajat suojarileisiin ja kenttäohjausyksiköihin. Primäärilaitteita, joissa analogisen liittynnän sijaan on suora väyläliityntä, on tarjolla toistaiseksi vähän. (17, s. 5.)



KUVA 10. IEC 61850 -standardin mukainen SA-automaation jako, muokattu lähteestä (17, s. 3).

Tulevaisuudessa IEC 61850 -standardin mukaisen prosessiväylän käyttö yleistyy. Siinä ensilaitteelta tuleva analoginen signaali muutetaan suoraan digitaaliseen muotoon ns. Merging Unit -laitteen (MU) tai Switch Gear Control Unit -laitteen (SCU) avulla. Suojareleissä ei ole tällöin enää mittaustuloja vaan tiedot saadaan suoraan prosessiväylää pitkin. (17, s. 5; 18.)

4 IEC 61850 -STANDARDI

Tässä luvussa käsitellään IEC 61850 -standardin historiaa, kehitystä ja päätavoitetta. Lisäksi perehdytään IEC 61850 -standardisarjan eri osiin ja niiden sisältöön. Kyseisen standardin ensimmäinen versio julkaistiin vuonna 2004 ja sen toinen versio 2011 (21).

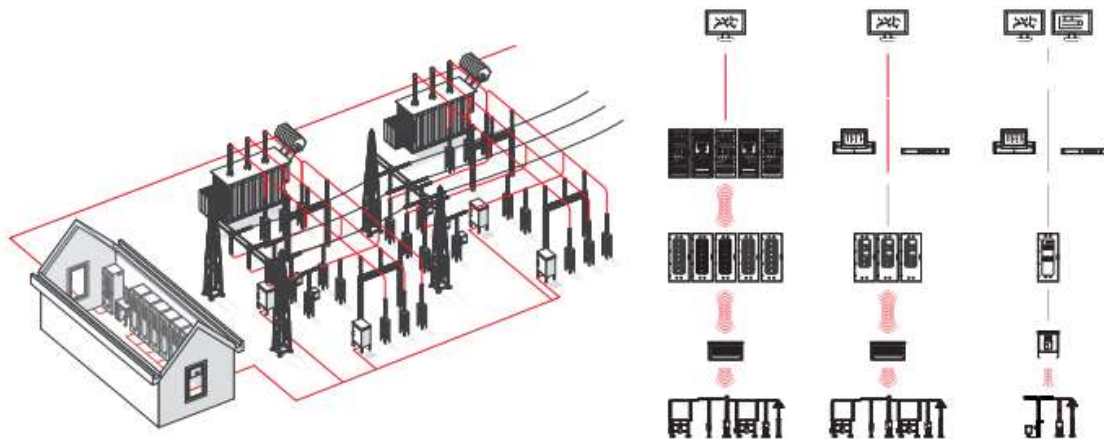
4.1 Standardin historia, kehitys ja tavoite

IEC TC57:n (Technical Committee number 57) työryhmä 10 (Working Group 10) selvitti mahdollisuuksia ja vaihtoehtoja sähköasema-automaatiojärjestelmien tietoliikennestandeille. WG10 esitti IEC-komitealle ehdotuksia, joita olivat esimerkiksi standardin toiminnallisen arkkitehtuurin kehittäminen, tietoliikenteen rakenne ja yleiset vaatimukset sekä kumppanistandardin kehittäminen sähköasemien suojauslaitteiston informatiiviselle rajapinnalle, joka julkaistiin myöhemmin IEC 60870-5-103 –standardina. (20, s. 1; 22, s. 13.)

Standardin alun kehittämisen jälkeen standardille asetettiin tavoitteet, jotka tuli täyttää. Sen tavoitteena oli esimerkiksi kaikkien kommunikaatioprofiilien perustuminen IEC/IEEE/ISO/OSI-tietoliikennestandeille ja, että kommunikoinnin syntaksin ja sisällön tulee perustua yhteisiin datamalleihin, jotka liittyvät sähkövoimajärjestelmään. (22, s.13–14.)

IEC 61850 -standardin ensimmäinen versio julkaistiin vuonna 2004. Kuitenkaan kyseisen standardin kehitystyö ei loppunut siihen, vaan IEC 61850 -standardista on julkaistu toinen versio vuonna 2011, mikä käytännössä mahdollisti digitaaliset sähköasemat (21). Esimerkiksi ABB on perustanut IEC 61850 -standardia varten testikeskuksen, jossa on mahdollista testata tuotteita, komponentteja, sovelluksia ja työkaluja reaaliympäristössä osoittaakseen ja kehittääkseen niiden toimintaa sekä suorituskykyä. Testikeskuksen avulla kokonaisia järjestelmiä on mahdollista testata, jotta ne varmasti täyttävät kaikki asetetut vaatimukset. (24.) Kuvasta 11

voidaan todeta, että sähköasemien toisilaitteiden määrä ja koko on pienentynyt sekä sähköasemien väylätekniikat lisääntyneet IEC 61850 -standardin kehittyessä.



KUVA 11. IEC 61850 -standardin kehitys (24, s. 2).

4.2 IEC 61850 -standardin osat

IEC 61850 -standardi on laaja, eikä standardin kaikkia osia ole välttämätöntä suuremmin käsitellä tämän työn yhteydessä. Tässä työssä perehdytään niihin standardin osiin, jotka käsittelevät sähköasemien tiedonsiirtoprotokollia sekä älykkäiden toimilaitteiden välistä väylätekniikkaa ja liikennöintiä. Kuvassa 12 on esitetty IEC 61850 -standardin sisältö ja rakenne, joka on jaettu kymmeneen eri osaan (20, s. 1).

IEC 61850 -standardin ensimmäinen ja toinen osa käsittelevät standardin yleiskuvaa ja standardissa käytettävää sanastoa ja termejä. Osissa 3–5 kuvataan yleiset toiminnalliset vaatimukset sähköaseman tietoliikenteelle, järjestelmä- ja projektinhallintaa sekä tietoliikennevaatimukset toiminnoille ja laitemalleille. Osa 6 käsittelee sähköaseman älykkäiden toimilaitteiden konfigurointikieltä. Siinä kuvattu konfigurointikieli SCL (Substation Configuration Language) pohjautuu

XML-kieleen (Extensible Markup Language). Osa 7 määrittelee käytettävät tietomallit sekä ACSI-palvelurajapinnan (Abstract Communication Service Interface). (20, s. 1; 23, s. 7.)

Osa 8 määrittelee ACSI:n kuvauksen MMS-protokollaksi (Manufacturing Message Specification) sekä ISO/IEC 8802-3 -Ethernet standardin mukaiseksi (20, s. 1). Lisäksi osassa 8 määritellään asemaväylässä tapahtuva horisontaalinen tiedonsiirto, joka tapahtuu älykkäiden toimilaitteiden välillä. Asemaväylässä tapahtuvaa horisontaalista älykkäiden toimilaitteiden välistä tiedonsiirtoa kutsutaan GOOSE-protokollaksi (Generic Object Oriented Substation) (17, s. 40).

Osa 9 määrittelee (SV) Sampled Values -protokollan toteutuksen kuvauksen tiedonsiirrolle, jonka tehtävänä on välittää nopeasti ja luotettavasti reaaliaikaista mittausdataa primäärilaitteilta Merging Unit -laitteiden avulla älykkäille toimilaitteille. Osan 9 ensimmäisessä luvussa määritellään SV-protokollaviestin ja viestinnän ohjausyksikkö MSVCB (Multicast Sampled Value Control Block). Toisessa luvussa taas keskitytään määrittelemään tapa lähettää SV-protokollan mukaista dataa ISO/IEC 8802-3 -standardin mukaisesti. Toisessa luvussa myös määritellään SV-protokollan horisontaalinen tiedonsiirto. (20, s. 1; 22, s. 16.)

Standardin viimeisen osan tarkoituksena on määritellä menetelmät, joiden avulla voidaan todeta, että testattavat IEC 61850 -laitteet ovat yhteensopivia IEC 61850 -standardin tietoliikenteen suhteen. (20.) Standardissa esille tulleita eri protokollia käsitellään tarkemmin luvussa 5.

TABLE I
STRUCTURE OF THE IEC 61850 STANDARD

<i>Part #</i>	<i>Title</i>
1	Introduction and Overview
2	Glossary of terms
3	General Requirements
4	System and Project Management
5	Communication Requirements for Functions and Device Models
6	Configuration Description Language for Communication in Electrical Substations Related to IEDs
7	Basic Communication Structure for Substation and Feeder Equipment
7.1	- Principles and Models
7.2	- Abstract Communication Service Interface (ACSI)
7.3	- Common Data Classes (CDC)
7.4	- Compatible logical node classes and data classes
8	Specific Communication Service Mapping (SCSM)
8.1	- Mappings to MMS(ISO/IEC 9506 – Part 1 and Part 2) and to ISO/IEC 8802-3
9	Specific Communication Service Mapping (SCSM)
9.1	- Sampled Values over Serial Unidirectional Multidrop Point-to-Point Link
9.2	- Sampled Values over ISO/IEC 8802-3
10	Conformance Testing

KUVA 12. IEC 61850 –standardin rakenne (20, s. 2).

5 IEC 61850 -STANDARDIN TIEDONSIIRTOMALLI JA - PROTOKOLLAT

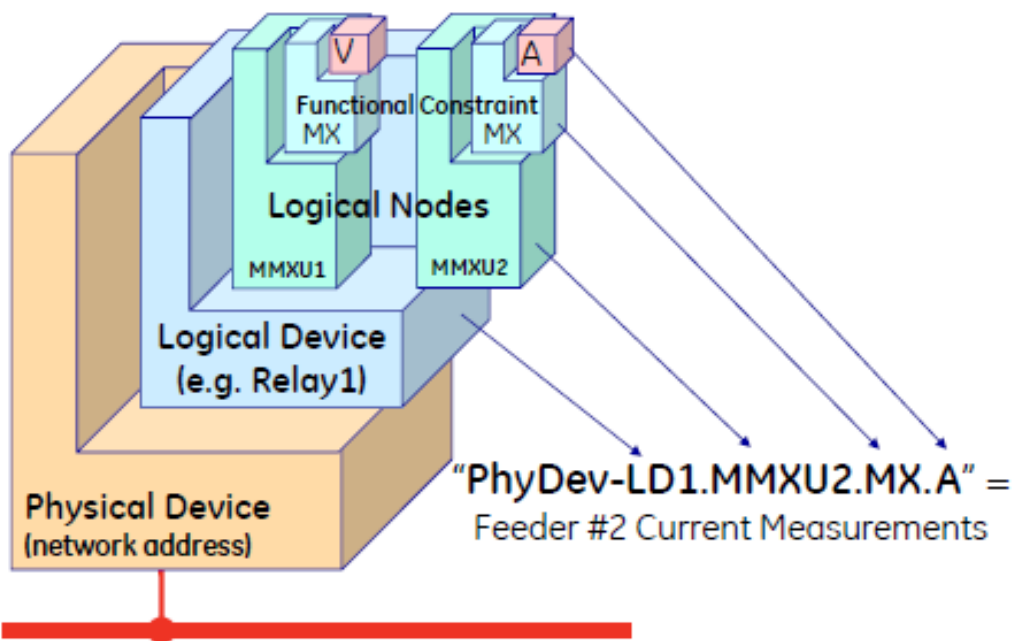
IEC 61850 –standardi hyödyntää useampaa protokollaa ja mallia tiedonsiirrossa, joilla kaikilla on oma tarkoituksensa. Standardissa määritellyt protokollat toteutetaan Ethernet-väylällä, mutta on myös mahdollista käyttää valokuitukaapeleita tiedonsiirtoa varten. (22, s. 20.) Standardin datamallia ja eri protokollia käsitellään seuraavissa luvuissa.

Informaation siirtoon tarvitaan tiedonsiirtopalveluita. IEC 61850 -standardissa tiedonsiirtopalveluksi on määritelty Abstract Communication Service Interface (ACSI). ACSI-palveluiden avulla käyttäjille saadaan yksinkertainen rajapinta, jonka avulla voidaan jakaa ja näyttää IED-laitteiden dataobjektien ja data-attribuuttien numeerisia arvoja, jotka on esimerkiksi saatu virta- tai jännitemuuntajilta. ACSI-palvelurajapinnan avulla eri valmistajien laitteiden ei tarvitse tietää vastaanottavasta laitteesta mitään erityistä, vaan tietoliikenne tapahtuu ACSI-rajapinnan kautta ja tarvittava informaatio saadaan kulkemaan eri laitteiden välillä onnistuneesti. (22, s. 20; 25, s. 59.)

5.1 Datamallin rakenne ja sisältö

Datamallissa määritellään fyysinen laite (PD), joka tässä tapauksessa on IED-laite. Fyysisellä laitteella on oma yksilöity IP-osoite (Network Address). Fyysisellä laitteella on lisäksi yksi tai useampi looginen laite (LD). Looginen laite sisältää aina vähintään yhden toiminnallisen loogisen solmun (LN) ja ominaisuuksia kuvaavan solmun LLN0 sekä fyysisen laitteen ominaisuuksia kuvaavan solmu LPHD. Loogisen solmun tarkoituksena on mallintaa eri toiminnallisuuksia, kuten mittaus- tai suojaustoimintoja. Kuvassa 13 on esitetty kaksi loogista solmua, MMXU1 ja MMXU2, jotka molemmat ovat mittaussolmuja. Looginen solmu sisältää dataobjektit (Data), jotka määräytyvät dataluokista (DataClass). Dataobjektit sisältää taas data-attribuutit. Dataluokkien ja data-attribuuttien avulla

kuvataan esimerkiksi mitattavaa suuretta, kuten kuvan 13 tapauksessa jännitettä (V) sekä virtaa (A). Data-attribuuttien toiminnallisilla rajoituksilla (FC, Functional Constraint) voidaan lokeroida dataobjektin tai data-attribuutin käyttötarkoitus. Kuvassa 13 FC-ryhmä on MX, joka tarkoittaa analogia-arvoista mittaussuuretta. Datamallin avulla eri valmistajien laitteiden ei tarvitse tietää vastaanottavasta laitteesta mitään erityistä, vaan tiedonsiirto voidaan hoitaa datamallin avulla ja tarvittava tieto saadaan kulkemaan laitteiden välillä. (1, s. 13; 22, s. 20–23; 26, s. 9–13.)



SERVER	LOGICAL-DEVICE	LOGICAL-NODE	DATA OBJECT
LOGICAL-DEVICE	LOGICAL-NODE	DATA OBJECT	DATA ATTRIBUTE
LOGICAL-DEVICE	LOGICAL-NODE	DATA OBJECT	DATA ATTRIBUTE
...

KUVA 13. IEC 61850 -standardin mukainen datamallin hierarkia (26, s. 12; 27, s. 5).

Looginen solmu kuvaa eri toimintoja taulukon 1 ryhmien mukaisesti. Taulukossa 1 kuvatut tummemmalla pohjalla olevat ryhmät S, T, X, Y ja Z ovat prosessitason ryhmiä, mikä tarkoittaa, että ne määritellään prosessitason IED-laitteille (Merging Unit, Switchgear Control Unit), jos prosessiväylä on olemassa. Jos sähköasemalla ei ole prosessiväylää, ne määritellään kenttätason IED-laitteille, minne ne on johdotettu. IEC 61850 -standardin toisen version astuttua voimaan kolme uutta loogisten solmujen ryhmää lisättiin sekä loogisten solmujen lukumäärä kasvoi 91:sta 154:ään. Ryhmän määrittelee nelikirjaimisen ryhmän perusosan ensimmäinen kirjain. Loppuosa muodostuu lyhenteestä, joka on usein pääteltävissä. Esimerkiksi PDIS-solmun ensimmäinen kirjain P tarkoittaa suojaustoimintoa (protection) ja loppuosa "DIS" tarkoittaa distanssia. Eli PDIS-solmu tarkoittaa käytännössä distanssisuojausta. Loogisen solmun perusosat on määritelty IEC 61850-7-4 -standardissa. Jotta samanlaiset loogiset solmut olisi eroteltavissa toisistaan, voidaan niiden etu- ja jälkiliitteitä muokata määrittelyvaiheessa. Etuliitteen avulla voidaan esimerkiksi erotella eri primäärilaitteet toisistaan niiden tunnusten avulla, esimerkiksi Q1XSW1 ja Q2XSW1. (1, s. 13; 22, s. 23; 26, s. 26.)

TAULUKKO 1. Loogisten solmujen ryhmät ja ryhmien solmujen lukumäärät (26, s. 26).

Group	Group name
A	Automatic Control (5)
C	Control (6)
F	Functional Blocks (9)
G	Generic (4)
I	Interfacing and archiving (6)
K	Mechanical (5)
L	System LN (9)
M	Metering and measurements (13)
P	Protection (30)
Q	Power quality (6)
R	Protection related (11)
S	Sensor and monitoring (11)
T	Instrument transformers (20)
X	Switchgear (2)
Y	Power transformers (4)
Z	Further power system equipment (18)

Taulukossa 2 on havainnollistettu XCBR-solmun (Circuit Breaker) sisältöä. Ensimmäinen sarake kertoo dataobjektin nimen ja toinen sarake kertoo mihin yleiseen dataluokkaan (CDC, Common Data Classes) dataobjekti kuuluu. Yleisiä dataluokkia on yhteensä 29 kappaletta ja niiden tarkoituksena on määrittellä dataobjektin ja data-attribuutin tyyppi ja rakenne loogisessa solmussa. Kolmas sarake sisältää lyhyen selityksen dataobjektista. Neljäs sarake kertoo, onko solmun dataobjekti transieettinen (T). Viimeisessä sarakkeessa kerrotaan, onko solmun dataobjekti pakollinen (M, Mandatory) vai valinnainen (O, Optional). (26, s. 28.)

TAULUKKO 2. XCBR-solmun dataluokat (20, s. 3).

XCBR class				
Attribute Name	Attr. Type	Explanation	T	M/O
LNName		Shall be inherited from Logical-Node Class (see IEC 61850-7-2)		
Data				
Common Logical Node Information				
		LN shall inherit all Mandatory Data from Common Logical Node Class		M
Loc	SPS	Local operation (local means without substation automation communication, hardwired direct control)		M
EEHealth	INS	External equipment health		O
EEName	DPL	External equipment name plate		O
OpCnt	INS	Operation counter		M
Controls				
Pos	DPC	Switch position		M
BlkOpn	SPC	Block opening		M
BlkCls	SPC	Block closing		M
ChaMotEna	SPC	Charger motor enabled		O
Metered Values				
SumSwARs	BCR	Sum of Switched Amperes, resetable		O
Status Information				
CBOpCap	INS	Circuit breaker operating capability		M
POWCap	INS	Point On Wave switching capability		O
MaxOpCap	INS	Circuit breaker operating capability when fully charged		O

↑ Data Name
↑ Common Data Class
↑ Mandatory/Optional

Kun XCBR-solmun dataobjektiksi valitaan tarkasteltavaksi Loc (Local operation), sen yleinen dataluokka on SPS (Single Point Status). Alla on esitetty yleisen dataluokan SPS sisältö. Ensimmäisessä sarakkeessa on data-attribuutti ja toisessa sarakkeessa sen tyyppi (Attribute type). Kolmannessa sarakkeessa on jo aiemmin mainittu data-attribuutin toiminnallisen rajoituksen luokka (FC). Neljännessä sarakkeessa TrgOp (TriggerOption) määrittelee, milloin tiedon luku tai raportointi käynnistyy. Esimerkiksi dchg (Trigger option for data change) tarkoittaa, että tiedon kulku tai raportointi käynnistyy aina datan muuttuessa.

Mahdolliset ennalta määritetyt arvot tai arvoalueet on määritelty viidennessä sarakkeessa. Viimeinen sarake kertoo, onko data-attribuutti pakollinen (M), valinnainen (O) vai joidenkin ehtojen mukainen (C). (1, s. 14–15; 20, s. 2–3.)

TAULUKKO 3. Yleiseen dataluokkaan SPS liittyvät data-attribuutit (20, s. 3).

SPS class					
Attribute Name	Attribute Type	FC	TrgOp	Value/Value Range	M/O/C
DataName	Inherited from Data Class (see IEC 61850-7-2)				
DataAttribute					
<i>status</i>					
stVal	BOOLEAN	ST	dchg	TRUE FALSE	M
q	Quality	ST	qchg		M
t	TimeStamp	ST			M
<i>substitution</i>					
subEna	BOOLEAN	SV			PICS_SUBST
subVal	BOOLEAN	SV		TRUE FALSE	PICS_SUBST
subQ	Quality	SV			PICS_SUBST
subID	VISIBLE STRING64	SV			PICS_SUBST
<i>configuration, description and extension</i>					
d	VISIBLE STRING255	DC		Text	O
dU	UNICODE STRING255	DC			O
cdcNs	VISIBLE STRING255	EX			AC_DLNDA_M
cdcName	VISIBLE STRING255	EX			AC_DLNDA_M
dataNs	VISIBLE STRING255	EX			AC_DLN_M

↑

Functional
Constraint

↑

Mandatory/
Optional

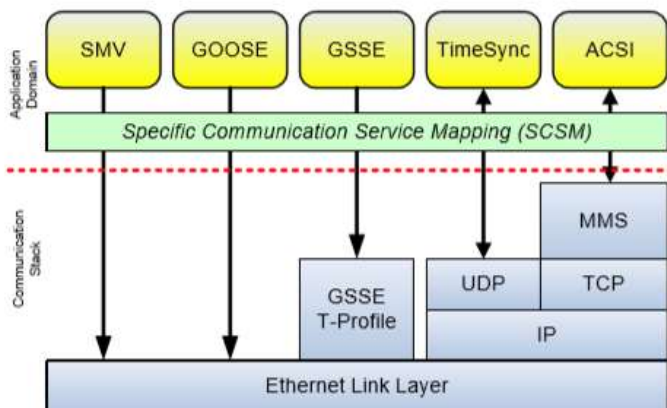
5.2 Specific Communication Service Mapping

Specific Communication Service Mapping (SCSM) on kuvaus standardin data-malleille. SCSM:n avulla määritellään, miten IEC 61850 -standardin mukainen datamalli kuvataan esimerkiksi SV-, GOOSE- tai MMS-protokollissa, jotka edelleen voidaan kuvata ISO/IEC 8802-3 Ethernet -protokollan paketteina ja lähettää sisäverkon kautta muille verkon laitteille. (22, s. 30; 25, s. 66.)

Sampled Values -protokollalla sen sijaan toteutetaan mittamuuntajilta IED-laitteille prosessiväylässä tapahtuva liikennöinti (22, s. 40). GOOSE-protokollan avulla toteutetaan pääasiassa sähköaseman asemaväylässä IED-laitteiden

välinen liikennöinti, mutta GOOSE-viestien käyttö on myös mahdollista prosessiväylässä katkaisijoiden ohjauksessa (1, s. 9). MMS-protokollan avulla voidaan periaatteessa toteuttaa kaikki muu tietoliikenne mitä SV- tai GOOSE -protokollien avulla ei ole toteutettu (22, s. 34). Käytännössä MMS-protokollan avulla raportoidaan kenttätasolta asematasolle.

Kuvassa 14 on esitetty SCSM:n merkitys sekä kuinka sen avulla Application domain -protokollat kuvataan Communication stack -protokollina. Alla olevassa kuvassa esiintyy myös GSSE-protokolla, joka on kehitetty IED-laitteiden tilatietoja varten. GSSE-protokollan tilatiedot voidaan toteuttaa kuitenkin GOOSE-protokollan avulla, joten se on jäänyt hyödyttömäksi ja kyseinen protokolla on merkitty IEC 61850 -standardin toisessa versiossa poistuvaksi eikä sitä käsitellä tämän työn yhteydessä enempää. (22, s. 40.)



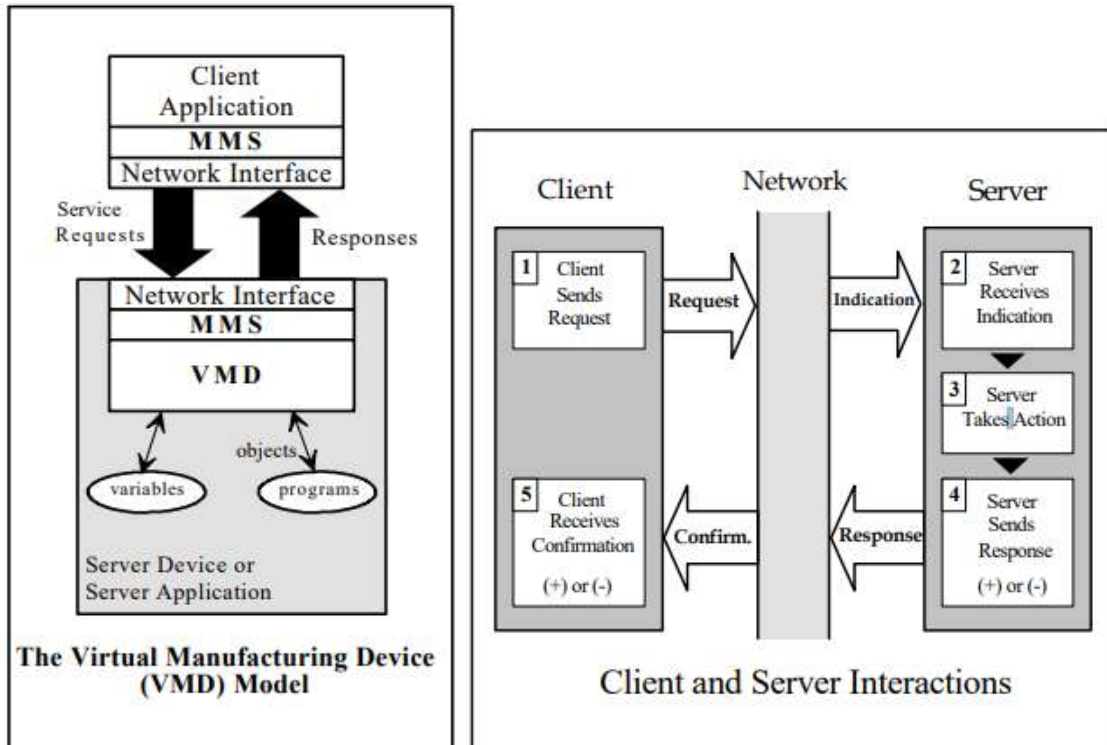
KUVA 14. IEC 61850 -standardin tietoliikenneprofiilit (27, s. 4).

5.2.1 Manufacturing Message Specification

MMS-protokolla on lähtöisin MAP-protokollasta (Manufacturing Automation Protocol), joka kehitettiin 1980-luvulla ja muuttui MMS-protokollaksi 1990-luvulla. Se perustuu seitsemänkerroksiseen ISO/OSI-malliin ja sen rakenne on määritelty

ISO 9506-1 ja 9506-2 -standardeissa. IEC 61850 -standardiin on valittu MMS-protokolla kuvaamaan ACSI-palveluita, koska MMS-protokollalla on vankka toteutushistoria, se tarjoaa tarvittavat menetelmät ja palvelut monimutkaisille tietomalleille, tukee monimutkaista standardin sisältämää objektin nimeämistä sekä sitä voidaan käyttää TCP/IP- tai OSI-protokollapintojen päällä. MMS-protokolla kuvataan TCP/IP-kerroksissa ennen Ethernet-linkkikerrokseen paketointia. (22, s. 31, 33; 27, s. 113.)

MMS-protokollan avulla toteutetaan yleensä liikennöinti ylemmälle tasolle kenttätason IED-laitteilta, esimerkiksi ala-asemalle. Tätä liikennöintiä kutsutaan client-server (asiakas-palvelin) väliseksi raportoinniksi (Report). (1, s. 7, 33.) Kuvassa 15 on havainnollistettu VMD-mallin (Virtual Manufacturing Device) käyttöä sekä MMS-protokollan client-server välistä suhdetta. VMD-mallin avulla määritellään, kuinka MMS-protokollan palvelintason laitteet käyttäytyvät katsottuna ulkopuolisen MMS-laitteen eli IED-laitteen näkökulmasta (28, s. 5).

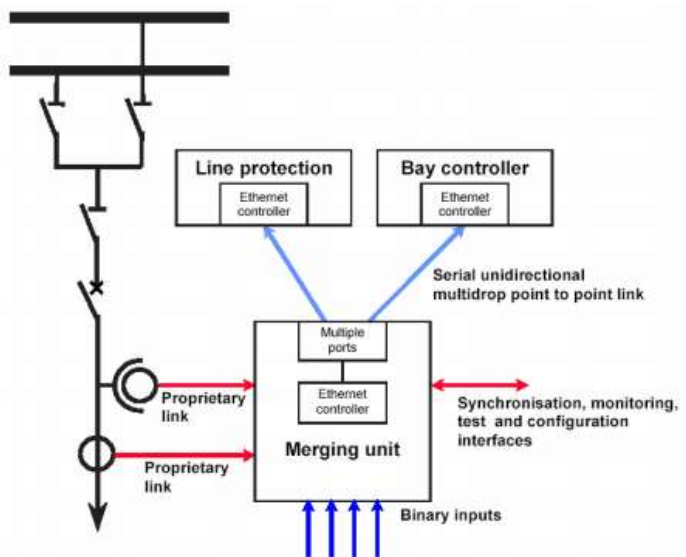


KUVA 15. MMS-protokollan VMD-malli ja client-server liikennöinti (28, s. 5, 10).

5.2.2 Sampled Values

Sampled Values -protokollan tehtävänä on välittää nopeasti ja luotettavasti mittamuuntajien mittaamia analogisia arvoja digitaalisilla viestipaketeilla IED-laitteille. Mittamuuntajilta analogisesti mitatut arvot muutetaan digitaaliseen muotoon Merging Unit -laitteiden avulla. MU-laite pakkaa analogiset arvot digitaalisiksi paketeiksi ja lähettää ne prosessiväylän kautta IED-laitteille, jotka osaavat tulkita paketoitua arvoja. Vaatimusten mukaan MU-laitteiden täytyy kyetä ottamaan 80 tai 256 näytettä yhden verkon taajuuden jakson aikana. Eli käytännössä 50 Hz:n verkossa näytteitä otetaan 4000 tai 12800 kpl yhden sekunnin aikana. Useampia näytteitä voidaan pakata yhteen pakettiin, jolloin tietoliikennekuorma vähenee. (22, s. 41; 29, s. 38.)

SV-protokolla voi toimia joko multicast- (MSV) tai unicast-periaatteella. Tilaaja (subscriber) voi olla ainoastaan yksi tai multicast-viestien kautta tieto kulkee useammalle tilaajalle. Merging Unit -laite toimii tässä tapauksessa julkaisijana (publisher) ja viestit lähetetään MAC (Media Access Control) -osoitteisiin. MAC-osoiteväli on esitetty taulukossa 4. Kuvassa 16 on selvennetty MSV-protokollan rakennetta ja toimintaa prosessitasolla.



KUVA 16. MSV-protokollan toimintatapa (20, s. 5).

5.2.3 Generic Object Oriented System Event

GOOSE-protokolla perustuu viestintään, jossa kommunikointi hoidetaan yhteydettömästi multicast-viestinä julkaisija-tilaajamallilla (publisher-subscriber). Yhteydettömyys tarkoittaa sitä, että julkaisija ei määrittele millään tavalla mille IED-laitteille viestit saapuvat, vaan viesti lähetetään multicast-viestinä määriteltyyn MAC-osoitteeseen. Toiset IED-laitteet voivat liittyä MAC-osoitteen tilaajaksi ja vastaanottaa GOOSE-viestejä julkaisijalta ja tarpeen tullen reagoida julkaisijan lähettämään GOOSE-viestiin. (22, s. 35.) Suositellut multicast-viestien osoitevälit eri protokollille on esitetty alla olevassa taulukossa.

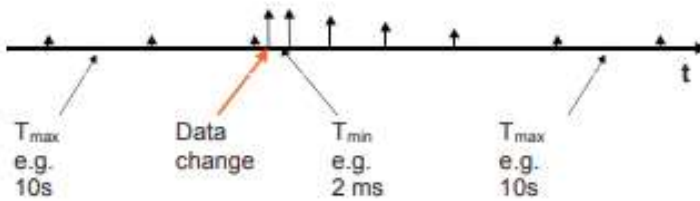
TAULUKKO 4. Suositellut multicast-viestien MAC-osoitevälit SV- ja GOOSE -protokollille (25, s. 85).

Service	Recommended address range assignment	
	Starting address (hex)	Ending address (hex)
Multicast Sampled Values	01-0C-CD-04-00-00	01-0C-CD-04-01-FF
GOOSE	01-0C-CD-01-00-00	01-0C-CD-01-01-FF
GSSE	01-0C-CD-02-00-00	01-0C-CD-02-01-FF

GOOSE-protokollan tarkoituksena on mahdollistaa laaja-alaisesti yleisen datan nopea lähettäminen, kuten analogisten mittausarvojen, binääristen tilatietojen ja kokonaislukuarvojen, jotka on ryhmitelty datajoukkoihin. GOOSE-protokollan avulla ei viestitä ylempiin kerroksiin, vaan viestit lähetetään suoraan väylän muille laitteille, kuten muiden kennojen IED-laitteille. Tätä kutsutaan myös vertaisverkkokommunikointiprotokollaksi (peer-to-peer). (22, s. 35.)

Jotta varmistuttaisiin siitä, että kaikki väylän IED-laitteet ovat toiminnassa ja tietoliikenneyhteyksissä ei ole vikaa, IED-laitteet julkaisevat tietyin väliajoin GOOSE-viestejä. Jos julkaistu GOOSE-viesti ei saavu tietyn ajan kuluttua, voidaan tulkita, että laitteessa on vika tai tietoliikenneyhteys on poikki. TimeAllowedToLive-arvon avulla määritetään IED-laitteiden ajanjakso, jonka aikana GOOSE-viesti täytyy julkaista. IEC 61850 -standardi ei määrittele TimeAllowedToLive-arvojen lähetysvälejä. Kun IED-laite havaitsee jonkin

ennalta määritellyn arvon muuttuneen, esimerkiksi ylivirran raja-arvo ylittyy, IED-laite luo havainnon perusteella tapahtuman (event) ja lähettää sen välittömästi GOOSE-viestinä asemaväylään. Sama viesti lähetetään varmuuden vuoksi muutaman kerran uudestaan, jotta varmistutaan siitä, että kaikki tilaajat ovat viestin vastaanottaneet. Sama IED-laite voi lukita muiden lähtöjen releet GOOSE-viestillä ja tarvittaessa erottaa oman lähtönsä vikatilanteessa. Tilanteen jälkeen releet palaavat noudattamaan taas TimeAllowedToLive-aikajaksoa. Tätä tapahtumaa on pyritty havainnollistamaan alla olevan kuvan avulla. (22, s. 36, 38; 25, s. 84; 30, s. 3.)



KUVA 17. GOOSE-viestien uudelleenlähetyksien aikavälit (30, s. 2).

6 SÄHKÖASEMAN ERI TOPOLOGIAMUODOT

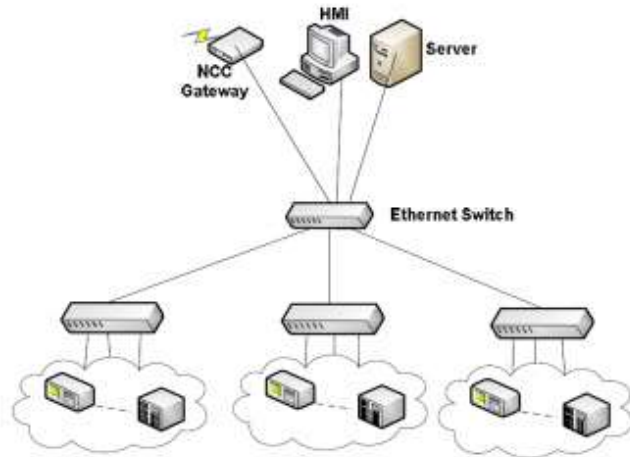
IEC 61850 -standardin ensimmäinen versio ei sisältänyt menetelmiä kahdennetuista, redundantisista menetelmistä tai Ethernet verkkotopologioista. Tästä johtuen laitevalmistajat alkoivat kehittää omanlaisia menetelmiä, jotka uhkasivat IEC 61850 -standardin yhtä päätarkoituksista, eri valmistajien laitteiden yhteensopivuutta. Tämän johdosta kehitettiin IEC 62439 -standardi, jonka ensimmäinen versio julkaistiin vuonna 2010. Kyseinen standardi sisältää redundanssiprotokollia, joita eri laitevalmistajat olivat kehittäneet. (31, s. 53.) Tässä luvussa käsitellään sähköasemilla tavattavia yleisimpiä sekä harvemmin käytettyjä verkkotopologia- ja redundanssimuotoja.

6.1 Verkkotopologiamuodot

Yleisimpiä verkkotopologian perusmuotoja ovat tähti-, väylä-, ja rengastopologiat. Näiden fyysisiä rakenteita sekä niihin liittyviä ongelmakohtia tarkastellaan tässä luvussa Tähtitopologian käyttö sähköasemilla on yleisintä edellä mainituista verkkotopologioista varsinkin, jos IEC 61850 -standardin käyttöaste on matala. (32.) On myös olemassa eri verkkotopologiamuotojen yhdistelmiä, joita on mahdollista käyttää sähköasemilla (31, s. 42). Kuitenkaan niitä ei tämän työn yhteydessä käsitellä.

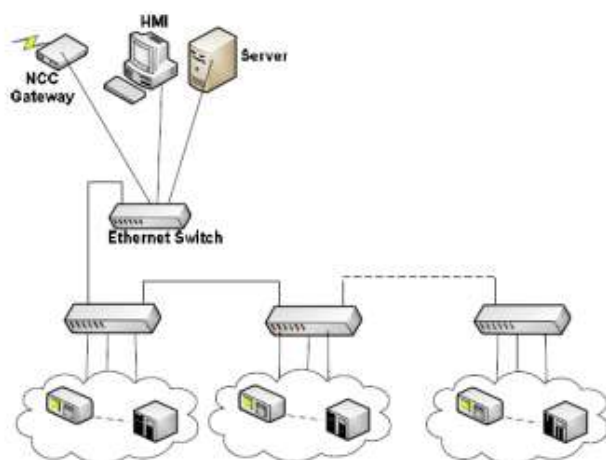
Tähtitopologiassa kaikki kytkimet on kytketty yhteen keskitettyyn kytkimeen (kuva 18). Kytkimien tarkoituksena sähköasema-automaatiossa on välittää IED-laitteilta saapuvat viestit haluttuun suuntaan (31, s. 32). Tämä topologiamuoto tarjoaa pienimmän viiveen viestin kulusta kytkimeltä toiselle, sillä viesti menee ainoastaan keskitetyn kytkimen läpi. Muita hyötyjä kyseisestä topologiasta on sen yksinkertaisuus, helppo konfigurointi ja skaalautuvuus. Huonoja puolia tähtitopologiassa on sen heikko redundanttisuus, jolla tarkoitetaan kuinka hyvin

tietoverkko takaa vikasietoisuuden. Jos tähtitopologian keskitetty kytkin rikkoutuu, ei laitteiden välinen kommunikointi onnistu. (31, s. 39–40.)



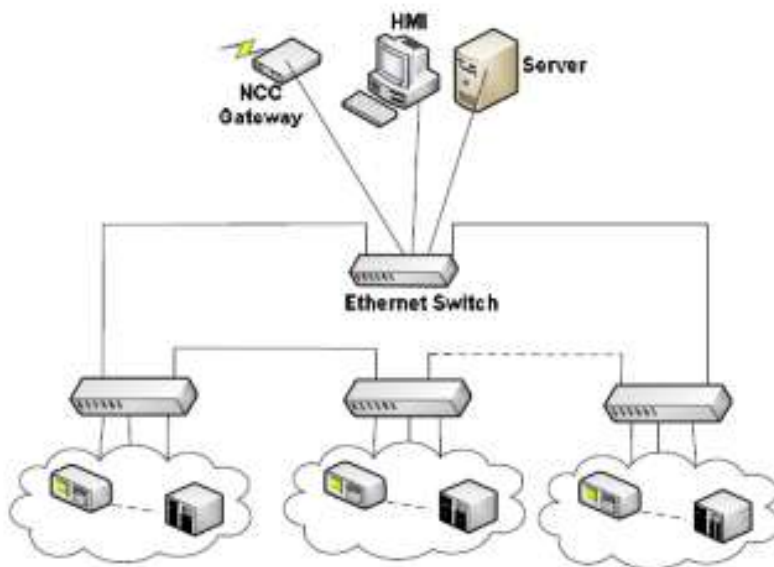
KUVA 18. Tähtitopologia (31, s. 40).

Väylätopologiassa jokainen kytkin on kytketty aiemman kytkimen perään (kuva 19). Topologiamuoto on yksinkertainen ja kustannustehokas, mutta huonona puolena siinä aiheutuu enemmän viivettä. Viiveen määrä kasvaa mitä useamman kytkimen läpi viesti kulkee. Lisäksi kytkimen vioittuminen aiheuttaa muidenkin kytkinten yhteyksien katkeamisen. (31, s. 39.)



KUVA 19. Väylätopologia (31, s. 39).

Rengastopologia muistuttaa osittain väylätopologiaa, sillä siinä kytkimet ovat kytketty toisten kytkimien perään kuitenkin siten, että kytkimistä muodostuu rengas (kuva 20). Rengastopologian viive ei ole yhtä pieni kuin tähtitopologiassa, mutta rengastopologian redundanttisuus on hieman edellä mainittuja verkkotopologiamuotoja parempi. Lisäksi, mitä enemmän renkaaseen on kytketty kytkimiä, sitä kauemmin vian jälkeisessä uudelleen asettelussa kestää. (31, s. 40).



KUVA 20. Rengastopologia (31, s. 41).

Rengastopologian yhteydessä käytetäänkin yleensä redundanssiprotokollia, jotta lähetetyt viestit eivät jää kiertämään renkaaseen ja turhien pakettien lähettämiseltä välttyään. (31, s. 40).

6.2 Redundanssiprotokollat

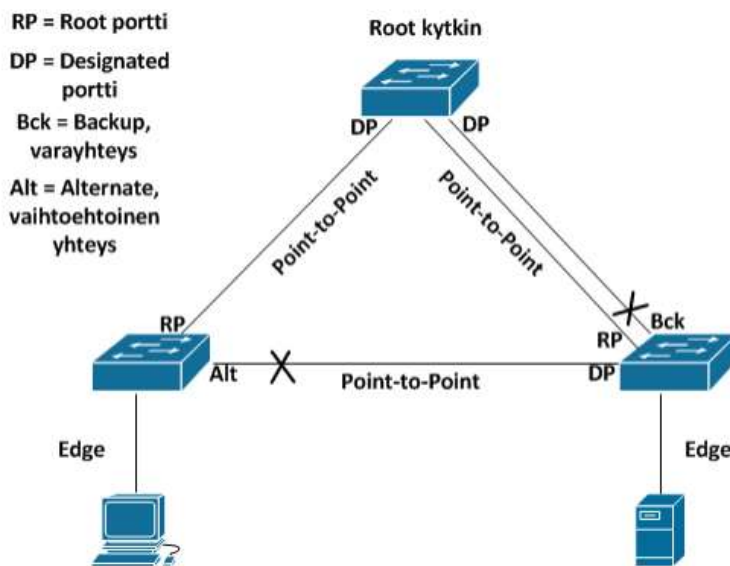
Redundanssiprotokollien menetelmät jaetaan dynaamiseen ja staattiseen redundanssiluokkaan niiden toimintatapojen perusteella. Dynaamisessa redundanssimenetelmässä vikatilanteen sattuessa viestiliikenne toteutetaan eri portin kautta kun taas staattisessa redundanssimenetelmässä vikatilanteen sattuessa viestiliikenne toteutetaan kahdennettua tietoliikennereittiä pitkin. (22, s. 53; 31, s. 55.) Tässä luvussa käydään läpi sähköasemilla esiintyviä redundanssiprotokollia ja niiden toiminnallisia periaatteita sekä soveltuvuuksia sähköasemille.

6.2.1 Rapid Spanning Tree Protocol

Käytetyin redundanssiprotokolla sähköasemilla on RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol) -protokolla, joka on kehitetty alunperin vanhemmasta STP (Spanning Tree Protocol) -protokollasta. RSTP-protokolla on rengasmuotoinen redundanssiprotokolla. Siinä kytkimet keskustelevat keskenään yhteisen loogisen topologian siten, että varsinaista rengasta ei verkkoon synny. Näin vältetään tietoliikennekuormilta ja viestien monistumiselta. RSTP-protokollassa valitaan yksi root-kytkin, joka on topologian ylin kytkin ja johon kaikki muut verkon kytkimet muodostavat nopeimman reitin. (31, s. 44; 32, s. 10.)

RSTP-protokollassa kytkimien porteilla on erilaisia rooleja. Eri roolien avulla kyseinen protokolla hallinnoi verkon topologiaa ja redundanttisuutta. Root-portti (RP) on muissa kuin root-kytkimessä sijaitseva portti ja on nopein reitti root-kytkimelle. Root-portin kautta välitetään paketteja root-kytkimelle. Designated-portti (DP) voi olla kaikissa kytkimissä, mutta kaikki root-kytkimen portit ovat designated-portteja. Designated-porttien tarkoituksena on vastaanottaa ja välittää dataliikennettä kohti root-kytkintä. Nondesignated-portti ei välitä dataliikennettä eli on estetty-tilassa (blocked) ja disabled-portti tarkoittaa, että se

on suljettu. Alternate-portin kautta verkossa on vaihtoehtoinen reitti root-kytkimelle. Se siirtyy designated-tilaan, jos nykyinen reitti katkeaa. Backup-portti on varaportti eli kahden laitteen välinen redundanttinen linkki. Alternate- ja backup-porttien avulla RSTP-protokolla mahdollistaa porttien olevan valmiustilassa ennen yhteyden katkeamista tai topologian muutosta. (32, s. 10–11, 13–14.) Alla olevassa kuvassa on pyritty hahmottamaan RSTP-protokollan fyysistä rakennetta ja eri porttien sekä kytkimien rooleja.

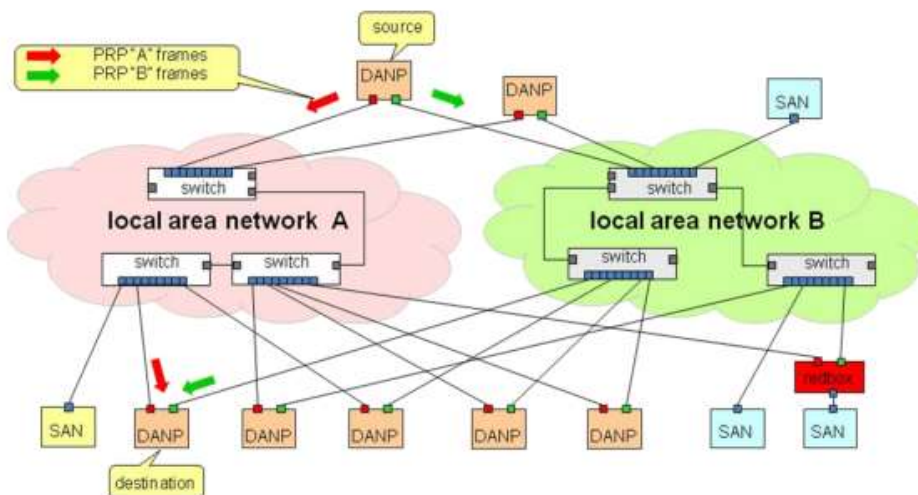


KUVA 21. RSTP-protokollan toimintaperiaate (32, s. 9).

RSTP-protokollan huonoina ominaisuuksina verrattuna tämän luvun muihin redundanssiprotokollisiin on sen huonompi palautumisaika, joka on noin 5 ms jokaiselta kytkimeltä sekä pakettien mahdollinen katoaminen verkon muista redundanssiprotokollista poiketen. Kuitenkin sen hankintakustannukset ovat pienet, sillä kyseinen redundanssiprotokolla on määritelty kytkimen sisään eikä se tarvitse erillisiä kytkimiä redundanssiprotokollan toteutukseen. Varsinkin, jos sähköasemalla ei ole käytössä kuin asemaväylässä tapahtuvaa client-server välistä liikennöintiä, on RSTP-protokolla varsin soveltuva ratkaisu. (31, s. 81–82.)

6.2.2 Parallel Redundancy Protocol

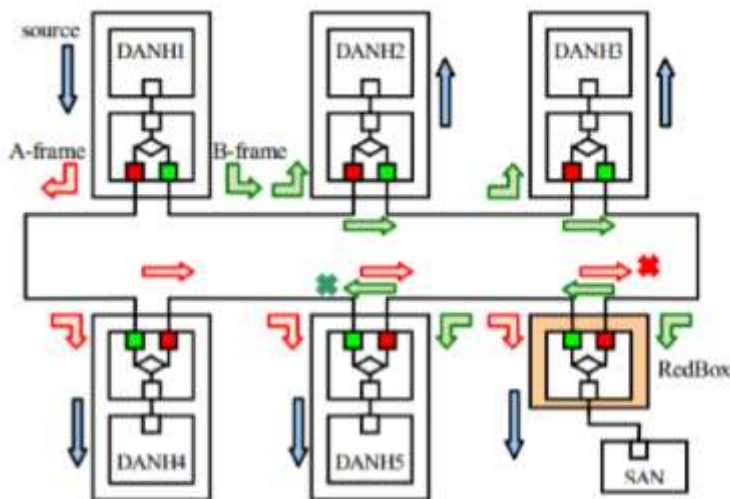
Parallel Redundancy Protocol (PRP) on staattinen tähtitopologiamuotoinen verkko, jonka tietoliikennyhteudet on kahdennettu ja toimivat rinnakkain. PRP-protokollassa on kaksi erillistä lähiverkkoa (LAN), joihin molempiin lähetetään samat paketit. Jokaista laitetta, joka käyttää PRP-protokollaa kutsutaan DANP (Doubly Attached node with PRP)-solmuksi. Kun lähetetty viesti on saapunut, se hyväksyy ensimmäisenä saapuneen ja hylkää toisena saapuvan paketin. PRP-protokollassa viestien katoamista ei voi tapahtua kahdennuksen ansiosta sekä verkon palautumisaika on välitön. Kahdennettu verkko taas tarkoittaa sitä, että kytkimien määrä kaksinkertaistuu sekä hankintakustannukset kasvavat. Lisäksi jokaisella laitteella täytyy olla kahdet erilliset IP-osoitteet molempia lähiverkkoja varten. (22, s. 54; 31, s. 56, 81.) PRP-protokollan huonona puolena on sen monimutkaisempi konfigurointi ja korkeammat hankintakustannukset. Sen käyttö sähköasemilla ei ole kovin yleistä (33).



KUVA 22. PRP-protokollan toimintatapa (31, s. 57).

6.2.3 High-availability Seamless Redundancy Protocol

High-availability Seamless Redundancy Protocol (HSR) on rakenteeltaan staattinen rengastopologia. Kuten PRP-protokollassa, myös tässä täytyy olla kaksi fyysistä tietoliikenneliityntää ja protokollan paketit on kahdennettu. Paketit lähetetään rengasverkossa molempiin suuntiin, vastaanottaja vastaanottaa ensimmäisenä saapuvan paketin ja varmistaa, että toinen paketti poistetaan verkosta, jotta turhien pakettien kiertäminen ja ylimääräinen tietoliikennekuorma saadaan estettyä verkossa (kuva 23). Jokaista laitetta, joka käyttää HSR-protokollaa kutstutaan DANH (Doubly Attached node with HSR)-solmuksi. (31, s. 69, 81.) HSR-protokollan käyttö sähköasemilla ei ole kovin yleistä, mutta käyttöaste tulee nousemaan prosessiväylä ratkaisuiden yleistyessä (33).



KUVA 23. HSR-protokollan toimintatapa (22, s. 56).

7 VAIKUTUKSET SÄHKÖASEMIEN KUNNOSSAPIDOSSA

Opinnäytetyön aikana selvitettiin IEC 61850 -standardin käyttöastetta sähköasemien kunnossapidon yhteydessä. IEC 61850 -standardin käyttö sähköasemilla on vielä osittaista ja keskittyy pääasiassa asemaväylässä tapahtuvaan MMS-protokollan mukaiseen vertikaaliseen viestintään sekä IED-laitteiden väliseen horisontaaliseen GOOSE-viestintään, jonka käyttöaste sähköasemilla ei ole vielä niin suuri. Standardin osittainen käyttö johtunee hitaasti päivittyvästä sähköasemien laitekannasta sekä standardin mukaisen prosessitason ratkaisuiden käyttämättömyys johtunee riittämättömästä kokemuksesta, osaamisesta ja korkeista laitekustannuksista. Nämä asiat vaikuttavat suoraan sähköasemien kunnossapidossa, sillä osaamista ja kokemusta täytyy olla monipuolisesti niin uusista digitaalisista sähköasemista kuin vanhemmilla laitteilla toteutetuista sähköasemista. Kunnossapidossa on tärkeää pysyä kehityksen mukana, jotta mahdollisiin ongelmiin pystytään reagoimaan tarpeeksi nopeasti.

Työn aikana kävi myös ilmi, että IEC 61850 -standardia noudattavien sähköasemien kunnossapidossa ja suojauslaitteiden kausikoestamisessa ei tällä hetkellä juurikaan oteta huomioon standardia tai GOOSE-viestien tarkistusta. Tämä johtunee siitä, että standardin merkitys on vielä kasvamassa eikä tarvittavaa osaamista ja kokemusta ole vielä tarpeeksi tilaajilla tai varsinaisilla kunnossapitotöiden suorittajilla. Tämä tulee varmasti tulevaisuudessa muuttumaan ja IEC 61850 -standardin sisältöön tullaan panostamaan enemmän myös sähköasemien kunnossapidossa.

Työohjeen vaihtoehtoja ilmeni useita, joista osaa ei tämän työn yhteydessä voitu toteuttaa tai niille ei koettu niin suurta tarvetta juuri tällä hetkellä. Jo edellä mainittujen GOOSE-viestien tarkistus oli yksi työohjeiden aiheista, jota ei tässä yhteydessä toteutettu, sillä tilaajat eivät sitä vaadi kausikoestuksen yhteydessä. Lisäksi GOOSE-viestien käyttö sähköasemilla on vielä tällä hetkellä vähäistä. Kuitenkin IEC 61850 -standardiin tullaan kiinnittämään enemmän huomiota tulevaisuudessa, jolloin tästä aiheesta tulee ajankohtaisempi. Lopulta tehtiin työohje, joka tukee asemaväylässä olevien IED-laitteiden tietoliikenneongelmien

ratkaisua. Työohje tukee puuttuvaa osaamista aiheeseen liittyen ja edesauttaa vikatilanteiden selvittämistä jatkossa.

Kun IEC 61850 -standardin vaikutusta sähköasemien kunnossapidossa tarkastellaan lähemmin, on sen vaikutus selvä. IEC 61850 -standardi poisti sähköasemilla todetun ongelman eri laitevalmistajien välisestä kommunikoinnista sekä edisti sähköasemien digitalisoitumista. Myös tulevaisuudessa standardi tulee varmasti olemaan osana eri sähköasemien prosessien digitalisoitumisessa. Näillä asioilla on merkittävä vaikutus sähköasemien kunnossapidossa, sillä mahdolliset kunnossapito-ohjelmien mukaan tehtävät huollot vähenevät eikä laitteisiin kohdistu ylimääräistä rasitusta liiallisesta kunnossapidosta ja vikatilanteisiin voidaan varautua jo etukäteen erilaisten kunnonvalvontaratkaisuiden avulla.

8 YHTEENVETO

Tämän opinnäytetyön päätavoitteena oli tuoda lisää tietoisuutta IEC 61850 -standardin sisällöstä, rakenteesta ja käytöstä sähköasemakunnossapidossa toimiville henkilöille sekä teoriaosuuden että työohjeen muodossa. Teoriaosuuksessa käsitellään IEC 61850 -standardin keskeisimpiä asioita, rakennetta ja käyttöä sähköasemilla, joihin perehdyttiin ennen varsinaista työohjeen tekemistä. Työohjetta varten kartoitettiin kunnossapitokoestajilta ilmenneitä ongelmia IEC 61850 -standardia noudattavien IED-laitteiden kanssa sekä jo standardiin perehtyneiden näkemystä siihen, mikä standardin sisällöstä on tärkeää kunnossapidon kannalta.

Kunnossapitokoestajilta kartoitettujen ongelmatilanteiden perusteella tehtävää työohjetta ja sen eri vaihtoehtoja sekä mahdollisuuksia ilmeni useita, joista työohjeen aiheeksi valittiin IED-laitteiden tietoliikenteeseen liittyvien vikatilanteiden selvittäminen ja ratkaiseminen. Työohjeen aiheeseen päädyttiin, sillä sen toteutus oli mahdollista tämän työn yhteydessä. IED-laitteiden tietoliikenteen kanssa oli jo ilmennyt ongelmia ja kyseisen aiheen perusteella tehdystä työohjeesta olisi hyötyä vianetsinnässä.

Standardiin perehtyminen on tärkeää, jotta ymmärrys sen sisällöstä ja hierarkisesta sijoittumisesta sähköasemilla kasvaa, sekä standardin sisältöä voidaan jatkossa hyödyntää paremmin. Standardin ja sitä noudattavien IED-laitteiden hierarkinen ymmärrys edistää sähköasemista muodostuvaa kokonaisuutta, mikä helpottaa niin vian etsinnässä kuin eri kunnossapidon töissä. IEC 61850 -standardi on edistänyt sähköasemien digitalisoitumista ja standardi tulee tulevaisuudessa olemaan osana eri prosessien digitalisoitumisessa.

LÄHTEET

1. Keskinen, Antti 2008. Sähköasemastandardin IEC 61850 soveltaminen toimitusprojektissa. Diplomityö. Tampereen Teknillinen Yliopisto, Sähkötekniikan osasto.
2. Fingrid Oyj 2018. Pääsiirtolinjat. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/suomen-sahkojarjestelma/paasiirtolinjat/> Hakupäivä: 11.10.2018.
3. SFS 6001:2018. Suurjännitesähköasennukset. Helsinki: Suomen Standardisoimisliitto SFS.
4. Ojavalli, Paavo 2011. Relekoestuksissa käytettävä kytkinlaitesimulaattori. Diplomityö. Tampereen Teknillinen Yliopisto, Sähkö- ja tietotekniikan osasto.
5. Fingrid Oyj 2018. Sähköasemat. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/.kunnossapito/sahkoasemat/> Hakupäivä: 30.09.2018.
6. Elovaara, Jarmo – Haarla, Liisa 2011. Sähköverkot II. Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet. Helsinki: Otatieto.
7. Elovaara, Jarmo – Haarla, Liisa 2011. Sähköverkot I. Järjestelmäteknikka ja sähköverkon laskenta. Helsinki: Otatieto.
8. ABB Oy 2017. Gas Insulated Switchgear ELK-14 C up to 245kV. Saatavissa: <https://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1HC0131887&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch> Hakupäivä: 30.09.2018.
9. Artech Group 2018. Current Transformer. Saatavissa: <https://www.artech.com/en/products/current-transformers> Hakupäivä: 4.10.2018.
10. Artech Group 2018. Capacitive Voltage Transformer. Saatavissa: <https://www.artech.com/en/products/capacitive-voltage-transformers>. Hakupäivä: 4.10.2018.

11. SFS-EN 13306:2017. Maintenance. Maintenance Terminology. Helsinki: Suomen Standardisoimisliitto SFS.
12. Sähköturvallisuuslaki 1135/2016. Saatavissa: <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2016/20161135> Hakupäivä: 17.10.2018.
13. Kujanpää, Marko, yksikön päällikkö ja Pehkonen, Tommi, kytkinlaitosasentaja, Empower PN Oy 2018. Keskustelu 25.11.2018.
14. Mörsky, Jorma 1992. Relesuojaustekniikka. Hämeenlinna: Otatieto.
15. Aura, Lauri – Tonteri, Antti J. 1993. Sähkölaitostekniikka. Helsinki: WSOY.
16. Siivonen, Kalle 2007. Sähköaseman apusähköjärjestelmät. Opinnäytetyö. Tampereen Ammattikorkeakoulu, Sähkötekniikan koulutusohjelma.
17. Honkaniemi, Kimmo 2011. Sähköasema-automaation tiedonsiirtoprotokollat. Diplomityö. Tampereen Teknillinen Yliopisto, Sähkö- ja tietotekniikan osasto.
18. Loisa, Panu 2018. Pohdintaa sähköasema-automaatiosta. Sähköpostiviesti. Vastaanottaja: Kalle Mäkelä. 18.10.2018.
19. Nokia, Joonas 2018. IEC 61850 -standardi sähköasemilla. Sähköpostiviesti. Vastaanottaja: Kalle Mäkelä. 18.10.2018.
20. ABB Group 2018. Technical Overview and Benefits of the IEC 61850 Standard for Substation Automation. Saatavissa: https://library.e.abb.com/public/04519389e504d7ddc12576ff0070704d/3BUS095131_en_IEC61850_Overview_and_Benefits_Paper_General.pdf Hakupäivä: 29.10.2018.
21. ABB Group 2018. IEC 61850 edition 2 – The standard evolves and does the industry. Saatavissa: <https://new.abb.com/news/detail/6492/iec-61850-edition-2-the-standard-evolves-and-so-does-the-industry> Hakupäivä: 26.10.2018.

22. Lemmetyinen, Asko 2015. IEC 61850 –standardin soveltaminen sulautetulla Linux-järjestelmällä. Diplomityö. Vaasan Yliopisto. Sähkötekniikan osasto.
23. IEC TR 61850-1:2013. Communication networks and systems for power utility automation – Part 1: Introduction and Overview. Saatavissa: https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61850-1%7Bed2.0%7Db.pdf
Hakupäivä: 3.11.2018.
24. ABB Group 2018. IEC 61850 edition 2 and beyond. Saatavissa: <https://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=4CAE000537&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch> Hakupäivä: 26.10.2018.
25. Söderbacka, Christian 2013. The GOOSE Protocol. Diplomityö. Vaasan Yliopisto. Sähkö- ja energiatekniikan osasto.
26. Rich Hunt. IEC 61850. Overview and Application. 2016. PowerPoint-diasarja. GE Grid Solutions. Saatavissa: http://sites.ieee.org/houston/files/2016/01/Asset-Management-IEC61850_Overview_and_Application-Day-2.pdf Hakupäivä: 16.11.2018.
27. Liang Yingyi – Campbell Roy H. Understanding and Simulating the IEC 61850 Standard. Saatavissa: <https://www.ideals.illinois.edu/bitstream/handle/2142/11457/Understanding%20and%20Simulating%20the%20IEC%2061850%20Standard.pdf?sequence=2&isAllowed=y> Hakupäivä: 19.11.2018.
28. Overview and Introduction to the Manufacturing Message Specification. Saatavissa: <http://www.sisconet.com/wp-content/uploads/2016/03/mmsovrlg.pdf> Hakupäivä: 19.11.2018.
29. Selkäinaho, Sami 2015. OPENIEC61850 –kirjaston käyttöönotto. Opinnäytetyö. Vaasan Ammattikorkeakoulu. Tietotekniikan osasto.
30. ABB Group 2009. Utilizing possibilities of IEC 61850 and GOOSE. Saatavissa:

https://library.e.abb.com/public/3ff2dbcff3a10556c12575e60043b35f/ABB_whitepaper_CIRE2009_0741.pdf Hakupäivä: 19.11.2018.

31. Taikina-Aho, Markku 2011. Redundant IEC 61850 communication protocols in substation automation. Vaasan Yliopisto. Sähkö- ja energiatekniikan osasto.
32. Äikäs, Jussi 2015. Spanning Tree protokollan toiminta tietoverkossa. Opinnäytetyö. Savonia Ammattikorkeakoulu: Tekniikan osasto.
33. Lehtimäki, Sami 2018. IEC 61850 -standardi sähköasemilla. Sähköpostiviesti. Vastaanottaja: Kalle Mäkelä. 25.10.2018.

Tietokoneen liittäminen väylään ja IED-laitteen yhteyden testaus

Tekijänoikeudet rajattu ainoastaan Empower PN Oy:n sisäiseen käyttöön.

Siemens RS900-kytkimen tietoliikenteen peilaus

Tekijänoikeudet rajattu ainoastaan Empower PN Oy:n sisäiseen käyttöön.