

**INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA**



**Informe**

**Análisis de los Aspectos Técnicos de Comunicación aplicado a las  
Arquitecturas de Control de Subestaciones utilizado en el ICE**

**Informe de Proyecto de Graduación para optar por el título de Ingeniera  
Electrónica  
con el grado académico de Licenciatura**

**Douglas Alvarado Calderón**

**Cartago, Junio de 2010**



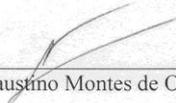
**INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA**

**PROYECTO DE GRADUACIÓN**

**TRIBUNAL EVALUADOR**

Proyecto de Graduación defendido ante el presente Tribunal Evaluador como requisito para optar por el título de Ingeniero en Electrónica con el grado académico de Licenciatura, del Instituto Tecnológico de Costa Rica.

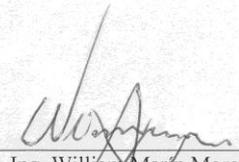
Miembros del Tribunal

  
Ing. Faustino Montes de Oca Murillo

Profesor lector

  
Ing. Nestor Hernández Hostaller

Profesor lector

  
Ing. William Martín Moreno

Profesor asesor

Los miembros de este Tribunal dan fe de que el presente trabajo de graduación ha sido aprobado y cumple con las normas establecidas por la Escuela de Ingeniería Electrónica

Cartago, 11 de Junio de 2010

Declaro que el presente Proyecto de Graduación ha sido realizado enteramente por mi persona, utilizando y aplicando literatura referente al tema e introduciendo conocimientos propios.

En los casos en que he utilizado bibliografía, he procedido a indicar las fuentes mediante las respectivas citas bibliográficas.

En consecuencia, asumo la responsabilidad total por el trabajo de graduación realizado y por el contenido del correspondiente informe final.

Cartago, Junio de 2010



Douglas Alvarado Calderón

Céd: 1-1204-0727

## INDICE

|  |    |
|--|----|
| Resumen .....  | 9  |
| Abstract .....   | 10 |
| Capítulo 1: Introducción .....   | 11 |
| 1.1 Problema existente e importancia de su solución .....  | 11 |
| 1.2 Solución seleccionada .....  | 12 |
| Capítulo 2: Meta y Objetivos .....   | 14 |
| 2.1 Meta .....   | 14 |
| 2.2 Objetivo General .....   | 14 |
| 2.3 Objetivos específicos .....  | 14 |
| Capítulo 3: Marco teórico .....  | 16 |
| 3.1 Arquitectura de un Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS)<br>.....                   | 16 |
| 3.2 Protocolos de Comunicación en Subestaciones .....  | 20 |
| 3.3 Protocolo de sincronización SNTP [20].....   | 26 |
| 3.4 Latencia en transmisión de datos en switch [21].....   | 26 |
| 3.5 Dispositivos Siprotec 4 Siemens en una topología de anillo .....                               | 28 |
| 3.6 Protocolo de convergencia en topología de árbol (RSTP) .....                                   | 28 |
| 3.7 Esquemas de sincronización en las subestaciones eléctricas del ICE                             | 29 |
| Capítulo 4: Procedimiento metodológico .....   | 32 |
| 4.1 Reconocimiento y definición del problema .....   | 32 |
| 4.2 Obtención y análisis de información.....   | 33 |
| 4.3 Implementación de la solución .....  | 38 |
| Capítulo 5: Descripción detallada de la solución .....   | 41 |
| 5.1 Modelo estandarizado de estructura de variables .....  | 41 |
| 5.2 Sistema de direccionamiento estandarizado de las variables de la<br>subestación eléctrica..... | 44 |

|  |   |     |
|--|---|-----|
| 5.3  | Topología de red en las comunicaciones de la subestación eléctrica...   | 49  |
| 5.4  | Sistema de sincronización de subestaciones.....   | 52  |
| Capítulo 6: Análisis y Resultados .....                                  |   | 57  |
| 6.1  | Análisis y resultados Estructura de variables estandarizada .....   | 57  |
| 6.2  | Análisis y resultados del Sistema de direccionamiento estandarizado de las variables de la subestación eléctrica..... | 61  |
| 6.3  | Análisis y resultados de Topología de red en el sistema de comunicaciones de la subestación eléctrica .....           | 66  |
| 6.4  | Análisis y resultados del Sistema de sincronización de subestaciones  | 82  |
| Capítulo 7: Conclusiones y Recomendaciones .....                         |   | 85  |
| 7.1  | Conclusiones.....   | 85  |
| 7.2  | Recomendaciones .....   | 87  |
| Referencias .....  |   | 88  |
| ANEXOS .....   |   | 92  |
| Anexo 1. Latencia en el switch.....                                      |   | 92  |
| Anexo 2. Listado Estandarizado de Variables.....                         |   | 93  |
| Anexo 3. Dispositivos de Sincronización en Subestaciones Eléctricas..... |   | 104 |

## INDICE DE FIGURAS

|                    |  |    |
|--------------------|--|----|
| <b>FIGURA 3.1.</b> | DIAGRAMA ARQUITECTURA DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS [2] .....  | 17 |
| <b>FIGURA 3.2</b>  | PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN EN SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN DE<br>SUBESTACIONES A NIVEL MUNDIAL [3] .....                                 | 21 |
| <b>FIGURA 3.3</b>  | SINCRONIZACIÓN DE SUBESTACIONES DESDE EL CENCE .....   | 29 |
| <b>FIGURA 3.8</b>  | SINCRONIZACIÓN POR MEDIO DE SUBESTACIÓN SERVIDOR-SNTP.....   | 30 |
| <b>FIGURA 5.1</b>  | MÓDULOS PROPUESTOS EN LA ESTANDARIZACIÓN .....   | 42 |
|                    | DEL DISEÑO EN SUBESTACIONES.....   | 42 |
| <b>FIGURA 5.2</b>  | DIAGRAMA TOPOLOGÍA ANILLO MÚLTIPLE- DOBLE SWITCH CON .....   | 50 |
|                    | ANILLO REDUNDANTE.....   | 50 |
| <b>FIGURA 5.3</b>  | DIAGRAMA TOPOLOGÍA DOBLE ESTRELLA-DOBLE SWITCH.....  | 51 |
|                    | CON ANILLO REDUNDANTE.....   | 51 |
| <b>FIGURA 5.4</b>  | SINCRONIZACIÓN INDEPENDIENTE DE UNA SUBESTACIÓN POR MEDIO DE<br>UN SERVIDOR GPS.....   | 54 |
| <b>FIGURA 5.5</b>  | SINCRONIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN POR MEDIO DE UNA TARJETA PCI<br>PARA ADQUISICIÓN DE FUENTE DE TIEMPO GPS, EN LA UNIDAD CENTRAL ..... | 55 |
| <b>FIGURA 6.1</b>  | CATEGORÍAS DE FUNCIONES EN CADA MÓDULO PROPUESTO EN LA<br>SUBESTACIÓN .....  | 60 |
| <b>FIGURA 6.2</b>  | NODO LÓGICO PARA VARIABLE DE INTERRUPTOR 52L.....  | 66 |
| <b>FIGURA 6.3</b>  | FALLO EN SWITCH EN LA TOPOLOGÍA DEL CASO 1 .....   | 68 |
| <b>FIGURA 6.4</b>  | FALLO EN SWITCH EN LA TOPOLOGÍA DEL CASO 2.....  | 69 |
| <b>FIGURA 6.5</b>  | FALLO EN UN ENLACE EN LA TOPOLOGÍA DEL CASO 1 .....  | 70 |
| <b>FIGURA 6.6</b>  | FALLO EN UN ENLACE EN LA TOPOLOGÍA DEL CASO 1 .....  | 71 |
| <b>FIGURA 6.7</b>  | FALLO EN DOS ENLACES EN UNO DE LOS ANILLOS EN LA TOPOLOGÍA DEL<br>CASO 1 .....   | 71 |
| <b>FIGURA 6.8</b>  | FALLO DE ENLACE DE UN IED CON LA RED DEL CASO 1.....   | 72 |
| <b>FIGURA 6.9</b>  | FALLO DE DOS ENLACES EN ANILLOS DE LA RED DEL CASO 1 .....   | 72 |
| <b>FIGURA 6.10</b> | FALLO DE DOS ENLACES EN TOPOLOGÍA DE ANILLO SIMPLE .....   | 73 |
| <b>FIGURA 6.11</b> | FALLO DE DOS ENLACES EN TOPOLOGÍA DEL CASO 2 .....   | 74 |
| <b>FIGURA 6.12</b> | FALLO DE DOS ENLACES EN UN IED EN LA TOPOLOGÍA DEL CASO 2 ...  | 74 |
| <b>FIGURA 6.13</b> | CARACTERÍSTICAS DE LA PRUEBA “EMISIONES RADIADAS” EN EL .....  | 80 |
|                    | SWITCH RSG 2100.....   | 80 |

|   |    |
|---|----|
| <b>FIGURA 6.14</b> RESULTADOS DE LA PRUEBA “EMISIONES RADIADAS” EN EL ..... | 81 |
| SWITCH RSG 2100.....  | 81 |

## INDICE DE TABLAS

|                  |  |    |
|------------------|--|----|
| <b>Tabla 3.1</b> | Tipos de mensajes GOOSE [10].....  | 24 |
| <b>Tabla 5.1</b> | Categorías de funciones propuestas en la subestación.....  | 43 |
| <b>Tabla 5.2</b> | Estructura de direccionamiento.....  | 46 |
| <b>Tabla 5.3</b> | Estructura de direccionamiento y restricciones.....  | 46 |
| <b>Tabla 5.4</b> | Asignación de funciones a la estructura de variables .....   | 46 |
| <b>Tabla 5.5</b> | Definición de Prefijo-LN .....   | 47 |
| <b>Tabla 5.6</b> | Definición de Sufijo-LN.....   | 48 |
| <b>Tabla 6.1</b> | Criterios para desarrollar la estructura de variables.....   | 57 |
| <b>Tabla 6.2</b> | Estructura de cada variable .....  | 59 |
| <b>Tabla 6.3</b> | Criterios que cumple la propuesta de direccionamiento.....   | 61 |
| <b>Tabla 6.4</b> | Clase Nodo Lógico en las variables de la subestación [15] .....  | 61 |
| <b>Tabla 6.5</b> | Sistema de Direccionamiento estandarizado de las variables de la subestación eléctrica por módulo..... | 63 |
| <b>Tabla 6.6</b> | Comparación de características de cada topología en la sección 5.3 .....                               | 67 |
| <b>Tabla 6.7</b> | Comparación de criterios de diseño en los esquemas de sincronización de subestaciones.....             | 82 |
| <b>Tabla 6.8</b> | Comparación de interfaces de los dispositivos de sincronización.                                       | 83 |
| <b>Tabla 6.9</b> | Comparación de costos de los dispositivos de sincronización .....                                      | 84 |

## **Resumen**

Este proyecto se realizó en el Área de Protección y Medición del Instituto Costarricense de Electricidad, encargado de la modernización y mantenimiento de las subestaciones eléctricas.

La meta de este departamento es la normalización del proceso de diseño de las subestaciones eléctricas, así como el aprovechamiento de las nuevas tecnologías y herramientas en los sistemas de comunicaciones en esta área.

Con este proyecto se busca proponer mejoras en el diseño del sistema de comunicaciones de la arquitectura de control de subestaciones eléctricas.

La solución está conformada por la propuesta de la estandarización de la estructura de variables, la creación de un sistema de direccionamiento basado en la norma IEC 61850, una topología de red que asegure principalmente redundancia de las comunicaciones y un sistema de sincronización que permita un mejor funcionamiento de los equipos de protección de la subestación.

En este informe se describen las soluciones propuestas en cada uno de los aspectos requeridos del sistema de comunicaciones de la subestación y el proceso para llegar a cada una de las soluciones.

Palabras Claves: IEC 61850, topología de red, estructura de variables, sistema de direccionamiento, sistema de sincronización, equipos de protección, subestaciones eléctricas.

## **Abstract**

This Project was developed in the Área de Protección y Medición from Instituto Costarricense de Electricidad, responsible of the modernization and maintenance of every electric substation.

The goal of this department is the standardization of the designing process of all electric substations, as well as the utilization of new technologies and tools in communication systems in this area.

The objective of this project is proposing the improvement of the design in the communication system from the control architecture of electric substations.

The solution is conformed for a proposal of the normalization of variables structure, creation of an addressing system based on standard IEC 61850, a network topology that assures redundancy in the communications and synchronization system that guarantee a better working of the substations protection equipment.

This document is describing the proposals en every one of the aspects required for the substation communication system and the process to achieve every solution.

Key words: IEC 61850, network topology, variables structure, addressing system, synchronization system, protection equipment, electric substations.

## **Capítulo 1: Introducción**

### **1.1 Problema existente e importancia de su solución**

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) dentro de sus funciones se encarga del desarrollo, modernización y mantenimiento de la Red Eléctrica Nacional. Inicia en las plantas de generación eléctrica hasta el transporte y distribución de la electricidad, alcanzando una cobertura del 98,63% del territorio [1].

La Unidad Estratégica de Negocios de Transporte de Electricidad (UENTE) es el departamento del ICE encargado de llevar la electricidad desde las plantas de generación hasta los hogares y empresas del país. Los componentes fundamentales en este proceso son las subestaciones eléctricas, a grandes rasgos se encargan de recibir las líneas de alta tensión para luego ser distribuidas en baja tensión.

Las subestaciones eléctricas han evolucionado desde equipos electromecánicos hasta dispositivos digitales, para obtener un mejor aprovechamiento de las herramientas tecnológicas que permitan brindar supervisión y control del sistema de la subestación, evitando problemas en la entrega del servicio.

En una subestación los procesos principales son la medición de parámetros eléctricos y el control de los equipos de protección. Ambos requieren de una arquitectura de comunicación apropiada, que proporcione la información necesaria al operador y a los niveles de supervisión remota.

La industria eléctrica en el área de transporte de la electricidad principalmente ha utilizado sistemas de comunicaciones privados. Desarrollados y utilizados de forma independiente por cada vendedor. Esto genera costos excesivos a mediano y largo plazo en la modernización de los sistemas de automatización de las subestaciones. Debido a que limita el uso de equipos de diferentes

fabricantes. Se reduce la capacidad de aprovechar mejor las capacidades de cada uno o de nuevos equipos de la misma marca en el futuro.

Con el objetivo de la estandarización internacional de la comunicación de las subestaciones, la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) ha promovido distintos protocolos que buscan integrar las necesidades operativas de las comunicaciones en las subestaciones, para reemplazar los protocolos privados.

En el caso del ICE, hasta hace pocos años el desarrollo de los sistemas de automatización de las subestaciones era realizado por empresas contratadas por el ICE. Actualmente es desarrollado por la UEN de Transporte de Electricidad por completo. Se busca alcanzar la estandarización de todas las subestaciones sin depender de agentes externos.

El problema se enmarca dentro del plan de modernización de las subestaciones. Se requiere definir aspectos fundamentales del diseño de los sistemas de comunicaciones en su arquitectura de control. Se busca crear una normativa de diseño, acorde con los requerimientos del ICE y con los avances tecnológicos promovidos internacionalmente.

Es importante resolver este problema para estandarizar el funcionamiento de las subestaciones y aprovechar las nuevas herramientas tecnológicas en el área de control de subestaciones. Esto conlleva brindar un mejor servicio de transporte de electricidad por todo el país. Este proyecto permite mejorar la comunicación en todos los niveles de supervisión de la subestación y además normalizar aspectos específicos del diseño de subestaciones que no se habían hecho antes.

## **1.2 Solución seleccionada**

La solución consiste en una propuesta para la implementación de aspectos específicos del sistema de comunicaciones en la arquitectura de control de

subestaciones eléctricas como parte de la normativa de diseño de los Sistemas de Automatización de Subestaciones del ICE.

En el proceso de diseño del Sistema de Automatización de Subestaciones se requiere el listado de las señales de medición, protección y control que incluyan las funciones principales requeridas por los operadores y el sistema de vigilancia remoto para la operación adecuada del sistema.

La utilización de un nuevo estándar de comunicaciones en las subestaciones requiere del desarrollo de un sistema de direccionamiento de las variables que sea compatible con la norma “*Implementación de Sistemas de Automatización, Comunicación y Jerarquía de mando en subestaciones*” [2], desarrollada por el Comité Técnico de Normalización Sistemas de Control de Subestaciones, para el diseño de las subestaciones eléctricas del ICE.

El desarrollo de un sistema de comunicaciones entre los dispositivos de protección y control de las subestaciones, requiere de una topología de red de área local con las características de redundancia, integridad en la transmisión de datos en el ambiente de fuerte interferencia electromagnética de las subestaciones, cumplir con los requisitos de tiempos críticos en la transmisión mensajes entre dispositivos.

La sincronización de los equipos de protección a nivel de la subestación y entre las subestaciones, requiere cumplir con las especificaciones dadas en la norma IEC 61850 [6] y por la infraestructura disponible para comunicaciones entre subestaciones de la Red Eléctrica Nacional, así como identificar el esquema apropiado a ser utilizado en las subestaciones del ICE, que contemple la utilización de señales de sincronización locales y remotas, con los distintos protocolos que se pueden utilizar.

## **Capítulo 2: Meta y Objetivos**

### **2.1 Meta**

Normalizar el proceso de diseño de los sistemas de comunicaciones de todas las subestaciones eléctricas del ICE.

*Indicador: Integración de todas las subestaciones eléctricas del ICE por medio de un mismo estándar de comunicaciones.*

### **2.2 Objetivo General**

Elaborar un plan de implementación de la arquitectura de comunicaciones de las subestaciones del ICE en el Nivel de Bahía, que contemple el estándar de Sistemas y Redes de comunicaciones IEC 61850 y el sistema de sincronización adecuado en una subestación.

### **2.3 Objetivos específicos**

1. Elaborar una propuesta de la estructura de variables, analizando los requerimientos en el sistema de control de las subestaciones a nivel local basado en la norma IEC 61850, teniendo en cuenta las necesidades de los operadores de subestación.
2. Determinar un sistema de direccionamiento basado en la norma IEC 61850, para la implementación y estandarización de las comunicaciones de las subestaciones eléctricas del ICE.
3. Desarrollar varias opciones de implementación, analizando las diferentes topologías e implicaciones de una red LAN en una subestación eléctrica, que cumpla con las especificaciones del estándar IEC 61850, tomando en cuenta las implicaciones propias de la interferencia electromagnética en dicho ambiente, de

manera tal que se garantice la comunicación de los equipos que la conforman.

4. Elaborar una propuesta de implementación de un sistema de sincronización de los equipos de protección de las subestaciones eléctricas del ICE que asegure la menor cantidad de fallas, tomando en cuenta los distintos esquemas de sincronización que pueden ser utilizados, según la arquitectura de comunicaciones que los soporta, así como las especificaciones de sincronización dadas por la norma IEC 61850.

## **Capítulo 3: Marco teórico**

### **3.1 Arquitectura de un Sistema de Automatización de Subestaciones**

Una subestación eléctrica es una instalación que cuenta con los equipos eléctricos para realizar la transmisión y distribución de energía desde plantas de generación (plantas hidroeléctricas, térmicas, etc) hasta el usuario final, clientes residenciales y clientes industriales.

La energía se envía desde la planta de generación en Alta Tensión para reducir pérdidas en el cable de transmisión. En las subestaciones se reduce la tensión para obtener los valores adecuados de tensión que requiere el cliente.

En la Fig. 3.1 se describe la jerarquía del Sistema de Automatización de Subestaciones implementado en el ICE según los criterios del Comité Técnico Control de Normalización Sistemas de Control de Subestaciones.

En esta estructura se busca utilizar la información de forma eficiente y que cada nivel tenga los procedimientos de seguridad adecuados para el correcto funcionamiento de toda la subestación.

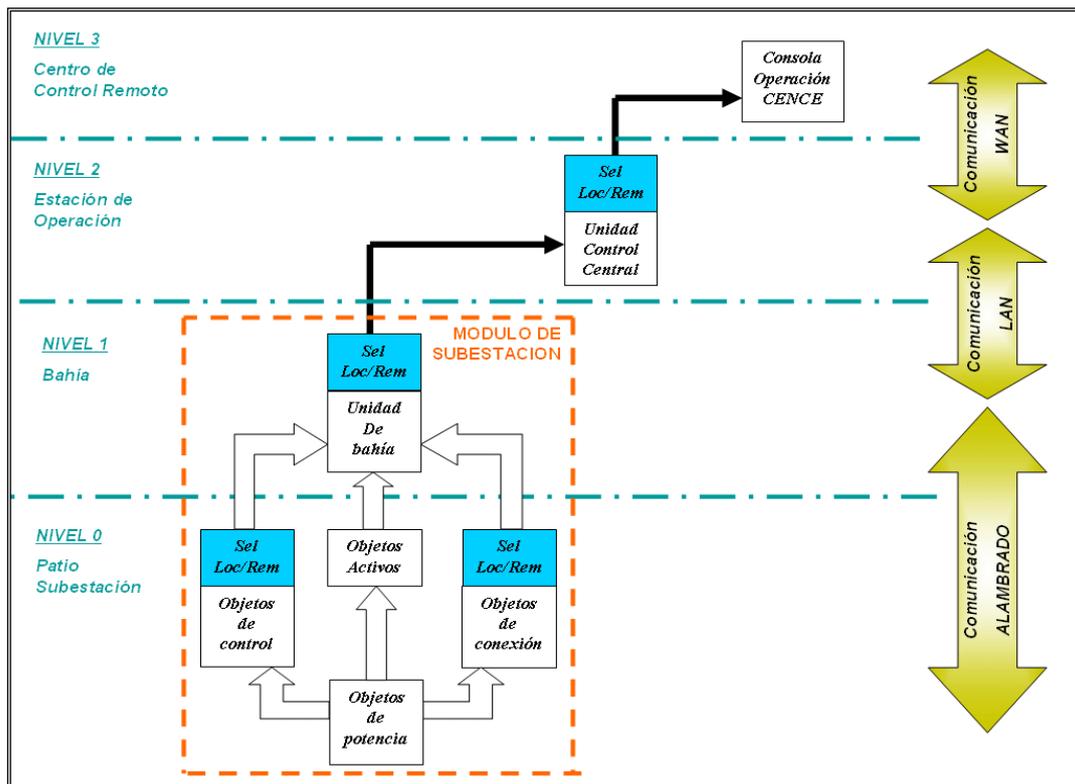


Figura 3.1. Diagrama Arquitectura de Subestaciones Eléctricas [2]

### Nivel 0: Patio Subestación

En este nivel se cuenta con los dispositivos de transferencia y regulación de energía, supervisión de señales analógicas, dispositivos de conexión/desconexión y los dispositivos de control de los anteriores, por ejemplo:

- Autotransformadores
- Bancos de Capacitores
- Reactores
- Interruptores
- Seccionadoras
- Transformador de Corriente
- Transformador de Potencial
- Cambiadores de Taps

La comunicación con el nivel superior se realiza de forma cableada. Se transmiten señales analógicas de tensión.

## **Nivel 1: Bahía**

En el nivel de Bahía se supervisa y controla los objetos del nivel de Patio, en este nivel un operador tiene acceso a las funciones principales de protección y medición.

Se compone de equipos especializados para protección en caso de fallas de los objetos de potencia, por medio del control de los objetos de conexión/desconexión. Los equipos de protección determinan si se dan fallas en el sistema y activan los dispositivos apropiados para impedir que estos eventos afecten el sistema.

En las subestaciones del ICE se utilizan los siguientes tipos de protecciones:

- Protección Diferencial de Línea
- Protección contra Sobre-corriente
- Protección Diferencial de Transformador
- Protección Multifuncional (conocido como Unidad de Bahía)
- Protección de Distancia para Líneas de Transmisión

Para realizar la monitorización de las señales digitales y analógicas de energía en la subestación, se utiliza un equipo especializado en la medición de estas señales, el equipo de medición registra todos los eventos que se dan en la red eléctrica de la subestación.

El procesamiento de las principales señales del nivel inferior, así como de las señales de mediciones, alarmas e indicaciones de posición es realizado por un Dispositivo Electrónico Inteligente (IED), denominado Unidad de Control de Bahía. El operador de la subestación tiene acceso a este componente por medio de la Interfaz Humano-Máquina (HMI), compuesto por un teclado, una pantalla y luces indicadoras.

En este nivel los sistemas de comunicaciones han evolucionado en busca de realizar un desempeño más eficiente en la transmisión de información.

La comunicación con el nivel superior se realiza por medio de una red de área local (LAN), si los equipos cuentan con esta interface. Para los casos en que dispositivos no cuenten con conexiones a redes LAN se utilizan conexiones alambradas que transmiten señales binarias.

El departamento de Protección y Medición, se encarga del desarrollo y modernización del nivel 1 de la subestación.

## **Nivel 2: Estación de Operación**

En este nivel se realizan todos los comandos de control de la subestación y se encuentran todas las señales de información. Se compone de tres elementos:

- La Unidad de Control, recibe todas las señales de los niveles inferiores de la subestación, permite la comunicación con los dispositivos del mismo nivel y con los del nivel superior.
- La Estación de Operación es la interfaz por la que los usuarios acceden a los mandos de control y a las señales de información.
- El Panel de Información para la supervisión de la subestación.
- El Servidor de Base de Datos para guardar la información importante para la subestación.

Este nivel se debe comunicar con el nivel superior por medio de una Red de Área Amplia (WAN), la infraestructura del ICE cuenta con una red de fibra óptica para la mayoría de subestaciones, en algunos casos utiliza comunicación por microondas.

## **Nivel 3: Centro de Control Remoto**

En este nivel se recibe la información de todas las subestaciones del Sistema Eléctrico Nacional. El CENCE (Centro Eléctrico Nacional), CNFL, JASEC, entre otros, puede realizar supervisión de las subestaciones por medio de este nivel.

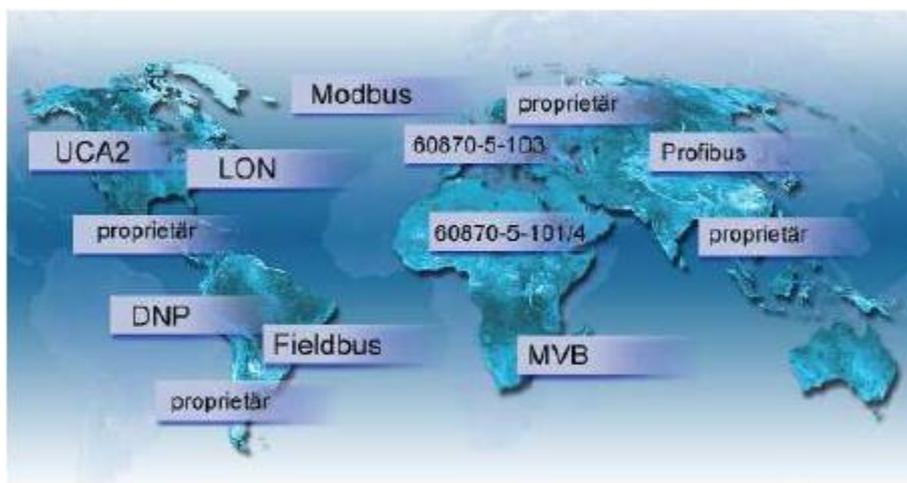
### 3.2 Protocolos de Comunicación en Subestaciones

En los inicios de los SAS todos los componentes de protección y medición eran analógicos, el control se realizaba por medios electromecánicos, pero con el desarrollo tecnológico de las últimas décadas las subestaciones se fueron digitalizando con el objetivo de mejorar su desempeño.

En los primeros sistemas de automatización, la comunicación entre los dispositivos del nivel 1 de la subestación se realizaba por medio de señales binarias, cada una de la señales se alambra individualmente hacia el dispositivo correspondiente, que no necesariamente se encontraba contiguo.

El siguiente avance de este proceso fue la comunicación con los niveles superiores de la subestación por medio de puertos serie y protocolos propios de cada proveedor. La utilización de la transmisión serie tiene limitantes de distancia, velocidad máxima de transmisión y que no se comunica con dispositivos del mismo nivel. Además de que cada proveedor tiene su propio protocolo que impedía la comunicación entre equipos de diferentes proveedores.

En la Fig. 3.2 se observa protocolos de comunicación utilizados internacionalmente.



**Figura 3.2** Protocolos de comunicación en Sistemas de Automatización de Subestaciones a nivel mundial [3]

En las subestaciones eléctricas del ICE se han utilizado diversos protocolos, debido a que la implementación de los Sistemas de Automatización era realizado por diferentes empresas. En los últimos años el ICE dejó de contratar empresas para estos procesos y se dedicó internamente a la modernización de subestaciones, en busca de utilizar estándares internacionales abiertos.

### **3.2.1 IEC 60870**

Es un protocolo que fue evolucionando desde el año 1995 para cubrir las nuevas necesidades de comunicación en subestaciones eléctricas, previo al estándar IEC 61850. Principalmente se extendió el uso de IEC 60870-5 en Europa y Medio Oriente, también es comúnmente usado en Asia, Centro y Sur América.

La versión IEC 60870-5-101 consiste en un protocolo desarrollado por la Comisión Electrotécnica Internacional para proporcionar un sistema de comunicaciones de subestaciones que cumpla con los requerimientos de un sistema abierto y que sea utilizado mundialmente para permitir interoperabilidad entre equipos de diferentes fabricantes. La interfaz es transmisión serie asíncrona. Funciona bajo un esquema Maestro-Esclavo.

El protocolo IEC 60870-5-103 desarrollado por la Comisión Electrotécnica Internacional para realizar funciones de control y comunicaciones. Se permite que el fabricante pueda incluir sus propias funciones.

En el caso del IEC 60870-5-104 es una evolución del protocolo IEC 60-870-5-101 con el fin de obtener conectividad con redes de área local, basado en la interfaz TCP/IP. El canal de comunicaciones consiste en fibra óptica, que permite mayores distancias de transmisión y es inmune a ruido por interferencia electromagnética. La comunicación se establece bajo el esquema

maestro-esclavo, entre el dispositivo de protección y el nivel superior (Unidad Central).

Estos protocolos están siendo sustituidos alrededor del mundo por el estándar IEC 61850.

### **3.2.2 DNP (Distributed Network Protocol) [4]**

Es un protocolo de transmisión de datos por comunicación serial o TCP/IP. Orientado a la comunicación de aplicaciones SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos).

Este protocolo se originó de las primeras versiones de IEC 60870-5, basándose en la estructura de las tramas de datos de este, pero fue publicado previo a IEC 60870-5-101, por lo que presenta muchas diferencias con este protocolo. El protocolo DNP se ha utilizado comúnmente en Norteamérica, Australia y Sudáfrica, también su uso se ha implementado en Asia y Sudamérica. No es un protocolo propietario.

La arquitectura de comunicación de este protocolo se basa en el esquema Maestro-Esclavo.

Principalmente el uso de DNP se extendió a la industria eléctrica y la industria hídrica.

### **3.2.3 Profibus Siemens [5]**

Protocolo propietario desarrollado por la empresa Siemens que se utiliza en el área de la automatización de sistemas eléctricos. Los dispositivos Siemens utilizados en la industria eléctrica se pueden comunicar por medio de este protocolo pero también permite otros de tipo abiertos. El canal de comunicación puede ser tanto fibra óptica como cableado de cobre. Sólo equipos fabricados por Siemens utilizan este protocolo.

### **3.2.4 UCA2 (Utility Communications Architecture)**

Es un protocolo de comunicaciones abierto para la industria eléctrica, desarrollado por Electric Power Research Institute (EPRI), en Norteamérica. Este protocolo ha evolucionado hasta la versión UCA 2. Parte de este protocolo fue tomado por la Comisión Electrotécnica Internacional para la creación del estándar IEC 61850, con el objetivo de ser su sustituto. No define comunicación entre los dispositivos del mismo nivel.

### **3.2.5 IEC 61850 Redes y Sistemas de Comunicación en subestaciones**

Es un estándar que contempla todas las características de comunicaciones del Sistema de Automatización de Subestaciones. Su publicación se inició en el año 2002. No es sólo un protocolo de comunicaciones, abarca todo el campo de diseño de la arquitectura de control de una subestación eléctrica.

Se desarrolla para suplir las carencias de los protocolos anteriores en el área de la comunicación en subestaciones, el objetivo principal es el de lograr interoperabilidad entre dispositivos de diferentes fabricantes.

Este estándar se orienta al modelado de la subestación, indicando la relación entre las funciones de los dispositivos de protección y medición en la subestación, definiendo objetos y clases de objetos abstractos. Estas características son fundamentales para lograr la interoperabilidad de equipos.

Otro de los aspectos principales en esta normativa es la definición del flujo de datos en la arquitectura de control de la subestación. Se definen los tipos de mensajes en la subestación y los tiempos de transmisión para cada categoría de mensajes, según la prioridad que tengan dentro del sistema de automatización de la subestación. Con este estándar se supera una de las principales carencias de los protocolos anteriores, que es la transmisión de mensajes entre los dispositivos del nivel de Bahía, definidos como mensajes

GOOSE (Generic Object Oriented Service Events) [6]. Tiempo de transferencia máximo requerido para mensajes GOOSE se muestra en la Tabla 3.1:

**Tabla 3.1** Tipos de mensajes GOOSE [10]

| Tipo | Nombre                                 | Ejemplos                         | Tiempo   |
|------|--|----------------------------------|----------|
| 1A   | Trip (Mensajes rápidos)                | Trips                            | 3ms      |
| 1B   | Otros ((Mensajes rápidos)              | Comandos, mensajes simples       | 20ms-100 |
| 2    | Media velocidad                        | Mediciones                       | 100ms    |
| 3    | Baja velocidad                         | Parámetros                       | 500ms    |
| 4    | “Básicos”                              | Datos de salida de transductores | 3ms-10ms |
| 5    | Funciones de transferencia de archivos | Archivos grandes                 | -        |
| 6A   | Sincronización de tiempo A             | Bus de la estación               | -        |
| 6B   | Sincronización de tiempo B             | Bus del Proceso                  | -        |
| 7    | Comandos con acceso de control         | Comandos desde HMI               | -        |

El tiempo crítico máximo para un mensaje GOOSE según la Tabla 3.1, corresponde a un tiempo de transferencia de 3ms.

Para realizar el modelo de las funcionalidades de la subestación, en esta normativa se define una estructura basada en clases de datos, tanto para representar los dispositivos y sus funciones, como los atributos de los mismos:

- **Dispositivo Físico (PD):** Representa el Dispositivo Electrónico Inteligente (IED) en una subestación [14].
- **Dispositivo Lógico (LD):** representa un grupo de funciones que comparten características semejantes dentro de un dispositivo físico. Pueden existir varios Dispositivos Lógicos dentro de un Dispositivo Físico, esto depende de las características del IED y del objetivo del diseñador [14].
- **Nodo Lógico (LN):** es el componente fundamental en IEC 61850. Se define como una clase con atributos que se pueden heredar por medio

de instancias. Un Nodo Lógico representa una función en el Sistema de Automatización de Subestaciones [14].

Cada Dispositivo Lógico cuenta con Nodos Lógicos que se pueden comunicar entre sí, sin importar si se encuentran en diferentes dispositivos físicos o lógicos.

Para lograr interoperabilidad entre equipos de diferentes fabricantes se requiere que soporten las definiciones de Nodos Lógicos utilizados en la especificación IEC 61850-5.

Con estos elementos se busca trasladar los dispositivos de la subestación a un modelo virtual que describa las funciones de cada equipo.

Objetos de Datos (DO): consisten en las propiedades de cada Nodo Lógico.

Este estándar tiene la capacidad de que se pueden agregar Nodos Lógicos con el objetivo de que no sea necesario desarrollar un nuevo protocolo de comunicaciones, si no, que se pueda acomodar a las necesidades futuras del diseñador de la subestación. Además define los procedimientos que se requieren para crear nuevos Nodos Lógicos. Este aspecto ha proporcionado espacio para que este estándar se expanda a otros campos de automatización aparte de las subestaciones eléctricas, como Plantas Generadoras de Electricidad.

En esta normativa se definen los estándares eléctricos que se deben cumplir en la implementación de un sistema de comunicaciones en una subestación

También define los estándares que deben cumplir los canales físicos de comunicación de la red de área local en la subestación.

Otro aspecto definido consiste en la sincronización de los dispositivos de la subestación, el estándar IEC 61850 restringe la sincronización de la subestación a la utilización del protocolo SNTP.

### **3.3 Protocolo de sincronización SNTP [20]**

Para la sincronización de relojes de computadoras en internet se desarrolló el Protocolo de Tiempo de Redes (NTP). Con el fin de proporcionar a diversas aplicaciones que requieren tiempos críticos de sincronización menores que en NTP se desarrolló el Protocolo Simple de Tiempo de Redes (SNTP), que reduce la cantidad de algoritmos utilizados en el protocolo NTP para disminuir el tiempo de sincronización.

El estándar IEC 61850 indica que en la sincronización de los dispositivos de la subestación se debe usar SNTP Versión 4.

### **3.4 Latencia en transmisión de datos en switch [21]**

#### **3.4.1 Latencia “Store & Forward” ( $L_{SF}$ )**

Los switch apropiados en subestaciones requieren del sistema “Store & Forward”, consiste en que al llegar una trama de datos al switch, la almacena y decide hacia donde enviarla.

La latencia generada por este mecanismo se determina con la ecuación:

$$L_{SF} = \frac{FrameSize[bits]}{BitRate[bps]} = \frac{FS[bits]}{BR[bps]} \quad (3.1)$$

#### **3.4.2 Latencia de Fábrica del Switch ( $L_{SW}$ )**

Se debe tomar en cuenta la Latencia de Fábrica del Switch ( $L_{SW}$ ), retardo que resulta de la ejecución de las funciones que realiza el switch, a través de sus circuitos.

Para el caso de los switch Ruggedcom, ampliamente utilizados junto con dispositivos Siemens tiene un tiempo de latencia:

$$L_{SW} = 7\mu[s] \quad (3.2)$$

### 3.4.3 Latencia longitud de la línea ( $L_{WL}$ )

Tiempo de transmisión de la información a lo largo de un canal de fibra óptica o cables de cobre:

- Línea de fibra óptica, a 66% de la velocidad de la luz:

$$L_{WL} = d[m] \cdot \frac{0.67}{c[m/s]} \quad (3.3)$$

- Par trenzado de cobre:

$$L_{WL} = 5\left[\frac{ns}{m}\right] \quad (3.4)$$

Para distancias cortas la latencia en ambos casos es despreciable.

### 3.4.4 Latencias de “cola” ( $L_Q$ )

El switch utiliza el método de “colas” para asignar prioridades en la transmisión de mensajes, esto genera latencias debido a que no se puede predecir de forma efectiva el tráfico de información en una red. Se puede determinar un promedio de la latencia producida por la “cola”, por medio de la “carga de la red”, que es una aproximación del tráfico ocupado de por la red.

$$L_Q = \text{Carga de la Red} \cdot L_{SFm\acute{a}x} \quad (3.5)$$

### 3.4.5 Latencia máxima por N enlaces

Para determinar la latencia máxima en la red se toman en cuenta la cantidad de switch, tanto externos como los integrados en los dispositivos Siprotec 4 Siemens.

$$L_{TOTAL} = (L_{SF} + L_{SW} + L_{WL} + L_Q) \cdot N \quad (3.6)$$

N: número de switch.

### 3.5 Dispositivos Siprotec 4 Siemens en una topología de anillo

El fabricante de los dispositivos utilizados en las subestaciones del ICE proporciona la información respectiva a la cantidad máxima de dispositivos en una configuración de tipo anillo. La siguiente ecuación determinada por el fabricante de los dispositivos Siprotec 4 Siemens resulta de las propias limitantes del algoritmo utilizado por el protocolo RSTP en la recuperación de la arquitectura de comunicación en anillo en caso de un fallo <sup>[22]</sup>.

$$34 > \text{Número dispositivos} + 3 \cdot \text{Switches} \quad (3.7)$$

La cantidad de dispositivos Siprotec 4 Siemens en una topología de red en anillo está limitada a 34.

### 3.6 Protocolo de convergencia en topología de árbol (RSTP)

Es un protocolo desarrollado para evitar la formación de anillos de información, donde el mismo mensajes circula por el anillo sin detenerse, al haber más mensajes se satura el sistema. El protocolo RSTP convierte estos anillos en arquitecturas en árbol donde el mensaje sólo tiene un camino hasta su destino. Uno de los dispositivos se convierte en la “raíz” de la red. Una topología de anillo físico se convierte en una topología de árbol lógico por medio del protocolo RSTP [22].

Los switches Ruggedcom recomendados por la empresa Siemens para el uso en subestaciones utilizan el protocolo eRSTP (enhanced Rapid Spanning Tree Protocol), para disminuir el tiempo de recuperación después de fallos con el objetivo de adaptarse a los requerimientos de tiempo de recuperación en

subestaciones. Esta versión permite una mayor cantidad de dispositivos en la topología de anillo físico [23].

### 3.7 Esquemas de sincronización en las subestaciones eléctricas del ICE

Actualmente las subestaciones eléctricas del ICE utilizan dos esquemas de sincronización. Ambos están basados en la obtención de una referencia de tiempo del Sistema de Posicionamiento Global (GPS).

#### 3.7.1 Sincronización de subestaciones por medio del CENCE

El primer esquema se aplica en la sincronización de la Subestación Sabanilla por medio de un enlace de microondas, desde el Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) ubicado en San José. En la Fig. 3.3 se muestra un diagrama de este sistema.

El CENCE se comunica con la Unidad Central de la subestación por medio del protocolo IEC 60870-5-101.

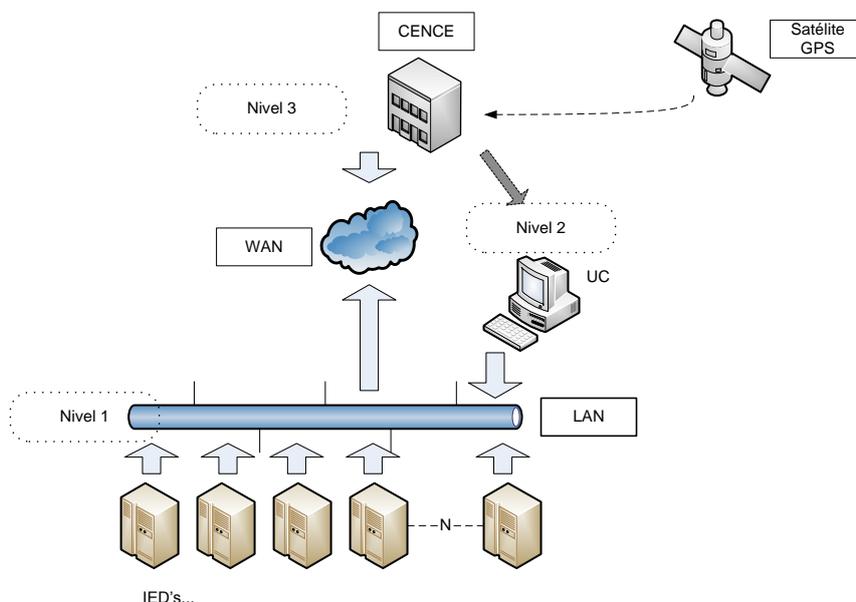


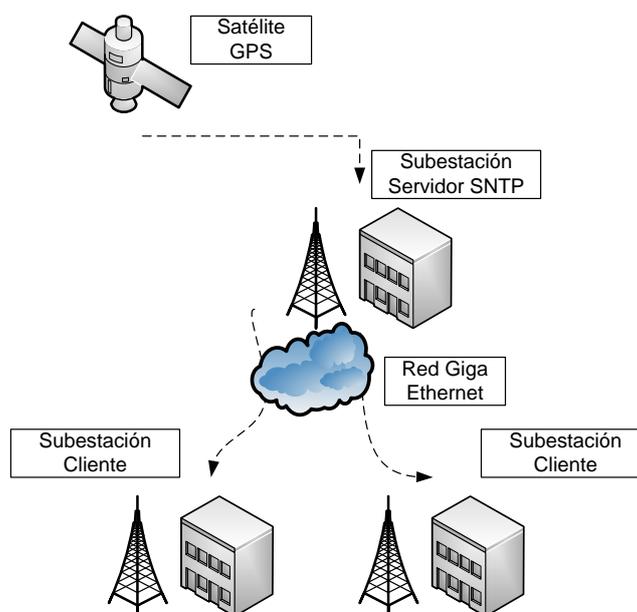
Figura 3.3 Sincronización de subestaciones desde el CENCE

Este sistema presenta la desventaja de pérdida del canal de comunicación. Debido a que los enlaces de microondas son afectados por condiciones climáticas. Además requieren de línea vista entre el receptor y el transmisor.

Genera dependencia del Nivel 1 de la subestación con el Nivel 3.

### 3.7.2 Sincronización de varias subestaciones por medio de un sistema GPS en una subestación

El segundo esquema implementando actualmente, utiliza una subestación como servidor-SNTP y sincroniza otras subestaciones. Como se muestra en el diagrama de la Fig. 3.4 corresponde a un sistema Servidor-Múltiples Clientes.



**Figura 3.4** Sincronización por medio de Subestación Servidor-SNTP

El departamento de Control de Subestaciones se encarga de implementar este esquema. Utiliza el dispositivo PCI-BUS Hopf6039 GPS descrito en el Anexo 3, conectado a la Unidad Central de la subestación principal.

La comunicación entre las subestaciones se realiza por medio de la Red Giga Ethernet del ICE, que intercomunica las subestaciones eléctricas.

Con un dispositivo de adquisición de tiempo se sincronizan un grupo de subestaciones.

La sincronización de los dispositivos del Nivel 1 de la subestación depende del funcionamiento de la Unidad Central en el Nivel 2 de la subestación principal.

Se corre el riesgo de perder la comunicación entre las subestaciones y se interrumpa la sincronización de los equipos del Nivel 1 en cada subestación-cliente.

## **Capítulo 4: Procedimiento metodológico**

En esta sección se identifican los procedimientos que realizaron para obtener las propuestas de solución del problema.

### **4.1 Reconocimiento y definición del problema**

En este proyecto se realizan procedimientos que permitan encontrar la solución al problema planteado en el Área de Protección y Medición.

Las características del problema y el entorno en que se desarrolla cuenta con la asesoría del Ingeniero Electricista, especialidad en Telecomunicaciones, Jeffrey Cordero, Coordinador del Comité Técnico Control de Normalización Sistemas de Control de Subestaciones, organización encargada de dictar la pauta del proceso de diseño de todas las subestaciones eléctricas del ICE. Por medio del Ing. Jeffrey Cordero se reconocen los antecedentes de los Sistemas de Automatización de Subestaciones en el ICE, la situación actual y los requerimientos a futuro.

La realización del proyecto requiere de investigar los equipos que se utilizan en subestaciones, las características básicas de los diferentes tipos de subestaciones que se pueden desarrollar, reconocimiento de las subestaciones del ICE en proceso de modernización, investigación de la arquitectura de comunicación actual en las subestaciones y la tendencia a nivel mundial en este aspecto, la investigación de los protocolos de comunicación en subestaciones eléctricas, sus características físicas y requerimientos. Además de las necesidades de los operadores y de los encargados del Comité Técnico de Control, se contó también de asesorías con Richard de la Unidad Regional Tarbaca, Nelson de la Unidad Regional Colima. Se investiga los esquemas de sincronización en subestaciones eléctricas, se cuenta con la asesoría del departamento de Control de Subestaciones, se identificaron los requerimientos y especificaciones del estándar IEC 61850. Parte del proyecto establece la utilización del estándar IEC 61850 en la formulación de una arquitectura de

comunicaciones para las subestaciones eléctricas del ICE, compuesta por una estructura de variables, el direccionamiento estandarizado de las variables, la topología de la red de comunicación y el sistema de sincronización de la subestación.

El problema es que se requiere una propuesta para la implementación de aspectos específicos del sistema de comunicaciones en la arquitectura de control de subestaciones eléctricas como parte de la normativa de diseño de los Sistemas de Automatización de Subestaciones del ICE.

## **4.2 Obtención y análisis de información**

Uno de los aspectos principales en el proceso de obtener y analizar información es la utilización de documentos desarrollados dentro del ICE relacionados con la asignación de variables en subestaciones.

Se utiliza los siguientes documentos en la conformación del Listado de variables requerido:

- Listado de señales de protección desarrollado por Richard Montero Sibaja, Unidad Regional Tarbaca, Área de Protección y Medición. Este documento proporciona información sobre variables utilizadas en subestaciones. Se aprovecha esta información para el desarrollo del Listado de variables y la estructura de direccionamiento.
- Listado de señales de indicación y mando basados en estándar IEC 60870-5-103. Por medio de este documento se obtiene información de las variables utilizadas en algunas subestaciones de la Región Central.
- Propuesta de “posibles señales disponibles” en la subestación Heredia formulada por el departamento Proceso Planeamiento y Despacho de Energía, CENCE. Con este documento se obtiene información de las variables de mayor interés para el CENCE.

- Listado de señales de indicación y mando de la subestación Escazú. Se utiliza este documento para identificar variables que se han utilizado en la subestación Escazú.

Se comparan estas propuestas y listados para determinar las variables obsoletas, las más importantes y las continuamente utilizadas.

Además se utiliza como referencia los planos de diseño de la subestación Heredia porque proporcionan información actual del uso de variables en una subestación en proceso de modernización.

En esta sección también se examinan los archivos de programación e implementación de equipos de protección de subestaciones de la Región Central. Con esta información se evalúan diseños de subestaciones anteriores respecto a la definición de señales en el sistema de automatización.

Se evaluaron los criterios de estandarización requeridos por el Ing. Jeffrey Cordero en la formulación de la Normativa para el Diseño de Subestaciones Eléctricas del ICE, para el desarrollo de una estructura de variables.

En el procedimiento de una propuesta de direccionamiento se requirió del análisis de varias fuentes bibliográficas, así como consultas con expertos y documentos de estandarización, a continuación las principales fuentes de información:

- Se realiza un análisis de la documentación de la norma IEC 61850 Redes y Sistemas de Comunicación. Esta normativa proporciona requerimientos en la conformación de un modelo funcional para cada variable, el cual se utiliza en la creación del sistema de direccionamiento de variables.
- Se investiga los sistemas implementados en varias subestaciones de la región central por medio del software DIGSI 4 Siemens, una herramienta

utilizada en la programación de equipos de subestaciones. Se aprovecha durante el proyecto para determinar los requerimientos de este software en la utilización del estándar IEC 61850 para definir variables, como para analizar arquitecturas de control implementadas en otras subestaciones del IEC. Además por medio de esta herramienta de software se estudian las capacidades de implementación del estándar IEC 61850 en los equipos protección Siemens, lo cual permite identificar requerimientos en la estructura de direccionamiento de las variables.

- Se utiliza el libro “Substation Automation Handbook”, el cual consiste en la descripción de los sistemas de automatización utilizados en subestaciones. Este texto es propiedad del ICE y fue proporcionado por el Ing. Jeffrey Cordero. Por medio de este texto se obtienen las estructuras básicas de transporte y distribución en subestaciones, los dispositivos fundamentales para el funcionamiento de una subestación, descripciones referentes a protocolos y aspectos relacionados a la utilización del estándar IEC 61850 en subestaciones eléctricas.
- Se evalúan los criterios proporcionados por el Ing. Jeffrey Cordero para generar un sistema de direccionamiento de variables, que tome en cuenta los siguientes aspectos, tendencia a diseño modular en subestaciones, estandarización de la arquitectura de control en subestaciones, dispositivos utilizados en subestaciones y jerarquía de señales en subestaciones.

En el aspecto de topologías de redes de comunicación en subestaciones se estudiaron y analizaron varias fuentes, principalmente:

- Se estudia el documento “*Definiciones y Conceptos Basicos para: Implementación de Sistemas de Automatización, Comunicación y Jerarquía de mando en subestaciones*” [2], preparado por el COMITÉ TECNICO DE NORMALIZACION SISTEMAS DE CONTROL DE SUBESTACIONES. Por medio de este documento se obtiene de forma general las características básicas de comunicación entre los niveles de las subestaciones.

- Se investiga los dispositivos que posee el ICE para la implementación de redes de comunicación en subestaciones. Se obtiene información de las características de comunicación de los equipos y como se implementarían en subestaciones eléctricas.
- Se analiza la implementación de sistemas de redes basadas en el estándar IEC 61850 en equipos de protección SIPROTEC 4 Siemens, por medio de los manuales *Ethernet & IEC 61850 Concepts, Implementation, Commissioning* [31] y *Ethernet Module EN100 for IEC 61850 with electrical / optical 100 MBit Interface* [22]. Con esta información se obtienen las condiciones que deben cumplir las topologías propuestas respecto a los equipos que posee el ICE
- Se determina la latencia en switch Ruggedcom, por medio de documentación propiedad del ICE, consistente en manuales y hojas de datos, debido a que estos equipos son los que posee el Área de Protección y Medición. Se analiza la latencia en redes de comunicación de subestaciones eléctricas por medio de la especificación IEC 61850-5 y documentos propiedad del ICE. Con estos datos se determina si el sistema propuesto cumple con los requerimientos del estándar IEC 61850
- Se analiza por medio de diagramas, las características de varios tipos de topologías de redes de comunicación en subestaciones eléctricas. Esto proporciona información sobre la redundancia en la transmisión de datos en las topologías propuestas.
- Se investiga el “Reporte de Desempeño para Switch Ruggedcom rsg2100”, realizado por la empresa KEMA N.B.V. [32], para determinar el comportamiento de los switches Ruggedcom frente al ruido por interferencia electromagnética en subestaciones y las restricciones correspondientes. Debe cumplir con los estándares específicos para el ambiente de subestaciones, según el mismo.
- Se hace una revisión de la *Propuesta de Redes de Control de Subestaciones Colima, Desamparados, Escazú, San Miguel* [33], preparada por el Área de Protección y Medición. Por medio de esta

propuesta se consideran criterios utilizados previamente, así como necesidades de comunicación en cada subestación.

La información anterior posibilita comparar las propuestas de topologías de red en la comunicación de los equipos de protección de subestaciones. Esta debe cumplir con las necesidades del Comité Técnico de Normalización Sistemas de Control de Subestaciones.

Para el desarrollo de la solución en el área de sincronización de subestaciones, el análisis de información se fundamentó en los siguientes aportes:

- Se consulta con ingenieros del departamento de Control de Subestaciones sobre las características y requerimientos de los sistemas de sincronización en subestaciones. Con este método se obtiene los esquemas utilizados actualmente por el ICE, así como los intereses de este departamento en la sincronización en subestaciones. En cada esquema se evalúa las características de sincronización para determinar cual cumple con la mayoría de criterios de diseño.
- Se investiga los protocolos de sincronización de redes utilizados en subestaciones eléctricas y los requerimientos de estos esquemas. Con estos datos se determina el protocolo de sincronización apropiado al área de subestaciones.
- Se investiga las características generales de los dispositivos utilizados en sincronización de subestaciones. Esto permite determinar cual dispositivo cumple la mayoría de criterios requeridos en la sincronización de equipos de protección en subestaciones.
- El software DIGSI 4 permite investigar sobre la implementación de un servidor-sntp en la arquitectura de control de subestaciones y que cumpla con el estándar IEC 61850.
- Se utiliza reportes informativos obtenidos de internet para determinar sistemas de sincronización en subestaciones que se utilicen en otros países, con el fin de compararlos con los esquemas utilizados actualmente por el ICE.

Se verifica que las características de los dispositivos de sincronización cumplan con especificaciones dadas en la norma IEC 61850. Además se verificó las alternativas y la propuesta final por medio de consultas con los ingenieros Jeffrey Cordero, Vladimir Chávez y Mario Villalobos.

### **4.3 Implementación de la solución**

Se formula una propuesta de los aspectos fundamentales en el sistema de comunicaciones de la arquitectura de control de subestaciones, orientada al diseño modular según las características funcionales de las subestaciones, requerimientos de los operadores, recomendaciones de expertos.

La solución obedece a los criterios siguientes:

- redundancia en la transmisión de datos
- tiempos de transferencia de información que cumplan con especificaciones del estándar IEC 61850
- diseño modular en subestaciones
- limitantes de los equipos de protección
- restricciones de software de programación de equipos de protección, independencia entre los niveles de las subestaciones
- limitantes de la infraestructura de comunicación
- características físicas de los equipos de transferencia de datos en el ambiente de subestaciones

La solución desarrollada consiste en varias etapas de una propuesta de estandarización de aspectos específicos de comunicaciones en la arquitectura de control de subestaciones del nivel de Bahía, compuesta por estructura de variables y direccionamiento, topología de red de comunicaciones y sistema de sincronización de dispositivos de protección.

La primera etapa consiste en determinar las categorías en las que se agrupan las variables utilizadas en las subestaciones eléctricas, según sus características funcionales. Esto permite que el diseño de una subestación se realice orientado al diseño modular y a la asignación de variables estandarizada. A partir del modelo funcional de la subestación se determina el conjunto de variables apropiado de cada módulo. Teniendo en cuenta los criterios de expertos en el diseño de subestaciones, se realizan modificaciones en los módulos propuestos, debido a que existen subestaciones con diferentes características funcionales. Esta propuesta se acoge como parte del documento Normalización Sistemas de Control de Subestaciones.

El segundo aspecto en la solución consiste en identificar los requerimientos y restricciones del estándar IEC 61850 para generar el modelo teórico de direccionamiento de cada variable, las limitantes reales se obtienen de las características de comunicación de los dispositivos de protección, la programación de comunicaciones por software. La síntesis de la propuesta toma en consideración las recomendaciones de expertos y los criterios para estandarización del diseño de las comunicaciones en la arquitectura de control en las subestaciones.

La siguiente parte de la solución corresponde a determinar los requisitos del estándar IEC 61850 para la comunicación entre dispositivos de la red de área local de la subestación. Esto se compara con el cálculo teórico del tiempo que dura la transmisión de mensajes en la red según las diferentes topologías que pueden ser implementadas en una subestación. Se determina el desempeño de las conexiones en fibra óptica con el cableado de cobre en los dispositivos de interconexión con los que cuenta el Área de Protección. Además se determina la capacidad del sistema para soportar el ambiente de interferencia electromagnética en subestaciones por medio de un reporte de desempeño realizado por una empresa consultora, principalmente se indica cual sistema presenta una mayor redundancia en redes de comunicación de subestaciones eléctricas. La propuesta de topología está conformada por los criterios anteriores.

En el siguiente procedimiento se identifica los esquemas de sincronización de los equipos de protección de subestaciones, según las características de infraestructura de comunicaciones que posee el ICE. Así como los dispositivos y protocolos que permitan la implementación de estos sistemas, se determina los criterios de diseño de los esquemas de sincronización en subestaciones, según recomendaciones de expertos, características del canal de comunicación de las señales de sincronización, además de comparar los costos de cada propuesta según la cantidad de dispositivos que se requiere en cada esquema y el precio de cada uno de los dispositivos de sincronización.

## **Capítulo 5: Descripción detallada de la solución**

En esta sección se describe el proceso llevado para determinar la solución a cada uno de los objetivos.

### **5.1 Modelo estandarizado de estructura de variables**

Para desarrollar esta etapa se requirió documentación utilizada previamente en el diseño de subestaciones eléctricas, como listados de señales y planos de diseño de subestaciones, así como consultas con expertos en el proceso de diseño en subestaciones.

Las referencias principales se obtuvieron de diseños de subestaciones de la región central contenidos en archivos de programación de *IED's*, por medio del software DIGSI Siemens.

En base a investigación de documentos internos del IEC y consultas con expertos se definieron los siguientes criterios:

- Diseño modular en subestaciones
- Tipos de subestaciones
- Jerarquía de mando en subestaciones
- Características funcionales de las variables
- Estandarización del nombramiento de variables

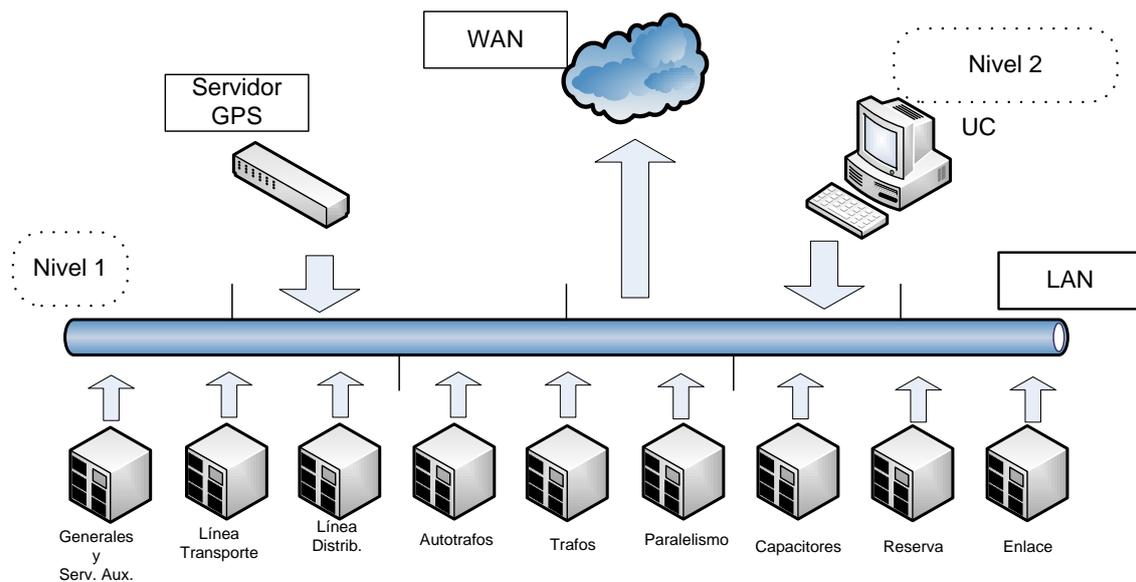
Tomando estos criterios, se analizan los sistemas utilizados anteriormente en subestaciones eléctricas de la región central.

Como muchas de estas subestaciones se desarrollaron por diferentes diseñadores sin tener definido una normativa para el diseño de la arquitectura de control, se debió identificar cuales funciones estaban obsoletas y la forma

en que se agrupaban las funciones. También se determinan las nuevas funciones que se requieren pero que no se habían implementado.

Se toman los módulos que se habían implementado en subestaciones como base en la formulación de módulos que cumplan los criterios anteriores. Varios de los nuevos módulos son el resultado de separar módulos que anteriormente mezclaban funciones. También se generan nuevos módulos que no se habían implementado anteriormente pero que son requisito para garantizar el diseño modular de las nuevas subestaciones.

En la Fig. 5.1 se muestra la implementación de los módulos funcionales de la subestación en el Nivel de Bahía de la subestación, además de los principales componentes que se interconectan a este nivel.



**Figura 5.1** Módulos propuestos en la estandarización del diseño en subestaciones

Es primordial en el proceso de estandarización del diseño de las subestaciones proponer una clasificación de funciones para cada módulo.

Con el material de referencia y las consultas a expertos se identifica las categorías usadas previamente en subestaciones de la región central. Como este proceso no se encontraba estandarizado, existen en las diferentes

subestaciones agrupaciones de funciones que no cumplen los criterios de esta sección.

Se procede a determinar las categorías de funciones apropiadas de cada módulo.

Se determinan cuatro grupos de funciones con los cuales estandarizar el uso de variables en el diseño de la subestación. Se toma en cuenta la información de las funciones implementadas anteriormente y los criterios indicados anteriormente. En la Tabla 5.1 se muestran las categorías propuestas.

**Tabla 5.1** Categorías de funciones propuestas en la subestación

| <b>Categorías</b>   |
|---------------------|
| Mandos e indicación |
| Jerarquía de Mando  |
| Enclavamientos      |
| Alarmas             |

Se toma en cuenta las limitantes del software de programación de los dispositivos de la subestación.

La clasificación de funciones está compuesta por grupos de variables utilizados anteriormente y grupos nuevos. Los grupos nuevos se originan de separar grupos viejos o de agrupar nuevas funciones.

Luego de formular los módulos de las subestaciones y la categoría de funciones respectivas, se requiere determinar las variables correspondientes a cada módulo. Esta estructura conforma la base del proceso de diseño de las comunicaciones de una subestación.

Previamente en el diseño de subestaciones, no se ha tenido una normativa para definir variables. En casos aislados de modernización de alguna de las

subestaciones se generó algún procedimiento, pero en general se encuentran variables con distintos nombres aunque representan lo mismo.

También se puede indicar que muchas funciones se han dejado de usar mientras que otras son nuevas. En otros casos las variables que se utilizaban eran indicadores para el operador de la subestación, pero han dejado de ser necesarias porque se busca reducir la participación del operador en el control de la subestación.

Se identifica el funcionamiento de los módulos de la subestación, a partir de este punto se determinan las variables de cada uno de estos módulos, eliminando las que se encuentran obsoletas y agregando nuevas variables que se requieren en la modernización de subestaciones.

Se genera un listado de todas las variables que se requieren, identificando cada módulo y la categoría correspondiente para agrupar las variables. El listado propuesta se encuentra en la sección 2 de los anexos.

## **5.2 Sistema de direccionamiento estandarizado de las variables de la subestación eléctrica**

Esta etapa se basa en la utilización de la norma IEC 61850 Sistemas y Redes de Comunicación, en el diseño de subestaciones eléctricas del ICE.

La documentación de la norma IEC 61850, reportes informativos obtenidos de internet, manuales de los dispositivos Siprotec 4 Siemens, consultas con expertos, software de diseño de subestaciones y libros de texto, conforman las referencias en la formulación de esta etapa.

En el desarrollo de esta parte del proyecto se definen los siguientes criterios.

- Restricciones del estándar IEC 61850
- Cantidad de variables

- Orientación al diseño modular
- Restricciones de software
- Ampliación futura de módulos y variables
- Estandarización del diseño de subestaciones

El primer criterio es el que define la conformación del modelo de la subestación basado en el estándar IEC 61850. Este se orienta a tratar todas las funciones de la subestación como objetos, compuestos por información sobre las características de la función. En base a estos objetos se desarrolla el sistema de direccionamiento.

Se toma en cuenta la etapa anterior que definió los módulos, categorías y variables de la subestación en la conformación de la estructura de direccionamiento basada en el estándar IEC 61850 y en la máxima cantidad de variables que se pueden utilizar. Este direccionamiento está basado en la implementación de Dispositivos Lógicos y Nodos Lógicos.

En este proceso se tiene en consideración las restricciones dadas por el software DigiSi 7 Siemens, utilizado en la programación de los dispositivos de la subestación. Debido a que este software define limitantes en la implementación del estándar IEC 61850 en sus equipos.

En el desarrollo de la solución se plantearon varias propuestas de direccionamiento y se analiza si cumplen con los criterios mencionados anteriormente.

Cada propuesta está basada en la estructura de datos del estándar IEC 61850, además se toman en cuenta las restricciones de software para definir el direccionamiento de cada propuesta.

En resumen se tiene la siguiente tabla que representa la estructura general del sistema de direccionamiento:

**Tabla 5.2** Estructura de direccionamiento

|    |         |          |        |    |        |
|----|---------|----------|--------|----|--------|
| LD | Prefijo | Clase LN | Sufijo | DO | Sufijo |
|----|---------|----------|--------|----|--------|

La tabla 5.2 muestra los componentes de la estructura de direccionamiento basado en el estándar IEC 61850, como se describe en la sección 3.2 del marco teórico.

### 5.2.1 Propuesta final de direccionamiento

La propuesta final consiste en un sistema de direccionamiento que cumpla con los requisitos descritos en la sección 5.2 y con las restricciones de software que se muestran en la Tabla 5.3.

**Tabla 5.3** Estructura de direccionamiento y restricciones

| LD                 | Prefijo-LN                             | Clase-LN           | Sufijo-LN                               | DO                 | Sufijo-DO                               |
|--------------------|--|--------------------|---|--------------------|---|
| <i>Por defecto</i> | <i>Usuario<br/>(texto<br/>6caract)</i> | <i>Por defecto</i> | <i>Usuario<br/>(número 1<br/>al 99)</i> | <i>Por defecto</i> | <i>Usuario<br/>(número 1<br/>al 64)</i> |

El direccionamiento se genera asignando el identificador respectivo a cada una de los componentes de la estructura de la Tabla 5.4.

La solución propuesta consiste en que el diseñador identifique cada variable con su apropiada dirección según la siguiente tabla:

**Tabla 5.4** Asignación de funciones a la estructura de variables

| <b>Prefijo-LN</b> | <b>Sufijo-LN</b> | <b>Sufijo-DO</b> |
|-------------------|------------------|------------------|
| <i>Categoría</i>  | <i>Módulo</i>    | <i>Variable</i>  |

Se describe el significado de los campos indicados en la Tabla 5.4.

- **Prefijo-LN:** se usa el prefijo para identificar las categorías de funciones de la subestación.

- **Sufijo-LN:** se usa el sufijo para identificar cada módulo en la subestación.
- **Sufijo-DO:** se usan los números del sufijo-DO para identificar cada una de las variables que se definen.

En el caso del Prefijo-LN la categoría de funciones, se representa con el término que se muestra la Tabla 5.5.

**Tabla 5.5** Definición de Prefijo-LN

| <b>Prefijo LN</b> | <b>Significado</b>    |
|-------------------|-----------------------|
| Jerarq            | Jerarquía de Mando    |
| ManInd            | Mandos e Indicaciones |
| Alarms            | Alarmas               |
| Enclav            | Enclavamientos        |

En el Prefijo-LN propuesto se utiliza la solución propuesta de la sección 5.1.

Se cumple con la restricción de software de utilizar un máximo de seis caracteres en el Prefijo-LN y permite que se puedan expandir las categorías creando nuevos términos de seis caracteres.

Se utiliza en esta propuesta el criterio de orientación al diseño modular, porque se usa el Prefijo-LN para indicar la categoría a la que pertenece la variable.

Para el caso del Sufijo-LN se representa un módulo de la subestación con un número. Se usan los números del 1 al 9 para identificar cada módulo.

**Tabla 5.6** Definición de Sufijo-LN

| <b>Sufijo LN</b> | <b>Significado</b>   |
|------------------|----------------------|
| 1                | Generales            |
| 2                | Servicios Auxiliares |
| 3                | Línea de Transporte  |
| 4                | Línea Distribución   |
| 5                | Autotransformador    |
| 6                | Trasformadores       |
| 7                | Paralelismo          |
| 8                | Capacitores          |
| 9                | Reserva              |
| 10               | Enlace               |

Se puede aumentar el número de módulos hasta una cantidad de 99, según la restricción de Sufijo-LN que se indica en la Tabla 5.6. Esto facilita futuras modernizaciones que requieran más módulos.

El Sufijo-LN permite identificar a que módulo pertenece cada variable.

Se utiliza el Sufijo-DO para asignar un número a cada variable. Las variables dentro de una misma categoría y módulo se identifican por medio del Sufijo-DO, que es un número entre el 1 y el 64.

En el caso de variables de interruptores y seccionadoras no se utiliza el Objeto de Datos (DO) ni el Sufijo-DO. No se requiere identificador para estas variables porque son muy pocas los interruptores y seccionadoras en subestaciones.

En cada variable la dirección describe su funcionalidad dentro de la subestación. Permite futuras ampliaciones de las categorías y de los módulos. Se aprovecha de forma eficiente las características del estándar IEC 61850 y las limitantes de software, mientras se cumplen los criterios de diseño.

### **5.3 Topología de red en las comunicaciones de la subestación eléctrica**

En la elaboración de esta parte del proyecto se utilizan documentos internos del ICE referentes a las redes de algunas subestaciones, manuales de los dispositivos de protección de subestaciones relacionados con redes de comunicación, restricciones de estándares de comunicación y estándares eléctricos, reportes informativos obtenidos de internet y reportes de desempeño realizados por empresas contratadas por el IEC en el área de subestaciones. Además es importante investigar sobre los dispositivos de comunicación y los equipos de protección. Estos dispositivos proporcionan restricciones y características necesarias para analizar el desempeño de una topología de red en subestaciones.

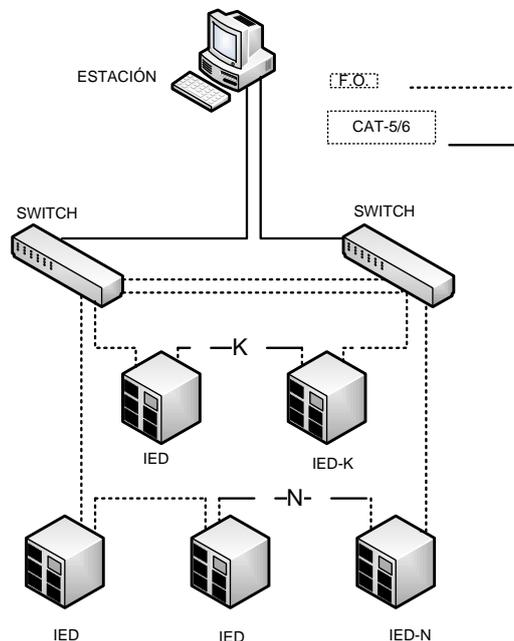
Existen varios criterios para analizar las topologías de red apropiadas en subestaciones:

- Redundancia en la topología de red
- Restricciones de tiempo en la transmisión de mensajes del estándar IEC 61850
- Latencia en la transmisión de mensajes en la red de área local
- Efectos del ruido por interferencia electromagnética en los canales de comunicación de la red de área local
- Costos de inversión y mantenimiento

Se analizan varias opciones de topologías de red. Se determina si estas configuraciones cumplen los criterios de diseño de subestaciones indicados anteriormente.

Se proponen dos opciones de topología de red que contienen las mejores características para el ambiente de subestaciones de acuerdo a los criterios anteriores.

### 5.3.1 Caso 1: Anillos Múltiples - Doble Switch con Anillo Redundante



**Figura 5.2** Diagrama topología Anillo Múltiple- Doble Switch con Anillo Redundante

La configuración Anillo Múltiple- Doble Switch con Anillo Redundante se basa en canal de comunicación de fibra óptica. El número de anillos en esta configuración está limitado por la cantidad máxima de dispositivos que se pueden utilizar.

Se utilizan varios anillos para mejorar la redundancia. Es necesario asegurar que el sistema de comunicaciones en el Nivel 1 de la subestación funcione en caso de fallos. En esta topología existen varios caminos para la transmisión de información. Esta característica asegura que el sistema soporte trabajar en condiciones difíciles.

La conexión entre los dispositivos de la red de área local se realiza con fibra óptica, con la ventaja que proporciona inmunidad frente a la interferencia electromagnética. Esto asegura que no se pierdan datos si las condiciones de ruido por interferencia electromagnética son excesivas.

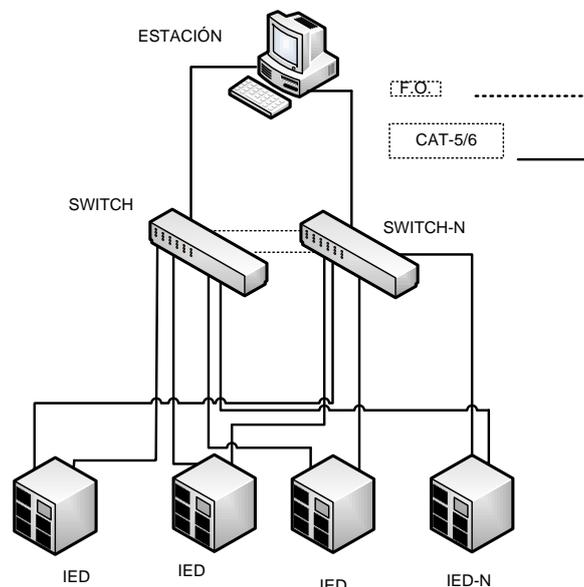
El doble anillo redundante asegura un mejor desempeño de las comunicaciones en el sistema.

Actualmente el ICE cuenta con switch Ruggedcom RSG 2100 para futuras pruebas de implementación en subestaciones.

Los switch que se utilizan en el área de subestaciones eléctricas cuentan con el protocolo eRSTP. Este protocolo asegura que el sistema se comporte como una topología de árbol lógico. Se evita que los mensajes se queden en un lazo y saturen la red. Utilizando varios anillos en la red de la subestación se reduce el tiempo de transmisión de un mensaje en la red.

Posee la desventaja de que el mantenimiento es más caro. Cuando se daña una parte de la fibra óptica, se requiere sustituir toda la línea. Los adaptadores para acoplar las líneas de fibra óptica son más caros.

### 5.3.2 Caso 2: Doble Estrella - Doble Switch con Anillo Redundante



**Figura 5.3** Diagrama topología Doble Estrella-Doble Switch con Anillo Redundante

Esta topología de red permite una comunicación redundante. Cada uno de los IED se conecta a los dos switch. Ambos dispositivos se comunican entre sí por un doble anillo de fibra óptica. Existen varios caminos que aseguran la comunicación entre los dispositivos.

Los retardos en la transmisión de mensajes es mínima. Debido a que la comunicación entre uno de los IED y el switch es directa. Se asegura que la transmisión de mensajes GOOSE cumpla la especificación IEC 61850-7-1.

Los puertos de comunicación entre los *IED's* y los switch son RJ-45. El cable de cobre utilizado es Categoría-5, que alcanza velocidades de 100 Mbps.

El mantenimiento de la red de área local en caso de daños o fallos es simple y los costos son reducidos. Los conectores son baratos y reemplazar secciones del cableado también es de bajos costos.

### **5.3.3 Propuesta de topología de red seleccionada**

Se escoge la propuesta del caso 2 en esta etapa del proyecto. Se comprueba que esta propuesta cumpla con las restricciones del estándar IEC 61850 y con los criterios requeridos en el diseño de los Sistemas de Automatización en Subestaciones.

## **5.4 Sistema de sincronización de subestaciones**

Se analizan varias propuestas de sincronización en subestaciones eléctricas.

Se requiere que la solución cumpla con los siguientes criterios:

- Orientación al diseño modular
- Sincronización de los dispositivos de Protección
- Independencia de niveles
- Sincronización de dispositivos por varias interfaces

- Independiente de fallos en otros dispositivos
- Comunicación por medio de varios protocolos
- Redundancia en la arquitectura de comunicación
- Costos de implementación

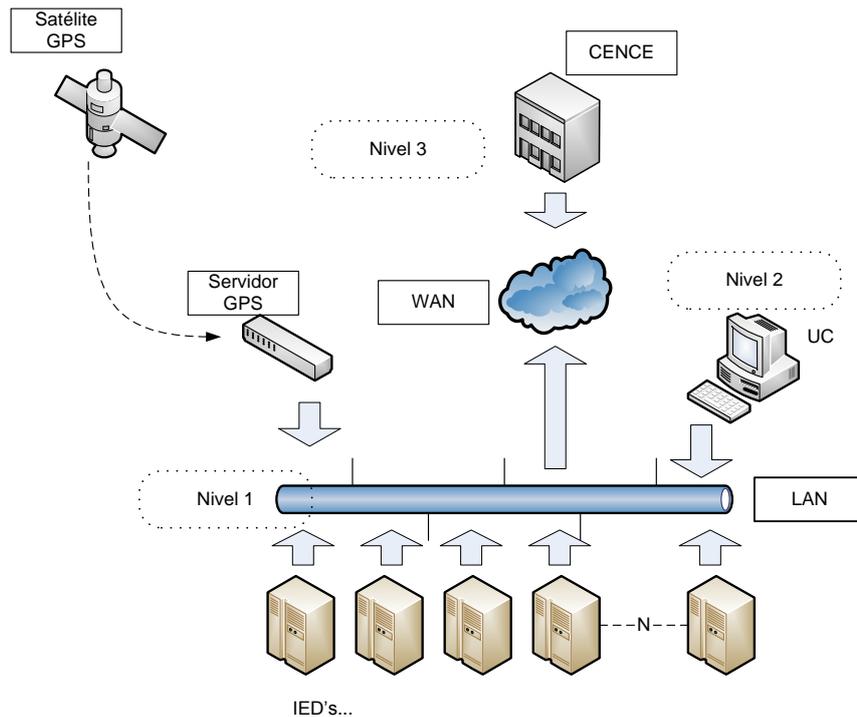
La solución se basa en la utilización del Sistema de Posicionamiento Global (GPS) para obtener una señal de tiempo precisa. Tiene la ventaja de que su precisión se encuentra en el rango de los nanosegundos y que se puede acceder a varios satélites con el equipo adecuado.

Se plantean dos propuestas principales para solucionar esta etapa del proyecto.

#### **5.4.1 Caso 1: Sincronización independiente de una subestación por medio de un servidor GPS**

En el diagrama de la Fig. 5.4 se muestra el esquema de sincronización del caso 1, dentro de la jerarquía de la arquitectura de control de la subestación.

En la solución se toma en cuenta la utilización del Servidor GPS Reason RT420. Este dispositivo es propiedad del ICE y se aprueba su utilización en futuras pruebas en el área de subestaciones. Este equipo sirve como referencia en el análisis y desarrollo de las alternativas de sincronización de esta sección.



**Figura 5.4** Sincronización independiente de una subestación por medio de un servidor GPS

Esta propuesta consiste en un Sistema de Sincronización independiente de cada una de las subestaciones por medio de un servidor externo GPS.

El protocolo de sincronización que se utiliza es SNTP, descrito en la sección 3.3.

Tanto el Servidor GPS como los dispositivos de Protección se encuentran en el Nivel 1 de la subestación.

Se utiliza un dispositivo de sincronización que cumple con las especificaciones IEC 61850-7-1 [12]. Se refieren a la utilización del protocolo SNTP en el sistema de comunicaciones de la subestación y de una referencia de tiempo basada en el sistema GPS.

El Servidor GPS funciona sin importar si hay fallos en el Nivel 2. Este dispositivo puede trabajar en redes de área local basadas tanto en topologías de anillo como topologías en estrella, porque cuenta con puertos de fibra óptica

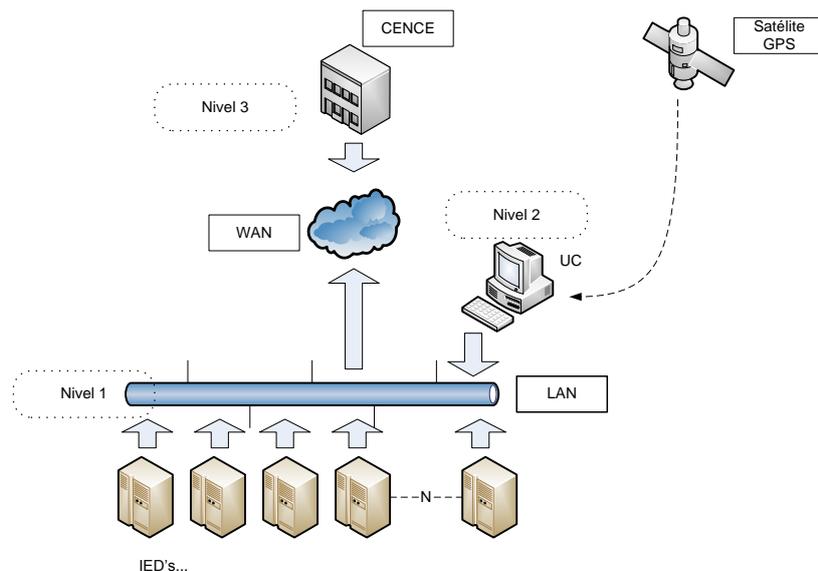
y puestos Ethernet RJ-45. Esto permite que pueda ser utilizado en diferentes tipos de subestaciones. Cuenta con salidas de señales eléctricas binarias que permite la sincronización de *IED's* que no cuenten con puertos de fibra óptica o puertos Ethernet RJ-45. El Servidor GPS cuenta con su propia fuente de alimentación. Cada subestación cuenta con su propio Servidor GPS.

La utilización de este esquema en el Nivel 1 de la subestación asegura que el dispositivo de sincronización se encuentra en la red de área local redundante propuesta en la sección 5.3.

La comunicación lógica del Servidor GPS con los otros dispositivos de la red de área local se realiza por medio del software DIGSI 7 Siemens. Se crea un servidor SNTP virtual al que se le asigna una dirección IP. La dirección IP también se debe programar en el dispositivo propiamente. Así se indica el origen de la fuente de tiempo que obtiene el Servidor SNTP.

#### 5.4.2 Caso 2: Sincronización independiente de cada una de las subestaciones por medio de una tarjeta PCI para adquisición de fuente de tiempo GPS en la Unidad Central

El esquema de sincronización del caso 2 se muestra en la siguiente Fig. 5.5:



**Figura 5.5** Sincronización de una subestación por medio de una tarjeta PCI para adquisición de fuente de tiempo GPS, en la Unidad Central

En el Nivel 2 de la Subestación se encuentra la Unidad Central (UC), esta tiene conexión a la red de área local de la subestación y también se puede acceder desde el Nivel 3.

El sistema de adquisición de tiempo GPS consiste en una tarjeta PCI insertada en la UC. Por medio de la UC se proporciona la señal de sincronización de los dispositivos de la subestación. Como la UC tiene conexión la arquitectura de comunicaciones del Nivel 3, se puede realizar sincronización de otras subestaciones desde la UC. La tarjeta PCI utiliza el protocolo SNTP, descrito en la sección 3.3.

El departamento de Control de Subestaciones, encargado del Nivel 2 de las subestaciones del ICE, ha utilizado el dispositivo Receptor GPS Hopf6039, descrito en la sección 3.8. Este dispositivo cuenta con puerto serial para su comunicación y programación.

#### **5.4.3 Propuesta de sincronización de subestaciones eléctricas seleccionada**

Se decide que la propuesta del caso 1 de sincronización, descrito en la sección 5.4.1, es la alternativa correcta para sincronización de la arquitectura de control de las subestaciones del ICE.

## Capítulo 6: Análisis y Resultados

En este capítulo se encuentran los resultados de cada una de las etapas propuestas en este proyecto. Luego se analiza estos resultados. Este proyecto es una parte del proceso de mejoramiento del Sistema de Automatización de Subestaciones del ICE. Cada uno de las propuestas se incorpora en la normativa de diseño de subestaciones eléctricas desarrollada por el Área de Protección y Medición.

### 6.1 Análisis y resultados Estructura de variables estandarizada

Se muestran en la Tabla 6.1 los criterios que cumple la propuesta de estructura de variables.

**Tabla 6.1** Criterios para desarrollar la estructura de variables

| <b>Criterios</b>                              | <b>Propuesta</b> |
|---|------------------|
| Diseño Modular en Subestaciones               | sí               |
| Tipos de subestaciones                        | sí               |
| Jerarquía de control en subestaciones         | sí               |
| Características funcionales de las variables  | sí               |
| Estandarización del nombramiento de variables | sí               |
| Restricciones de software                     | sí               |

La Tabla 6.1 muestra los criterios que se utilizaron para generar la Estructura de Variables que se requiere estandarizar en el diseño de la arquitectura de control de las subestaciones eléctricas del ICE.

La solución descrita en la sección 5.1 identifica cada módulo que se requiere en una subestación. Esto cumple con el criterio de Diseño Modular en Subestaciones de la Tabla 6.1.

Además toma en cuenta que existen distintos tipos de subestaciones para generar la estructura de variables. Por ejemplo, subestaciones de distribución

que no requieren el Módulo Línea de Transmisión pero si se requieren en subestaciones de transmisión.

Se cumple con el criterio de Jerarquía de Control en Subestaciones para agrupar las variables en categorías según las prioridades de las variables como muestra la Tabla 5.1 en la descripción de la solución de esta etapa del proyecto.

- La categoría Mandos e Indicación corresponde a señales de control de interruptores y seccionadoras.
- La categoría Jerarquía de Mando consiste en señales para habilitación Local/Remota de interruptores, seccionadoras, cambiadores de Taps y Unidades de Control de Bahía.
- La categoría Enclavamientos son señales de seguridad que controlan la habilitación de las líneas de transmisión de electricidad de la subestación.
- La categoría Alarmas consiste de todas las señales que indican cambios en el sistema eléctrico y requieren atención por parte del Operador de la subestación.

Las variables que se crean y se estandarizan, como se muestra en la Lista de Variables de Diseño de Subestaciones Eléctricas de la sección 2 de los Anexos, Las variables que comparten funcionalidades semejantes se agrupan para conformar las categorías, se cumple con el criterio de Características Funcionales de las Variables.

A cada variable se le asigna un nombre y un significado con las restricciones que se indican en la Tabla 6.2. Estas restricciones están definidas por el software de diseño de subestaciones DIGSI 7.0 Siemens.

La siguiente tabla indica estructura que conforma a cada variable en el diseño de la subestación.

**Tabla 6.2** Estructura de cada variable

| <b>Nombre</b>              | <b>Significado</b>                              |
|----------------------------|---|
| Código (máx. 9 caracteres) | Descripción de la variable (máx. 68 caracteres) |

La Lista de Variables de Diseño de Subestaciones Eléctricas de la sección 2 de los anexos, estandariza el nombre y significado de cada variable.

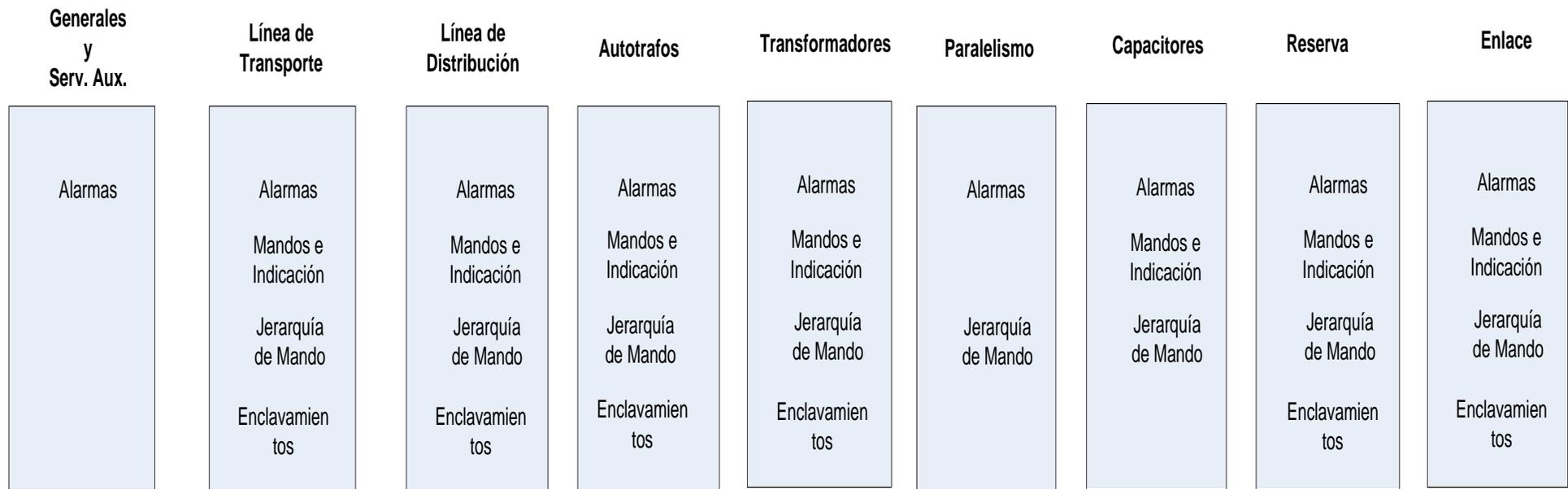
El diagrama de bloques en la Fig. 6.1 muestra la distribución de módulos y categorías de variables en la subestación. Cada uno de los módulos corresponde a un Dispositivo Electrónico Inteligente (IED), como se les denomina a los equipos de protección y control en el ambiente de subestaciones eléctricas. En cada uno de los módulos las características funcionales son distintas, en este proyecto se identifica las variables correspondientes para cada módulo y las categorías de funciones respectivas, como se muestra en la Fig. 6.1.

En el caso del módulo Generales y Servicios Auxiliares solo se realizan señales de alarmas. Es un módulo que anteriormente no existía, las variables de alarmas se compartían en otros módulos. Se toma en cuenta la tendencia a diseño modular en subestaciones para plantear un módulo dedicado a señales de alarmas generales y de servicios auxiliares.

Las alarmas generales son las principales a las que debe poder acceder el operador. Las alarmas de servicios auxiliares son las que utilizan los equipos de baterías y alimentaciones de corriente directa, usadas para respaldar en caso de fallos eléctricos.

Esta solución es aceptada por el asesor Ing. Jeffrey Cordero y por el Comité Técnico de Normalización de Subestaciones para la estandarización del diseño de subestaciones eléctricas.

Se aprueba el listado de variables como parte del desarrollo de la normativa *“Implementación de Sistemas de Automatización, Comunicación y Jerarquía de mando en subestaciones”* [2].



**Figura 6.1** Categorías de funciones en cada módulo propuesto en la subestación

## 6.2 Análisis y resultados del Sistema de direccionamiento estandarizado de las variables de la subestación eléctrica

La propuesta elegida en el Sistema de Direccionamiento Estandarizado de las Variables de la Subestación cumple con los siguientes criterios.

**Tabla 6.3** Criterios que cumple la propuesta de direccionamiento

| <b>Criterios</b>                            | <b>Propuesta</b> |
|---|------------------|
| Restricciones del estándar IEC 61850        | sí               |
| Cantidad de variables                       | sí               |
| Diseño modular                              | sí               |
| Restricciones de software                   | sí               |
| Ampliación futura de módulos y variables    | sí               |
| Estandarización del diseño de subestaciones | sí               |

La solución propuesta en la sección 5.2 cumple con los criterios de la Tabla 6.3. Se toma en cuenta las restricciones dadas por el estándar IEC 61850 para la utilización de Nodos Lógicos y sus componentes.

Las Clases de Nodo Lógicos que se utilizan en las variables de la subestación que el usuario puede modificar se indican en la Tabla 6.4.

**Tabla 6.4** Clase Nodo Lógico en las variables de la subestación [15]

| <b>Clase Nodo Lógico</b> | <b>Descripción</b>       |
|--------------------------|--------------------------|
| GGIO                     | VARIABLES Entrada/Salida |
| XSWI                     | Seccionadoras            |
| XCBR                     | Interruptores            |

Estos Nodos Lógicos se encuentran definidos en la especificación IEC 61850-5. Se utiliza estos Nodos Lógicos por medio del software DIGSI 4 Siemens.

En la Tabla 6.5 se muestra el direccionamiento propuesto para identificar cada variable por módulos y por categoría de funciones.

Aunque físicamente comparten el mismo dispositivo la dirección correspondiente a cada uno es diferente, teniendo en cuenta el criterio de Diseño Modular en subestaciones. Esto permite que en futuras implementaciones se contemple un módulo físico independiente para cada uno de estos dos módulos.

El Nodo Lógico de cada variable consiste del Prefijo-LN, la clase LN y el Sufijo-LN.

El Objeto de Datos está predefinido por software. Como se muestra en la Tabla 6.5 se utilizan dos tipos de Objetos de Datos, SP (Single Point) para variables simples, que son señales que indican dos estados, mientras que las DP (Double Point) son variables que verifican dos estados al mismo tiempo.

**Tabla 6.5** Sistema de Direccionamiento estandarizado de las variables de la subestación eléctrica por módulo

| <b>Módulo</b>           | <b>LD</b> | <b>Prefijo-LN</b> | <b>Clase-LN</b> | <b>Sufijo-LN</b> | <b>DO</b> | <b>Sufijo DO</b> |
|-------------------------|-----------|-------------------|-----------------|------------------|-----------|------------------|
| <b>Generales</b>        | CTRL      | Alarms            | GGIO            | 1                | SP        | #                |
| <b>Serv. Auxiliares</b> | CTRL      | Alarms            | GGIO            | 2                | SP        | #                |
| <b>L.T.</b>             | CTRL      | Alarms            | GGIO            | 3                | SP        | #                |
|                         | CTRL      | Jerarq            | GGIO            | 3                | SP        | #                |
|                         | CTRL      | ManInd            | XCBR/XSWI       | 3                | DP        | #                |
|                         | CTRL      | Enclav            | GGIO            | 3                | SP        | #                |
| <b>L.D.</b>             | CTRL      | Alarms            | GGIO            | 4                | SP        | #                |
|                         | CTRL      | Jerarq            | GGIO            | 4                | SP        | #                |
|                         | CTRL      | ManInd            | XCBR/XSWI       | 4                | DP        | #                |
|                         | CTRL      | Enclav            | GGIO            | 4                | SP        | #                |
| <b>Autotrafo</b>        | CTRL      | Alarms            | GGIO            | 5                | SP        | #                |
|                         | CTRL      | Jerarq            | GGIO            | 5                | SP        | #                |
|                         | CTRL      | ManInd            | XCBR/XSWI       | 5                | DP        | #                |
|                         | CTRL      | Enclav            | GGIO            | 5                | SP        | #                |
| <b>Transformadores</b>  | CTRL      | Alarms            | GGIO            | 6                | SP        | #                |
|                         | CTRL      | Jerarq            | GGIO            | 6                | SP        | #                |
|                         | CTRL      | ManInd            | XCBR/XSWI       | 6                | DP        | #                |
|                         | CTRL      | Enclav            | GGIO            | 6                | SP        | #                |
| <b>Paralelismo</b>      | CTRL      | Alarms            | GGIO            | 7                | SP        | #                |
|                         | CTRL      | Jerarq            | GGIO            | 7                | SP        | #                |
| <b>Capacitores</b>      | CTRL      | Alarms            | GGIO            | 8                | SP        | #                |
|                         | CTRL      | Jerarq            | GGIO            | 8                | SP        | #                |
|                         | CTRL      | ManInd            | XCBR/XSWI       | 8                | DP        | #                |
| <b>Reserva</b>          | CTRL      | Alarms            | GGIO            | 9                | SP        | #                |
|                         | CTRL      | Jerarq            | GGIO            | 9                | SP        | #                |
|                         | CTRL      | ManInd            | XCBR/XSWI       | 9                | DP        | #                |
|                         | CTRL      | Enclav            | GGIO            | 9                | SP        | #                |
| <b>Enlace</b>           | CTRL      | Alarms            | GGIO            | 10               | SP        | #                |
|                         | CTRL      | Jerarq            | GGIO            | 10               | SP        | #                |
|                         | CTRL      | ManInd            | XCBR/XSWI       | 10               | DP        | #                |
|                         | CTRL      | Enclav            | GGIO            | 10               | SP        | #                |

Este sistema de direccionamiento permite que el diseñador y el operador puedan identificar la categoría de la variable por medio del Prefijo-LN. Como este dato se encuentra compuesto por seis caracteres, permite que se puedan agregar categorías de funciones en el futuro.

Entre las alternativas se hizo el planteamiento de utilizar el Prefijo-LN para escribir un texto correspondiente al nombre de la variable, pero esto impide la

orientación al diseño modular de subestaciones. Porque se limitaría la capacidad de identificar a la variable como parte de un dispositivo en la arquitectura de control de la subestación.

La utilización del Sufijo-LN permite identificar el módulo respectivo al que pertenece la variable. Esto permite que se puedan agregar más módulos en el futuro.

La restricción de software limita los números que se pueden emplear en el Sufijo-LN del 1 al 99. Se asegura que siempre exista un número para cada módulo.

Con el Sufijo-DO se identifica cada variable, con un número del 1 al 64. Para cada categoría existe la posibilidad de tener 64 variables. De esta forma se asegura la identificación de cada variable en cada módulo, debido a que la cantidad máxima de variables por categoría es de 17 variables.

La combinación de Prefijo-LN y Sufijo-LN permite identificar cada variable respecto al funcionamiento que esta desempeña en la subestación.

Otras posibilidades de uso del Prefijo-LN y el Sufijo-LN lo utilizarían como parte del nombre de la variable y no de los módulos funcionales en que se encuentran.

Un Nodo Lógico para representar cada categoría de variables y el módulo respectivo.

Este sistema de direccionamiento permite la estandarización del proceso de diseño de la subestación porque define como el diseñador define la dirección de cada variable en la arquitectura de control de la subestación.

Esta propuesta se integra en la normativa “Implementación de Sistemas de Automatización, Comunicación y Jerarquía de mando en subestaciones” [2].

Este sistema de direccionamiento se basa en el modelo de comunicación del Estándar IEC 61850 descrito en la sección 3.3.

Tiene la ventaja de que permite la transmisión de mensajes GOOSE. Este tipo de mensajes se transmiten, por medio de la red de área local, entre los dispositivos de la subestación. Los protocolos de comunicación anteriores al estándar IEC 61850 no realizan transmisión de mensajes entre los IED's, solo permiten el envío de señales binarias.

La utilización de un sistema de direccionamiento estandarizado permite la interoperabilidad con dispositivos de otros fabricantes que cumplan con los requisitos del estándar IEC 61850. Esto facilita la integración de diferentes dispositivos con el fin de disminuir costos en futuras modernizaciones.

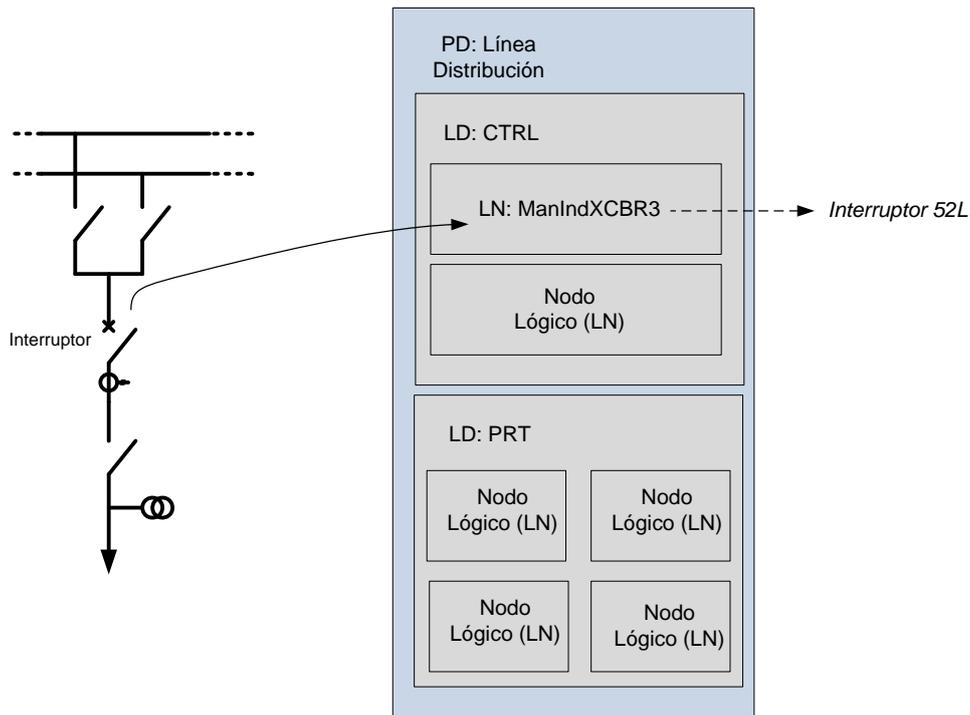
El diseñador de la subestación tiene la ventaja de que puede elegir entre dispositivos de diversos fabricantes de acuerdo a costos y desempeño. Con la seguridad de que van a funcionar bajo el mismo protocolo y de que se pueden comunicar entre ellos por mensajes GOOSE.

### **Ejemplo:**

Función del Interruptor de Línea de Transmisión Interruptor 52L.

Dirección: CTRL/ManIndXCBR3/DP1

Este ejemplo se describe en la Fig. 6.2. En el patio de la subestación se encuentra un dispositivo Interruptor, el Dispositivo Físico corresponde al Módulo Línea de Distribución, el Dispositivo Lógico realiza funciones de Control (CTRL), el Nodo Lógico contiene la dirección que identifica la categoría y módulo de la variable.



**Figura 6.2** Nodo Lógico para variable de Interruptor 52L

Cada variable tiene una representación de Nodo Lógico semejante a la descripción de la Figura 6.2.

### **6.3 Análisis y resultados de Topología de red en el sistema de comunicaciones de la subestación eléctrica**

Se analiza las propuestas elaboradas en la sección 5.3 para determinar la validez de la solución escogida.

#### **6.3.1 Criterios de diseño de topología de red**

Se evalúa los siguientes criterios en las alternativas de la sección 5.3, donde el caso 1 corresponde a la topología Anillo Múltiple- Switch con Anillo redundante, el caso 2 corresponde a la topología Estrella Doble- Switch con Anillo Redundante:

**Tabla 6.6** Comparación de características de cada topología en la sección 5.3

| <b>Criterios</b>  | <b>Caso 1</b> | <b>Caso 2</b> |
|---|---------------|---------------|
| Redundancia en la topología de red  | sí            | sí            |
| Restricciones de tiempo en la transmisión de mensajes del estándar IEC 61850                              | sí            | sí            |
| Latencia en la transmisión de mensajes en la red de área local  | sí            | sí            |
| Inmune al ruido por interferencia electromagnética en los canales de comunicación de la red de área local | sí            | sí            |
| Bajo Costo de inversión   | sí            | sí            |
| Bajo Costo de mantenimiento   | no            | sí            |

Ambas topologías se plantean con switch RSG 2100 Ruggedcom.

### **6.3.2 Redundancia en la topología de red**

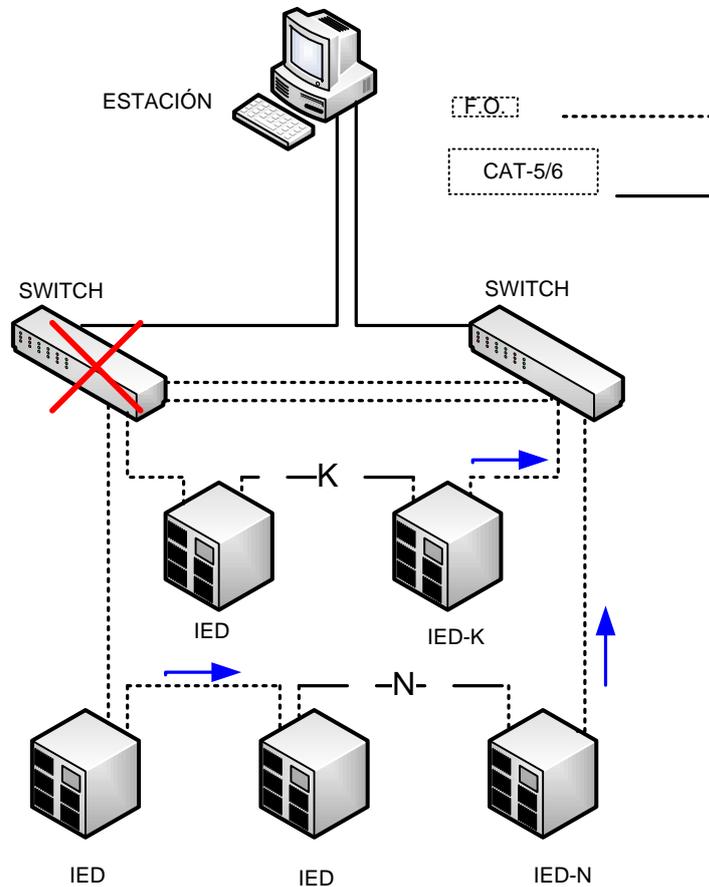
Se analiza la redundancia en el envío de datos en las topologías de red propuestas en la sección 5.3. Este criterio garantiza que la comunicación entre el Nivel 1 y el Nivel 2 de la subestación no se interrumpan. Además se asegura que la comunicación entre los dispositivos del Nivel 1 funcione adecuadamente.

Una topología redundante ofrece la capacidad de que se puedan enfrentar varios fallos de comunicación en las conexiones de la red sin impedir la transmisión de mensajes.

En ambas topologías se utilizan dos switch para respaldar que la información llegue a su destino en caso de fallos. Por medio de un doble anillo de fibra óptica entre los switch.

Para el caso 1, descrito en la sección 5.3.1, si falla un switch la transmisión de mensajes no se interrumpe, como se muestra en la Fig. 6.3. La comunicación se mantiene por medio del segundo switch. Aunque la configuración en anillos múltiples desaparece, la transmisión de mensajes continúa por medio de una red en configuración árbol, en cada una de las vías.

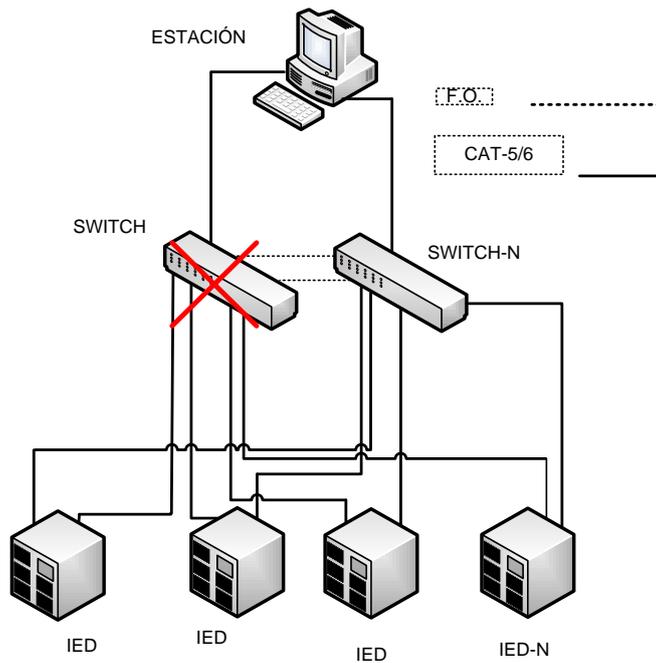
El protocolo RSTP permite la recuperación de la red en un tiempo menor a 5 ms, según especificaciones del fabricante.



**Figura 6.3** Fallo en switch en la topología del caso 1

El caso crítico se da al fallar ambos switch porque el funcionamiento de la red se interrumpe.

En el caso 2, descrito en la sección 5.3.2, si falla un switch la red continúa funcionando por medio del otro switch, como se indica en la Fig. 6.4.

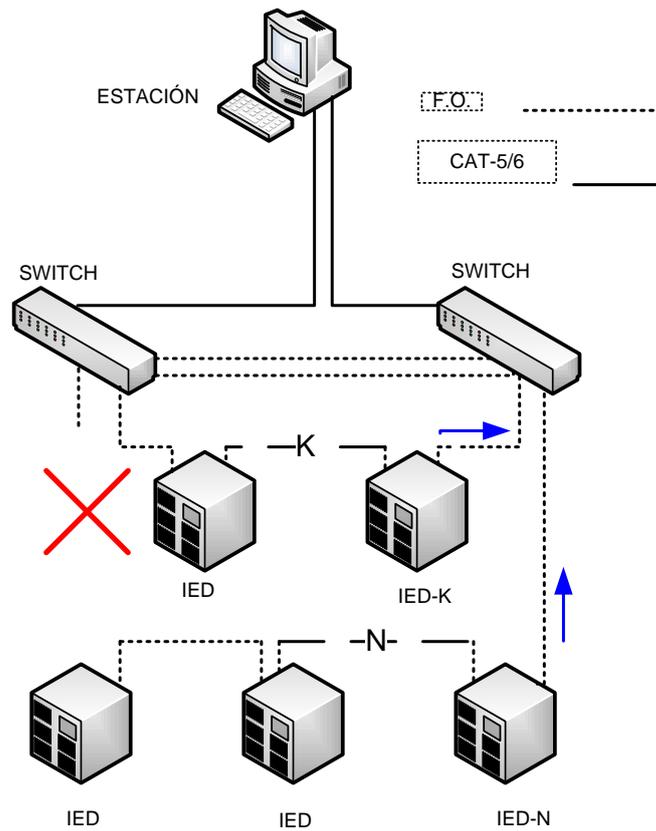


**Figura 6.4** Fallo en switch en la topología del caso 2

En esta topología también se interrumpe el funcionamiento de la red si fallan ambos switch.

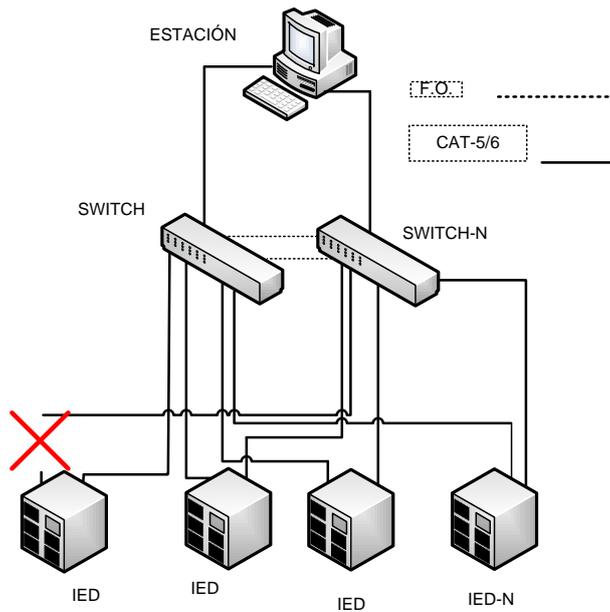
En ambos casos se asegura un esquema de comunicación redundante debido a que es difícil que fallen ambos switch al mismo tiempo.

En el caso 1, si falla un enlace en la red, el anillo lógico se interrumpe. La comunicación no se interrumpe porque se convierte en una configuración en árbol por medio del protocolo RSTP. Esta configuración proporciona redundancia en la transmisión de mensajes.



**Figura 6.5** Fallo en un enlace en la topología del caso 1

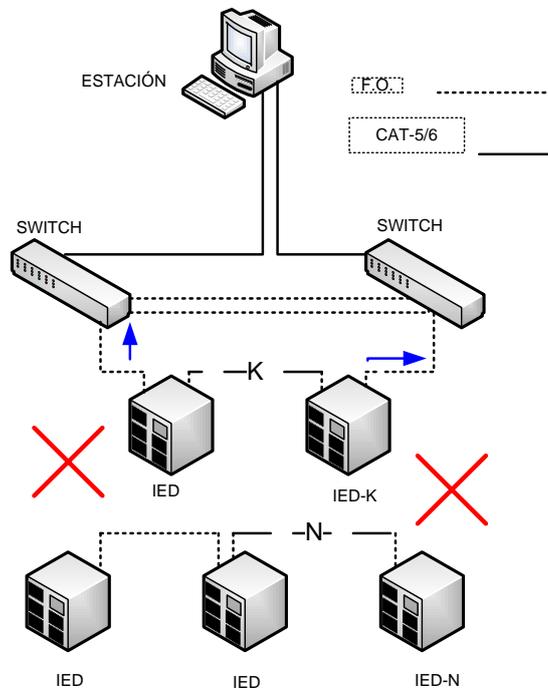
Si falla un enlace en la configuración de red del caso 2, el IED se sigue comunicando por medio del otro enlace. Como se muestra en la Fig. 6.6. En esta topología se asegura redundancia con un enlace de comunicación entre el IED y cada uno de los switch.



**Figura 6.6** Fallo en un enlace en la topología del caso 1

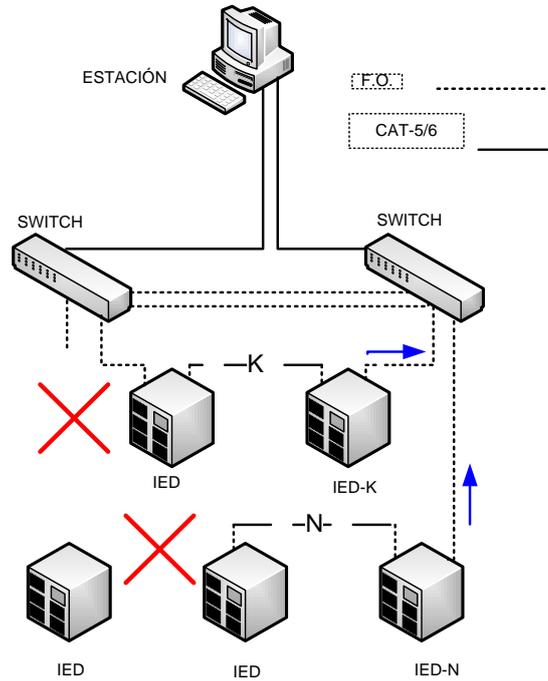
Si se dan dos fallos en el caso 1, en los enlaces o en los dispositivos de los anillos se pueden dar tres situaciones:

- Se interrumpe la comunicación de uno de los anillos como se muestra en la Fig. 6.7.



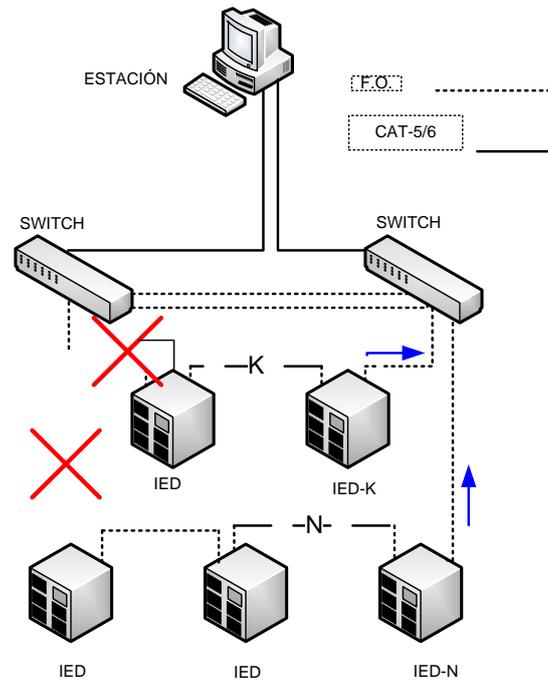
**Figura 6.7** Fallo en dos enlaces en uno de los anillos en la topología del caso 1

- Se interrumpe la comunicación de un IED con el resto de la red como en la Fig.6.8.



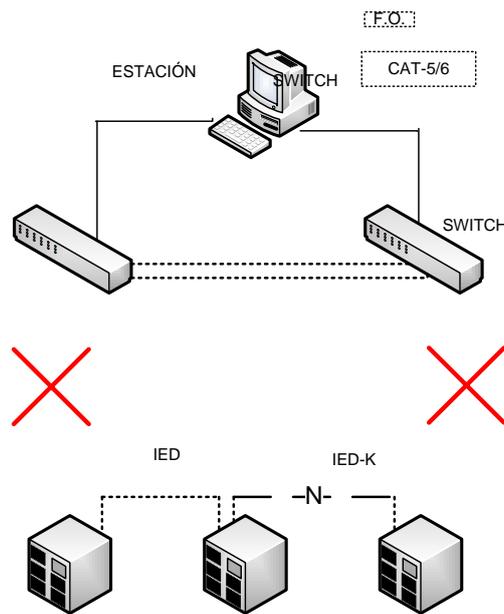
**Figura 6.8** Fallo de enlace de un IED con la red del caso 1

- Se pierden los enlaces de dos anillos, pero los dispositivos mantienen su comunicación en la red por medio de una configuración en árbol. Como se muestra en la Fig. 6.9.



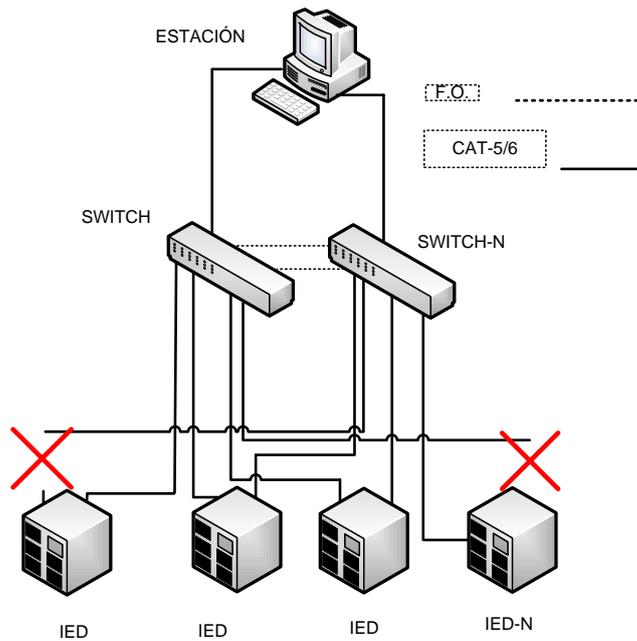
**Figura 6.9** Fallo de dos enlaces en anillos de la red del caso 1

En los tres casos anteriores la configuración con múltiples anillos permite que una parte de los dispositivos de la red continúen transmitiendo la información. Si la configuración de la red estuviera conformada por un solo anillo, dos fallos en los enlaces interrumpirían la comunicación de varios de los dispositivos conectados a la red, en el caso crítico se pierde toda la red como se muestra en la Fig. 6.10. El caso crítico en la configuración del caso 1 corresponde al diagrama de la Fig. 6.6, donde se pierde uno de los anillos, con la ventaja que los otros anillos funcionan.



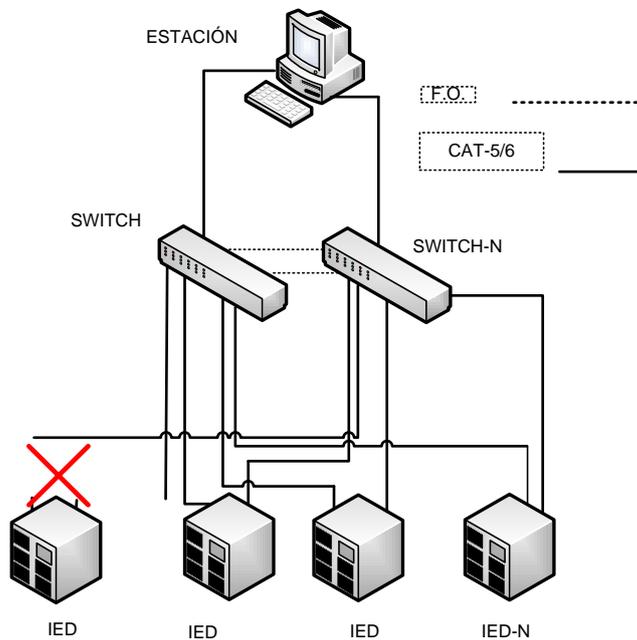
**Figura 6.10** Fallo de dos enlaces en topología de anillo simple

En el caso 2, al fallar dos enlaces en la red, la comunicación de los dispositivos se mantiene como se muestra en la Fig. 6.11.



**Figura 6.11** Fallo de dos enlaces en topología del caso 2

El caso crítico se presenta si los dos fallos se dan en el enlace doble de un IED como en el diagrama de la Fig. 6.12.



**Figura 6.12** Fallo de dos enlaces en un IED en la topología del caso 2

Se pierden los dos enlaces de comunicación del IED con la red. Pero tiene la ventaja de que sólo se afecta uno de los IED, mientras que en la topología del caso 1, se pierde uno de los anillos.

Si se dan más de dos fallos en cada una de las topologías propuestas, la que presenta mayor redundancia es la topología del caso 2.

### 6.3.2 Latencia en la topología de red

Se analiza si las topologías propuestas cumplen con los requerimientos de tiempo en la transmisión de mensajes GOOSE.

La especificación IEC 61850-8-1 indica los tiempos de transmisión de los mensajes GOOSE.

En el caso de la topología de la sección 5.3.1, se calcula la latencia para cada uno de los anillos y este valor deber ser inferior a 3 ms, que es el tiempo máximo en la transmisión de mensajes GOOSE.

En base a la ecuación (3.6).se determina que la latencia total de cada anillo es:

$$L_1 = (L_{SF} + L_{SW} + L_{WL} + L_Q) \cdot N_1$$

$$L_2 = (L_{SF} + L_{SW} + L_{WL} + L_Q) \cdot N_2$$

$$L_k = (L_{SF} + L_{SW} + L_{WL} + L_Q) \cdot N_k$$

$N_k$ : cantidad de dispositivos en cada anillo.

k: cantidad de anillos en la red.

La latencia máxima en esta topología corresponde al anillo que contenga más dispositivos.

$$L_{km\acute{a}x} = (L_{SF} + L_{SW} + L_{WL} + L_Q) \cdot N_{km\acute{a}x}$$

En una configuración anillo simple el total de dispositivos correspondería a:

$$N = N_1 + N_2 \cdots + N_{km\acute{a}x}$$

La latencia correspondiente:

$$L_{anillo\ simple} = (L_{SF} + L_{SW} + L_{WL} + L_Q) \cdot N$$

$$L_{anillo\ simple} = (L_{SF} + L_{SW} + L_{WL} + L_Q) \cdot N_1 + N_2 \cdots + N_{km\acute{a}x}$$

Esto quiere decir que la latencia en Anillo Múltiple – Doble *Switch* con Anillo Redundante, es menor que la latencia en una configuración de anillo simple.

$$L_{anillo\ simple} > L_{km\acute{a}x}$$

$$N_1 + N_2 \cdots + N_{km\acute{a}x} > N_{km\acute{a}x}$$

Se requiere cumplir con la restricción de tiempo de 3 ms, en la transmisión de mensajes GOOSE.

En el Anexo 1 se obtuvo que la latencia total en el *switch*:

$$L_{Switch} = L_{SF} + L_{SW} + L_{WL} + L_Q = 235\mu s$$

Se despeja la ecuación 3.6 para determinar la cantidad máxima de dispositivos en un anillo que cumplan con la restricción de 3ms.

$$3ms \geq 235\mu s \cdot N'$$

$$N' \leq 12.76$$

$$N' \approx 12$$

La cantidad máxima de dispositivos en un anillo es de 12.

También se debe cumplir con la restricción dada por el fabricante para dispositivos Siprotec 4 Siemens, descrita en la sección 3.5, por medio de la ecuación (3.7). Indica la cantidad máxima de dispositivos de este fabricante en topologías de anillo.

En la topología del caso 1, propuesto en la sección 5.3.1 se utilizan dos switch y según la ecuación (3.7) se obtiene el siguiente resultado.

$$34 > \text{Número dispositivos} + 3 \cdot 2$$

$$\text{Número dispositivos} = 28$$

La cantidad máxima de dispositivos en la topología propuesta en la sección 5.3.1 es de 28.

Para cumplir con las dos restricciones se requiere que la topología de red Anillo Múltiple – Doble Switch con Anillo Redundante, tenga en cada anillo un máximo de 12 dispositivos y un máximo de 28 dispositivos en toda la red.

En la topología del caso 2, propuesto en la sección 5.3.2, la transmisión de mensajes de cada dispositivo es directa hacia el switch sin pasar por ningún otro dispositivo, la única latencia en esta configuración es la que provoca el switch. No tiene restricciones en la cantidad de dispositivos.

La topología del caso 2 tiene la ventaja de que se pueden aumentar el número de dispositivos en la red y sólo está limitado por la cantidad de puertos del switch.

### **6.3.3 Ruido por interferencia electromagnética**

En el ambiente de subestaciones se requiere que los dispositivos de la red cumplan con los estándares eléctricos internacionales.

En el caso de la propuesta Anillo Múltiple – Doble Switch con Anillo Redundante, el canal físico de comunicación de esta topología es fibra óptica. La fibra óptica es inmune al ruido por interferencia electromagnética. Esto lo vuelve óptimo en el ambiente de subestaciones eléctricas.

Las conexiones de fibra óptica en subestaciones eléctricas tienen la desventaja de que los costos de mantenimiento son mayores. En caso de que se dañe una línea de fibra óptica se requiere hacer cambios en la línea o en los acopladores. Esto ha sido uno de los efectos negativos de la utilización de fibra óptica por el Área de Protección y Medición.

En el caso de la propuesta Doble Estrella - Doble Switch con Anillo Redundante, la conexión entre los dispositivos de protección y los switch se realiza con Pares Trenzados de Cobre Blindados Categoría-5. Utiliza switch RSG 2100 Ruggedcom.

Esta topología tiene la ventaja de que se requiere menos mantenimiento de la red y es más sencillo, además de que no requiere acopladores para realizar la red de área local.

La norma IEC 61850-9-1 5.1.1.3 [17] indica que se puede usar Par Trenzado de Cobre que cumpla con el estándar IEEE 802.3 10Base-T.

Se analiza el funcionamiento de los switch RSG 2100 Ruggedcom en el ambiente de subestaciones eléctricas, por medio del reporte de desempeño [32] elaborado por la empresa KEMA B.V. El Área de Protección y Medición cuenta con estos switch para la modernización de la subestación Heredia.

Se obtiene del documento mencionado antes, el comportamiento de los puertos de conexión del switch en la prueba de “Emisiones Radiadas”.

En la Fig.13 se muestra las características electromagnéticas de los estándares que debe cumplir el switch RSG 2100 Ruggedcom.

Los estándares probados en el reporte de desempeño son:

- CISPR22 (Class A)
- FCC 47FCR Part 15 Subpart B Unintentional radiators Class A

Estos estándares son indicados en la especificación IEC 61850-3 5.8.

## 22 RADIATED EMISSION

The radiated emission was measured for the RSG2100 according to CISPR22 class A and FCC 47CFR Part 15 Subpart B Unintentional radiators class A. The intended user environment for class A equipment is limited to industrial environments and classified as a digital device class A.

The limit values according CISPR 22 class A measured at 10 m are:

|                 |                                 |
|-----------------|---------------------------------|
| standard        | CISPR22 (class A)               |
| frequency (MHz) | limit quasi peak (dB( $\mu$ V)) |
| 30 – 230        | 40                              |
| 230 – 1000      | 47                              |

The limit values according FCC 47CFR Part 15 Subpart B Unintentional radiators class A measured at 10 m are:

|                 |   |                             |
|-----------------|---|-----------------------------|
| standard        | FCC 47CFR Part 15 Subpart B Unintentional radiators class A |                             |
| frequency (MHz) | limit quasi peak (dB( $\mu$ V/m))                           | limit quasi peak ( $\mu$ V) |
| 30 – 88         | 39.1  | 90                          |
| 88 – 216        | 43.5  | 150                         |
| 216 – 960       | 46.4  | 210                         |
| > 960           | 49.5  | 300                         |

The radiated emission was measured for the following configurations:

|               |                |                |
|---------------|----------------|----------------|
| RSG2100       |                |                |
| configuration | power supply 1 | power supply 1 |
| 1             | 230 VAC        | not connected  |
| 5             | not connected  | 110 VDC        |
| 7             | 230 VAC        | 110 VDC        |

Pre-scan measurements were performed in a 3 m anechoic chamber, the final measurement was performed at a 10 m Open Area Test Site (OATS).

**Figura 6.13** Características de la prueba “Emisiones radiadas” en el switch RSG 2100

Con esta prueba se determina si se cumple con los estándares CISPR22 (Clase A) y FCC 47FCR Parte 15 Sub-parte B radiadores no intencionados Clase A.

Los resultados del reporte de desempeño se indican en la Fig. 6.14.

| standard             | : CISPR 22 class A<br>FCC 47CFR Part 15 Subpart B Unintentional radiators class A |                       |                           |
|----------------------|---|-----------------------|---------------------------|
| test parameters      | : output voltage 0 – 300 V AC/DC ± 5%<br>frequency DC and 50 Hz                   |                       |                           |
| performance criteria | : correct operation during test   |                       |                           |
| configuration        | : psu1 = 230 VAC<br>psu2 = 110 VDC  |                       |                           |
| frequency<br>(MHz)   | measured @ 3m   | limit value @ 3m      |                           |
|                      | level<br>(dB(μV/m))   | CISPR22<br>(dB(μV/m)) | FCC part 15<br>(dB(μV/m)) |
| 36.2                 | 27.5  | 50.0                  | 49.1                      |
| 37.8                 | 26.8  | 50.0                  | 49.1                      |
| 51.1                 | 29.2  | 50.0                  | 49.1                      |
| 62.5                 | 33.4  | 50.0                  | 49.1                      |
| 87.8                 | 40.0  | 50.0                  | 49.1                      |
| 101.5                | 37.5  | 50.0                  | 53.5                      |
| 125.0                | 29.7  | 50.0                  | 53.5                      |
| 169.8                | 35.0  | 50.0                  | 53.5                      |
| 187.5                | 36.5  | 50.0                  | 53.5                      |
| 312.5                | 30.7  | 57.0                  | 56.4                      |
| 375.0                | 35.9  | 57.0                  | 56.4                      |
| 437.5                | 31.3  | 57.0                  | 56.4                      |
| 562.5                | 36.4  | 57.0                  | 56.4                      |
| 687.5                | 49.0  | 57.0                  | 56.4                      |

**Figura 6.14** Resultados de la prueba “Emisiones radiadas” en el switch RSG 2100

Los resultados indican que se cumple con los estándares eléctricos de “Emisiones Radiadas” de la Fig. 6.13.

En el reporte de desempeño [32], se indica que se pueden dar errores de transmisión en los puertos de Pares Trenzados de Cobre del switch RSG 2100 Ruggedcom. Los puertos de fibra óptica en este switch no tienen pérdidas en la transmisión de datos.

Los dispositivos de conexión que se implementarían en la topología de red, Doble Estrella - Doble Switch con Anillo Redundante, cumple con los estándares internacionales eléctricos determinados por la norma IEC 61850.

## 6.4 Análisis y resultados del Sistema de sincronización de subestaciones

La siguiente tabla muestra la comparación de cada una de las propuestas de la sección 5.4, respecto a los criterios de diseño en subestaciones eléctricas.

**Tabla 6.7** Comparación de criterios de diseño en los esquemas de sincronización de subestaciones

| <b>Criterios</b>                                     | <b>Caso 1</b> | <b>Caso 2</b> |
|--|---------------|---------------|
| Orientación al diseño modular                        | sí            | no            |
| Sincronización de los dispositivos de Protección     | sí            | sí            |
| Independencia de Niveles de Jerarquía                | sí            | no            |
| Sincronización de dispositivos por varias interfaces | sí            | no            |
| Independiente de fallos en otros dispositivos        | sí            | no            |
| Bajos costos de implementación                       | no            | sí            |

El caso 1 se describe en la sección 5.4.1 y el la propuesta del caso 2 en la sección 5.4.2. El caso 1 se basa en el uso de un servidor externo GPS, mientras que en el caso 2 se utiliza una tarjeta PCI que se ubica en la Unidad Central.

Se analiza ambas propuestas respecto a los dispositivos RT420 Reason y Hopf 6039, el primero lo adquirió el Área de Protección y Medición, mientras que el segundo dispositivo lo ha usado el departamento de Control de Subestaciones en la sincronización de subestaciones. En ambos esquemas se busca sincronizar los dispositivos de protección de la subestación, ubicados en el Nivel 1.

Las alternativas actuales se basan en la sincronización remota de subestaciones, como se describe en la sección 3.9. Estos esquemas tienen el riesgo de fallar debido a imprevistos en los canales de comunicación entre el proveedor remoto de la señal de sincronización y la subestación remota. Además de que no proporcionan independencia de sincronización del Nivel 1 respecto a los niveles superiores.

El servidor externo GPS se desempeña como un módulo conectado a la red de la subestación, esto asegura que se cumpla con el criterio de diseño modular en subestaciones, mientras que en el caso la tarjeta GPS depende de otro dispositivo, conformando entre ambos un módulo. La tarjeta GPS del caso no puede funcionar sin la Unidad Central, entonces no cumple con el criterio de diseño modular. Este criterio busca separar las funciones de la subestación en módulos independientes conectados a la red de área local.

En el caso 1, el servidor GPS se conecta a la misma red en la que se encuentran los dispositivos de protección y realiza la sincronización de la red por medio del protocolo SNTP. Pero además puede sincronizar dispositivos de protección que no tienen interfaces Ethernet o de fibra óptica, por medio de contactos eléctricos. Esta característica proporciona la ventaja de que si en la subestación existen dispositivos en uso pero obsoletos para conectarse en red, puede ser sincronizados por el servidor GPS.

Estas características se resumen en la Tabla 6.9. Se obtiene de la comparación, que la propuesta del caso 2, basado en la tarjeta GPS Hopf6093, tiene canales de comunicación limitados al puerto serial y la interfaz de comunicación de la Unidad Central.

La siguiente tabla compara las interfaces de comunicación disponibles en cada dispositivo, según los datos del Anexo 3.

**Tabla 6.8** Comparación de interfaces de los dispositivos de sincronización

| <b>Dispositivo</b> | <b>Contactos TTL</b> | <b>Salidas de colector abierto</b> | <b>Puertos de fibra óptica</b> | <b>Puertos coaxiales</b> | <b>Puerto serie RS232</b> | <b>Puerto RJ-45</b> |
|--------------------|----------------------|------------------------------------|--------------------------------|--------------------------|---------------------------|---------------------|
| Reason RT420       | sí                   | sí                                 | sí                             | sí                       | sí                        | sí                  |
| PCI-Bus Hopf6039   | no                   | no                                 | no                             | no                       | sí                        | no                  |

En el diagrama de la Fig. 5.4 se muestra que el esquema de sincronización del caso 1, asegura independencia entre el Nivel 1 y Nivel 2 de la subestación. La conexión del servidor GPS se realiza directamente a la red del Nivel 1. Mientras

que en el caso 2, la conexión de la tarjeta GPS se realiza por medio de la Unidad Central, ubicada en el Nivel 2.

El caso 2 tiene la desventaja de que un fallo en la Unidad Central provoca que se pierda la comunicación de la tarjeta GPS con el resto del sistema de automatización. Es dependiente a fallos de otros dispositivos. Mientras que en el caso 1, el servidor GPS no depende de otros dispositivos para funcionar.

En la Tabla 6.9 se observan los costos para el ICE de cada uno de estos dispositivos.

El bajo precio del PCI-Bus Hopf6039 es la razón por la que el departamento de Control de Subestaciones lo ha utilizado. Además de que el esquema que se utiliza actualmente en las subestaciones no requiere de un dispositivo de estos en cada una de las subestaciones, si no que una subestación que cuenta con esta tarjeta GPS, sincroniza otras subestaciones por medio de la Red de Giga Ethernet del ICE.

La comparación de costos de los dispositivos para ambos casos se muestra en la Tabla 6.9.

**Tabla 6.9** Comparación de costos de los dispositivos de sincronización

| <b>Dispositivo</b> | <b>Costo (\$)</b> |
|--------------------|-------------------|
| Reason RT420       | 2500              |
| PCI-Bus Hopf6039   | 300               |

El caso 1 implica mayores costos que la implementación del esquema del caso 2, pero cumple con el resto de criterios de la Tabla 6.7. Esto indica un incremento sustancial del desempeño de la sincronización en los dispositivos de protección respecto al esquema propuesto en el caso 2.

## Capítulo 7: Conclusiones y Recomendaciones

### 7.1 Conclusiones

1. Se propuso un modelo estandarizado para nombrar variables en el proceso de diseño de subestaciones eléctricas, identificando las señales que requiere el operador de la subestación, descartando las funciones obsoletas e innecesarias, así como los criterios del Comité Técnico de Normalización de Subestaciones.
2. Se identifica las categorías funcionales y los módulos correspondientes de cada variable para proporcionar una estructura orientada al diseño modular, agrupando las funciones según sus características y aplicaciones en el control de la subestación.
3. El Sistema de Direccionamiento de Variables propuesto normaliza el proceso de diseño de subestaciones eléctricas, permite que la dirección de la variable indique las características funcionales de la señal, de forma que el operador y el diseñador del sistema de automatización trabaje con un sistema estandarizado.
4. El Sistema de Direccionamiento de Variables cumple con los requerimientos de la norma IEC 61850, respecto a la aplicación de nodos lógicos para definir la dirección de cada variable.
5. El Sistema de Direccionamiento de Variables está orientado al diseño modular en subestaciones eléctricas, este permite identificar la categoría y el módulo de cada variable, además de que proporciona la posibilidad de incrementar la cantidad de señales.

6. Las topologías de red propuestas cumplen con los requerimientos de la norma IEC 61850, respecto a los tiempos de transmisión máximos de mensajes entre dispositivos y la utilización de Par Trenzado de Cobre como medio de transmisión.
7. Las topologías de red propuestas cumplen con los requerimientos de inmunidad al ruido por interferencia electromagnética, se asegura la transmisión de mensajes en el ambiente extremo de la subestación sin pérdidas en la transmisión de datos en el caso del Switch RSG 2100, por medio del reporte de desempeño.
8. La topología Doble Estrella-Doble Switch con Anillo Redundante es la que proporciona mayor redundancia en la transmisión de datos, por medio de varios canales que funcionan como respaldo en caso de interrupciones en estos.
9. La propuesta “Sincronización independiente de una subestación por medio de un servidor GPS” reduce la cantidad de fallas en la sincronización de los dispositivos de protección, proporciona independencia de niveles de jerarquía en la subestación, comunicación por medio de varias interfaces y no depende de otras subestaciones o del CENCE.

## 7.2 Recomendaciones

Se recomienda:

1. Montar un laboratorio con los equipos de medición apropiados para determinar los tiempos de transmisión reales de los mensajes GOOSE en las subestaciones eléctricas del ICE.
2. Realizar un laboratorio para determinar la saturación de la red de área local con las topologías propuestas y con topologías semejantes.
3. Probar la compatibilidad del servidor GPS RT420 Reason con el estándar de comunicaciones IEC 61850.
4. Probar el servidor GPS RT420 Reason realizando la sincronización de los dispositivos de protección, por puerto Ethernet y contactos eléctricos, para determinar que puede realizar sincronización simultánea por ambas interfaces.

## Referencias

[1] *Recursos Energéticos* [en línea]. Grupo ICE. Disponible en:

[http://www.grupoice.com/esp/qsomos/docs/folletos/brochure\\_garnier.pdf](http://www.grupoice.com/esp/qsomos/docs/folletos/brochure_garnier.pdf)

[Consulta: 29 agosto 2009]

[2] Instituto Costarricense de Electricidad, Sector Energía. “IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE AUTOMATIZACION, COMUNICACION Y JERARQUIA DE MANDO EN SUBESTACIONES”

[3] Villalón Pérez, Elena. “Diseño y Optimización de una arquitectura IEC 61850”. [Tesis]. UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS, 2008.

[4] *A DNP3 Protocol Primer* [en línea]. A Forum for Supporters of the Distributed Network Protocol. Disponible en:

<http://www.dnp.org/About/DNP3%20Primer%20Rev%20A.pdf> [Consulta: 15 enero 2010]

[5] Romero, Edwuaia. *Redes de Comunicaciones Industriales* [en línea]. Disponible en:

<http://neutron.ing.ucv.ve/revista-e/No4/RCI.html> [Consulta: 8 diciembre 2009]

[6] International Electrotechnical Commission. “COMMUNICATION NETWORKS AND SYSTEMS IN SUBSTATIONS – Part 1: Introduction and overview”

[7] International Electrotechnical Commission. “Communication networks and systems

in substations – Part 2: Glossary”

[8] International Electrotechnical Commission. “COMMUNICATION NETWORKS AND SYSTEMS IN SUBSTATIONS – Part 3: General requirements”

[9] International Electrotechnical Commission. “COMMUNICATION NETWORKS AND SYSTEMS IN SUBSTATIONS – Part 4: System and project management”

[10] International Electrotechnical Commission. “COMMUNICATION NETWORKS AND SYSTEMS IN SUBSTATIONS – Part 5: Communication requirements for functions and device models”

[11] International Electrotechnical Commission. “Communication networks and systems in substations – Part 6: Substation automation system configuration description language”

[12] International Electrotechnical Commission. “COMMUNICATION NETWORKS AND SYSTEMS IN SUBSTATIONS – Part 7-1: Basic communication structure for substation and feeder equipment. Principles and models”

[13] International Electrotechnical Commission. “COMMUNICATION NETWORKS AND SYSTEMS IN SUBSTATIONS – Part 7-2: Basic communication structure for substation and feeder equipment. Abstract communication service interface (ACSI)”

[14] International Electrotechnical Commission. “Communication networks and systems in substations – Part 7-3: Basic communication structure for substation and feeder equipment . Common data classes”

[15] International Electrotechnical Commission. “COMMUNICATION NETWORKS AND SYSTEMS IN SUBSTATIONS – Part 7-4: Basic communication structure for substation and feeder equipment . Compatible logical node classes and data classes”

[16] International Electrotechnical Commission. “COMMUNICATION NETWORKS AND SYSTEMS IN SUBSTATIONS – Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM). Mapping to MMS (ISO/IEC 9506 Part 1 and Part 2)”

[17] International Electrotechnical Commission. “COMMUNICATION NETWORKS AND SYSTEMS IN SUBSTATIONS – Part 9-1: Specific communication service mapping (SCSM). Serial unidirectional multidrop point to point link”

[18] International Electrotechnical Commission. “Communication networks and systems in substations – Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) . Mapping on a IEEE 802.3 based process bus”

[19] International Electrotechnical Commission. “COMMUNICATION NETWORKS AND SYSTEMS IN SUBSTATIONS – Part 10: Conformance testing”

[20] *RFC2030 - Simple Network Time Protocol (SNTP) Version 4 for IPv.*  
Disponible en: <http://www.faqs.org/rfcs/rfc2030.html> [Consulta: 13 octubre 2009]

[21] “*Latency on a Switched Ethernet Network*” [en línea]. Ruggedcom Inc.  
Disponible en:  
[http://www.ruggedcom.com/pdfs/application\\_notes/latency\\_on\\_a\\_switched\\_ethernet\\_network.pdf](http://www.ruggedcom.com/pdfs/application_notes/latency_on_a_switched_ethernet_network.pdf)

[22] Siemens Inc. “SIPROTEC 4 Ethernet Module EN100 for IEC 61850 with electrical / optical 100 MBit Interface” [Manual]

[23] “eRSTP™ - enhanced Rapid Spanning Tree Protocol” [en línea]. Ruggedcom Inc. Disponible es: <http://www.ruggedcom.com/products/eRSTP> [Consulta: 18 octubre 2009]

[24] Reason Tecnología S.A. “RT420 Reason Reference Manual”. [Manual]

[25] “PCI-Clock 6039 GPS” [en línea] Hopf Inc. Disponible en: <http://www.hopf.com/en/index.html>

[26] Montero Sibaja, Richard. “Listado de señales de protección en subestaciones eléctricas”. Unidad Regional Tarbaca, Área de Protección y Medición, ICE.

[27] “Listado de señales de indicación y mando basados en estándar IEC 60870-5-103”. Área de Protección y Medición, ICE.

[28] “Propuesta de posibles señales disponibles en la subestación Heredia”. Proceso Planeamiento y Despacho de Energía, CENCE, ICE.

[29] “Listado de señales de indicación y mando de la subestación Escazú”. Área de Protección y Medición, ICE.

[30] Brand, Klaus-Peter; Volker, Lohmann; Wimmer, Wolfgang. “*Substation Automation Handbook*”. 2003.

[31] Siemens Inc. “*Ethernet & IEC 61850 Concepts, Implementation, Commissioning*”. [Manual]

[32] KEMA N.B.V. “*Report of Performance 07-1204 Switches Ruggedcom rsg2100*”. [Reporte Técnico]

[33] “*Propuesta de Redes de Control de Subestaciones Colima, Desamparados, Escazú, San Miguel*”. Área de Protección y Medición, ICE.

## ANEXOS

### Anexo 1. Latencia en el switch

#### Latencia “Store & Forward”

La latencia generada en un switch por el sistema “Store & Forward” se obtiene de la ecuación (3.1).

$$L_{SF} = \frac{1500\text{Bytes}}{100\text{M}[\text{bps}]} = 120\mu\text{s}$$

La trama de datos máxima en una transmisión Ethernet es de 1500 Bytes aproximadamente.

La velocidad de transmisión es de 100 Mbps.

#### Latencia de Fábrica del Switch

En el caso de los switches Ruggedcom la latencia de fábrica tiene un valor dado por la ecuación (3.2).

$$L_{SW} = 7\mu[\text{s}]$$

#### Latencia de “cola” en el switch

La latencia de cola para una carga de la red de 90% es se determina con la ecuación (3.5):

$$L_Q = 90\% \cdot L_{SF} = 108\mu\text{s}$$

Se utiliza una aproximación del 90% como criterio de diseño.

#### Latencia total en el switch

La latencia total está dada por la ecuación (3.6):

$$L_{SF} + L_{SW} + L_{WL} + L_Q = 235\mu\text{s}$$

N: total de enlaces

## Anexo 2. Listado Estandarizado de Variables

### Módulo Generales

|                 | Generales                                | IE 61850          |           |                  |                  |
|-----------------|--|-------------------|-----------|------------------|------------------|
| <i>Variable</i> | Alarmas                                  | <i>Prefijo LN</i> | <i>LN</i> | <i>Sufijo LN</i> | <i>Sufijo DO</i> |
| SUP_87B         | Supervisión diferencial barras           | Alarms            | GGIO      | 1                | 1                |
| DISP_87B        | Disparo relé diferencial barras          | Alarms            | GGIO      | 1                | 2                |
| BLQ_87B         | Bloqueo relé diferencial barras          | Alarms            | GGIO      | 1                | 3                |
| FALL_87B        | Falla fuente relé diferencial barras     | Alarms            | GGIO      | 1                | 4                |
| DISP_PB_AT      | Disparo térmico de potencial barra de AT | Alarms            | GGIO      | 1                | 5                |
| DISP_PB_BT      | Disparo térmico de potencial barra de BT | Alarms            | GGIO      | 1                | 6                |
| DISP_50BF       | Disparo relé baja frecuencia             | Alarms            | GGIO      | 1                | 7                |
| FALL_SP         | Falla en servicio propio                 | Alarms            | GGIO      | 1                | 8                |
| FALL_SINCR      | Falla en relé de sincronización          | Alarms            | GGIO      | 1                | 9                |
|                 | Falla medición relé diferencial barras   | Alarms            | GGIO      | 1                | 10               |

### Módulo Servicios Auxiliares

| Módulo          | Servicios Auxiliares            | IE 61850          |           |                  |                  |
|-----------------|---------------------------------|-------------------|-----------|------------------|------------------|
| <i>Variable</i> | Alarmas                         | <i>Prefijo LN</i> | <i>LN</i> | <i>Sufijo LN</i> | <i>Sufijo DO</i> |
| FALL_RECT       | Falla rectificador 125 VDC      | Alarms            | GGIO      | 2                | 1                |
| BV_125VCD       | Bajo voltaje 125 VDC            | Alarms            | GGIO      | 2                | 2                |
| DISP_CA_CD      | Disparo térmico CA/CD en módulo | Alarms            | GGIO      | 2                | 3                |
| DISP_T_CA       | Disparo Termico TDCD            | Alarms            | GGIO      | 2                | 4                |
| FALL_TRRA       | Falla a tierra CD               | Alarms            | GGIO      | 2                | 5                |
| DISP_T_CA       | Disparo Térmico TDCA            | Alarms            | GGIO      | 2                | 6                |

### Módulo Línea de Transmisión

|                 | Mandos e indicación   | IEC 61850         |                  |                        |
|-----------------|-----------------------|-------------------|------------------|------------------------|
| <i>Variable</i> | Mandos de Interruptor | <i>Prefijo LN</i> | <i>Sufijo LN</i> | Tipo                   |
| 52L             | Interruptor 52L       | ManInd            | 3                | <b>Circuit Breaker</b> |
| 89L_1           | Seccionadora 89L-1    | ManInd            | 3                | <b>disconnector</b>    |
| 89L_2           | Seccionadora 89L-2    | ManInd            | 3                | <b>disconnector</b>    |
| 89L_3           | Seccionadora 89L-3    | ManInd            | 3                | <b>disconnector</b>    |
| 89L_4           | Seccionadora 89L-4    | ManInd            | 3                | <b>disconnector</b>    |

|                 |                                | <b>IEC 61850</b>  |                  |                  |
|-----------------|--------------------------------|-------------------|------------------|------------------|
| <b>Variable</b> | <b>Jerarquía de Mando</b>      | <i>Prefijo LN</i> | <i>Sufijo LN</i> | <i>Sufijo DO</i> |
| LR_UCB          | Selector L/R UCB               | Jerarq            | 3                | 1                |
| LR_52L          | Selector L/R interruptor 52L   | Jerarq            | 3                | 2                |
| LR_89L_1        | Selector L/R seccionador 89L-1 | Jerarq            | 3                | 3                |
| REC_BLQ_HB      | Recierre bloqueado/habilitado  | Jerarq            | 3                | 4                |

|                 |                                     | <b>IE 61850</b>   |                  |                  |
|-----------------|-------------------------------------|-------------------|------------------|------------------|
| <b>Variable</b> | <b>Enclavamientos</b>               | <i>Prefijo LN</i> | <i>Sufijo LN</i> | <i>Sufijo DO</i> |
| Bus52BAb        | Bus Interruptor de Reserva Abierto  | Enclav            | 3                | 1                |
| BusEDerAb       | Bus de Entrada Derivaciones Abierto | Enclav            | 3                | 2                |
| BusSDerAb       | Bus de Salida Derivaciones Abiertas | Enclav            | 3                | 3                |
| BusNoMC89L1     | Bus de No Medias Carreras           | Enclav            | 3                | 4                |

|                 |   | <b>IEC 61850</b>  |                  |                  |
|-----------------|---|-------------------|------------------|------------------|
| <b>Variable</b> | <b>Alarmas</b>                          | <i>Prefijo LN</i> | <i>Sufijo LN</i> | <i>Sufijo DO</i> |
| BAJPRESGAS      | Baja Presion de Gas                     | Alarms            | 3                | 1                |
| DISP_T_PL       | Disparo Térmico de Potencial de Línea   | Alarms            | 3                | 2                |
| DISP_CACD       | Alarma Disparo Térmico CA/CD del módulo | Alarms            | 3                | 3                |
| FALL_CD         | Falla Alimentacion CD de proteccion     | Alarms            | 3                | 4                |
| OPER_REC        | Operación de Recierre                   | Alarms            | 3                | 5                |
| REC_BLQ         | Recierre Bloqueado                      | Alarms            | 3                | 6                |
| DISP_IMP        | Disparo Impedancia del módulo           | Alarms            | 3                | 7                |
| DISP_87L        | Disparo Diferencial de Modulo           | Alarms            | 3                | 8                |
| ARR_P1_P2       | Arranque protección P1/P2               | Alarms            | 3                | 9                |
| OPER_INT        | Operación de interruptor                | Alarms            | 3                | 10               |
| FALL_98_P1      | Falla canal de disparo P1               | Alarms            | 3                | 11               |
| FALL_98_P2      | Falla canal de disparo P2               | Alarms            | 3                | 12               |
| DISP_P1_P2      | Disparo protección P1/P2                | Alarms            | 3                | 13               |
| DISP_50BF       | Disparo relé falla interruptor (50BF)   | Alarms            | 3                | 14               |
| REC_P1_P2       | Operación del recierre P1/P2            | Alarms            | 3                | 15               |
| FALL_MP1P2      | Falla medición protección P1/P2         | Alarms            | 3                | 16               |
| FALL_P1_P2      | Falla teleprotección P1/P2              | Alarms            | 3                | 17               |

## Módulo Línea de Distribución

| <b>Mandos e Indicación</b> |                              | <b>IEC 61850</b>  |                  | <b>Tipo</b>            |
|----------------------------|------------------------------|-------------------|------------------|------------------------|
| <b>Variable</b>            | <b>Mandos de Interruptor</b> | <i>Prefijo LN</i> | <i>Sufijo LN</i> |                        |
| 52L                        | Interruptor 52L              | ManInd            | 4                | <b>Circuit Breaker</b> |
| 89L_1                      | Seccionadora 89L-1           | ManInd            | 4                | <b>disconnector</b>    |
| 89L_2                      | Seccionadora 89L-2           | ManInd            | 4                | <b>disconnector</b>    |
| 89L_3                      | Seccionadora 89L-3           | ManInd            | 4                | <b>disconnector</b>    |
| 89L_4                      | Seccionadora 89L-4           | ManInd            | 4                | <b>disconnector</b>    |

|                 |                                | <b>IEC 61850</b>  |                  |                  |
|-----------------|--------------------------------|-------------------|------------------|------------------|
| <b>Variable</b> | <b>Jerarquía de Mando</b>      | <i>Prefijo LN</i> | <i>Sufijo LN</i> | <i>Sufijo DO</i> |
| LR_UCB          | Selector L/R UCB               | Jerarq            | 4                | 1                |
| LR_52L          | Selector L/R interruptor 52L   | Jerarq            | 4                | 2                |
| LR_89L_1        | Selector L/R seccionador 89L-1 | Jerarq            | 4                | 3                |
| REC_BLK_HB      | Recierre bloqueado/habilitado  | Jerarq            | 4                | 4                |

|                 |                                     | <b>IE 61850</b>   |                  |                  |
|-----------------|-------------------------------------|-------------------|------------------|------------------|
| <b>Variable</b> | <b>Enclavamientos</b>               | <i>Prefijo LN</i> | <i>Sufijo LN</i> | <i>Sufijo DO</i> |
| Bus52BAb        | Bus Interruptor de Reserva Abierto  | Enclav            | 4                | 1                |
| BusEDerAb       | Bus de Entrada Derivaciones Abierto | Enclav            | 4                | 2                |
| BusSDerAb       | Bus de Salida Derivaciones Abiertas | Enclav            | 4                | 3                |
| BusNoMC89L1     | Bus de No Medias Carreras           | Enclav            | 4                | 4                |

|                 |   | <b>IEC 61850</b>  |                  |                  |
|-----------------|---|-------------------|------------------|------------------|
| <b>Variable</b> | <b>Alarmas</b>                          | <i>Prefijo LN</i> | <i>Sufijo LN</i> | <i>Sufijo DO</i> |
| BAJPRESGAS      | Baja Presion de Gas                     | Alarms            | 4                | 1                |
| DISP_T_PL       | Disparo térmico potencial de línea      | Alarms            | 4                | 2                |
| DISP_87L        | Disparo por Diferencial de Linea        | Alarms            | 4                | 3                |
| DISP_51L        | Disparo Funcion de Sobrecorriente 51/67 | Alarms            | 4                | 4                |
| DISP_IMP        | Disparo Impedancia del módulo           | Alarms            | 4                | 5                |
| DISP_CACD       | Alarma Disparo Térmico CA/CD módulo     | Alarms            | 4                | 6                |
| DISP_DISC       | Disparo por Discrepancia de Fases       | Alarms            | 4                | 7                |
| FALL_INT        | Falla del Interruptor                   | Alarms            | 4                | 8                |
| FALL_PROT       | Falla Fuente de Protecciones            | Alarms            | 4                | 9                |
| ARR_P1_P2       | Arranque protección P1/P2               | Alarms            | 4                | 10               |
| OPER_INT        | Operación de interruptor                | Alarms            | 4                | 11               |
| FALL_98_P1      | Falla canal de disparo P1               | Alarms            | 4                | 12               |
| FALL_98_P2      | Falla canal de disparo P2               | Alarms            | 4                | 13               |
| DISP_P1_P2      | Disparo protección P1/P2                | Alarms            | 4                | 14               |
| DISP_50BF       | Disparo relé falla interruptor (50BF)   | Alarms            | 4                | 15               |
| REC_P1_P2       | Operación del recierre P1/P2            | Alarms            | 4                | 16               |

|            |                                 |        |   |    |
|------------|---------------------------------|--------|---|----|
| FALL_MP1P1 | Falla medición protección P1/P2 | Alarms | 4 | 17 |
| FALL_P1_P2 | Falla teleprotección P1/P2      | Alarms | 4 | 18 |

## Módulos Autotransformadores

| <i>Variable</i> | <b>Mandos e Indicaciones</b>     | <b>IEC 61850</b>  |                  | <b>Tipo</b>            |
|-----------------|----------------------------------|-------------------|------------------|------------------------|
|                 |                                  | <i>Prefijo LN</i> | <i>Sufijo LN</i> |                        |
| 52T             | Interruptor 52T                  | ManInd            | 5                | <b>Circuit Breaker</b> |
| 89T_1           | Seccionadora de Derivación 89T-1 | ManInd            | 5                | <b>disconnector</b>    |
| 89T_2           | Seccionadora de Barra 89T2       | ManInd            | 5                | <b>disconnector</b>    |
| 89T_3           | Seccionadora de Trafo 89T3       | ManInd            | 5                | <b>disconnector</b>    |

| <i>Variable</i> | <b>Jerarquía de Mando</b>                 | <b>IE 61850</b>   |                  |                  |
|-----------------|---|-------------------|------------------|------------------|
|                 |   | <i>Prefijo LN</i> | <i>Sufijo LN</i> | <i>Sufijo DO</i> |
| LR_UCB          | Selector L/R UCB                          | Jerarq            | 5                | 1                |
| LR_52T          | Selector L/R interruptor 52T              | Jerarq            | 5                | 2                |
| LR_89T_1        | Selector L/R seccionador derivación 89T-1 | Jerarq            | 5                | 3                |

| <i>Variable</i> | <b>Enclavamientos</b>               | <b>IE 61850</b>   |                  |                  |
|-----------------|-------------------------------------|-------------------|------------------|------------------|
|                 |                                     | <i>Prefijo LN</i> | <i>Sufijo LN</i> | <i>Sufijo DO</i> |
| Bus52BAb        | Bus Interruptor de Reserva Abierto  | Enclav            | 5                | 1                |
| BusEDerAb       | Bus de Entrada Derivaciones Abierto | Enclav            | 5                | 2                |
| BusSDerAb       | Bus de Salida Derivaciones Abiertas | Enclav            | 5                | 3                |
| BusNoMC89T1     | Bus de No Medias Carreras           | Enclav            | 5                | 4                |

| <i>Variable</i> | <b>Alarmas</b>  | <b>IE 61850</b>   |                  |                  |
|-----------------|---|-------------------|------------------|------------------|
|                 |   | <i>Prefijo LN</i> | <i>Sufijo LN</i> | <i>Sufijo DO</i> |
| PREV_BUCH       | Prevención Buchholz   | Alarms            | 5                | 1                |
| NIV_ACE_CUB     | Nivel aceite de Cuba  | Alarms            | 5                | 2                |
| PREV_TMP_A      | Prevención alta temperatura aceite                          | Alarms            | 5                | 3                |
| PREV_TMP_D      | Prevención alta temperatura devanados                       | Alarms            | 5                | 4                |
| DIS_PP          | Disparo protecciones propias                                | Alarms            | 5                | 5                |
| CMB_INC_D       | Cambio incompleto derivaciones                              | Alarms            | 5                | 6                |
| NIVACE_TRF      | Alarma Bajo Nivel Aceite Trafo                              | Alarms            | 5                | 7                |
| DISP_87T        | Alarma Disparo Diferencial Transformadores (sobrecorriente) | Alarms            | 5                | 8                |
| FALL_INT        | Falla del Interruptor                                       | Alarms            | 5                | 9                |
| DISP_CA_CD      | Disparo térmico CA/CD en módulo                             | Alarms            | 5                | 10               |

|           |                                       |        |   |    |
|-----------|---------------------------------------|--------|---|----|
| OPER_INT  | Operación de interruptor              | Alarms | 5 | 11 |
| FALL_98   | Falla canal de disparo                | Alarms | 5 | 12 |
| DISP_51T  | Disparo relé sobrecorriente           | Alarms | 5 | 13 |
| FALL_PROT | Falla Fuente de Protecciones          | Alarms | 5 | 14 |
|           | Falla medición de protección          | Alarms | 5 | 15 |
| DISP_50BF | Disparo relé falla interruptor (50BF) | Alarms | 5 | 16 |

## Módulo Transformadores

| <b>Variable</b> | <b>Mandos e Indicaciones</b>     | <b>IEC 61850</b>  |                  | <b>Tipo</b>            |
|-----------------|----------------------------------|-------------------|------------------|------------------------|
|                 |                                  | <i>Prefijo LN</i> | <i>Sufijo LN</i> |                        |
| 52T             | Interruptor 52T                  | ManInd            | 6                | <b>Circuit Breaker</b> |
| 89T_1           | Seccionadora de Derivación 89T-1 | ManInd            | 6                | disconnector           |
| 89T_2           | Seccionadora de Barra 89T2       | ManInd            | 6                | disconnector           |
| 89T_3           | Seccionadora de Trafo 89T3       | ManInd            | 6                | disconnector           |

| <b>Variable</b> | <b>Jerarquía de Mando</b>                 | <b>IE 61850</b>   |                  |                  |
|-----------------|---|-------------------|------------------|------------------|
|                 |   | <i>Prefijo LN</i> | <i>Sufijo LN</i> | <i>Sufijo DO</i> |
| LR_UCB          | Selector L/R UCB                          | Jerarq            | 6                | 1                |
| LR_52T          | Selector L/R interruptor 52T              | Jerarq            | 6                | 2                |
| LR_89T_1        | Selector L/R seccionador derivación 89T-1 | Jerarq            | 6                | 3                |

| <b>Variable</b> | <b>Enclavamientos</b>               | <b>IE 61850</b>   |                  |                  |
|-----------------|-------------------------------------|-------------------|------------------|------------------|
|                 |                                     | <i>Prefijo LN</i> | <i>Sufijo LN</i> | <i>Sufijo DO</i> |
| Bus52BAb        | Bus Interruptor de Reserva Abierto  | Enclav            | 6                | 1                |
| BusEDerAb       | Bus de Entrada Derivaciones Abierto | Enclav            | 6                | 2                |
| BusSDerAb       | Bus de Salida Derivaciones Abiertas | Enclav            | 6                | 3                |
| BusNoMC89T1     | Bus de No Medias Carreras           | Enclav            | 6                | 4                |

|                 |   | IE 61850          |                  |                  |
|-----------------|---|-------------------|------------------|------------------|
| <b>Variable</b> | <b>Alarmas</b>  | <i>Prefijo LN</i> | <i>Sufijo LN</i> | <i>Sufijo DO</i> |
| PREV_BUCH       | Prevención Buchholz   | Alarms            | 6                | 1                |
| NIV_ACE_CUB     | Nivel aceite de Cuba  | Alarms            | 6                | 2                |
| PREV_TMP_A      | Prevención alta temperatura aceite                          | Alarms            | 6                | 3                |
| PREV_TMP_D      | Prevención alta temperatura devanados                       | Alarms            | 6                | 4                |
| DIS_PP          | Disparo protecciones propias                                | Alarms            | 6                | 5                |
| CMB_INC_D       | Cambio incompleto derivaciones                              | Alarms            | 6                | 6                |
| NIVACE_TRF      | Alarma Bajo Nivel Aceite Trafo                              | Alarms            |                  | 7                |
| DISP_87T        | Alarma Disparo Diferencial Transformadores (sobrecorriente) | Alarms            | 6                | 8                |
| FALL_INT        | Falla del Interruptor                                       | Alarms            | 6                | 9                |
| DISP_CA_CD      | Disparo térmico CA/CD en módulo                             | Alarms            | 6                | 10               |
| OPER_INT        | Operación de interruptor                                    | Alarms            | 6                | 11               |
| FALL_98         | Falla canal de disparo                                      | Alarms            | 6                | 12               |
| DISP_51T        | Disparo relé sobrecorriente                                 | Alarms            | 6                | 13               |
| FALL_PROT       | Falla Fuente de Protecciones                                | Alarms            | 6                | 14               |
|                 | Falla medición de protección                                | Alarms            | 6                | 15               |
| DISP_50BF       | Disparo relé falla interruptor (50BF)                       | Alarms            | 6                | 16               |

## Módulo Paralelismo

|                 |   | IE 61850          |                  |                  |
|-----------------|---|-------------------|------------------|------------------|
| <b>Variable</b> | <b>Jerarquía de Mando</b>                           | <i>Prefijo LN</i> | <i>Sufijo LN</i> | <i>Sufijo DO</i> |
| LR_TRAFOS       | Selector Local/Remoto paralelismo trafos (nivel 1)  | Jerarq            | 7                | 1                |
| LR_TRAFO1       | Selector Local/Remoto paralelismo trafo 1 (nivel 0) | Jerarq            | 7                | 2                |
| LR_TRAFO2       | Selector Local/Remoto paralelismo trafo 2 (nivel 0) | Jerarq            | 7                | 3                |
| LR_TRAFO3       | Selector Local/Remoto paralelismo trafo 3 (nivel 0) | Jerarq            | 7                | 4                |
| LR_TRAFO4       | Selector Local/Remoto paralelismo trafo 4 (nivel 0) | Jerarq            | 7                | 5                |
| T1_CAM_TAP      | Selector de Transformador 1 cambiador de TAPS LR    | Jerarq            | 7                | 6                |
| T2_CAM_TAP      | Selector de Transformador 2 cambiador de TAPS       | Jerarq            | 7                | 7                |
| T3_CAM_TAP      | Selector de Transformador 3 cambiador de TAPS       | Jerarq            | 7                | 8                |
| T4_CAM_TAP      | Selector de Transformador 4 cambiador de TAPS       | Jerarq            | 7                | 9                |

|                 |                                 | IE 61850          |                  |                  |
|-----------------|---------------------------------|-------------------|------------------|------------------|
| <b>Variable</b> | <b>Alarmas</b>                  | <i>Prefijo LN</i> | <i>Sufijo LN</i> | <i>Sufijo DO</i> |
| FALL_PAR        | Alarma por falla en paralelismo | Alarms            | 7                | 1                |
| FALL_REGV1      | Falla de Regulador de Voltaje 1 | Alarms            | 7                | 2                |
| FALL_REGV2      | Falla de Regulador de Voltaje 2 | Alarms            | 7                | 3                |
| FALL_REGV3      | Falla de Regulador de Voltaje 3 | Alarms            | 7                | 4                |
| FALL_REGV4      | Falla de Regulador de Voltaje 4 | Alarms            | 7                | 5                |

## Módulo Capacitores

| Mandos e Indicaciones |                       | IEC 61850  |           | Tipo                   |
|-----------------------|-----------------------|------------|-----------|------------------------|
| Variable              | Mandos de Interruptor | Prefijo LN | Sufijo LN |                        |
| 52C                   | Interruptor 52C       | ManInd     | 8         | <b>Circuit Breaker</b> |
| 89C_2                 | Seccionador 89C-2     | ManInd     | 8         | <b>disconnector</b>    |
| 89C_4                 | Seccionador 89C-4     | ManInd     | 8         | <b>disconnector</b>    |

|          |  | IEC 61850  |           |           |
|----------|--|------------|-----------|-----------|
| Variable | Jerarquía de Mando                             | Prefijo LN | Sufijo LN | Sufijo DO |
| LR_UCB_C | Indicación L/R UCB banco condensadores         | Jerarq     | 8         | 1         |
| LR_52C   | Indicación L/R interruptor banco condensadores | Jerarq     | 8         | 2         |

|            |   | IEC 61850  |           |           |
|------------|---|------------|-----------|-----------|
| Variable   | Alarmas                                   | Prefijo LN | Sufijo LN | Sufijo DO |
| ALM_DESBAL | Alarma por desbalance                     | Alarms     | 8         | 1         |
| DISP_51C   | Disparo Sobrecorriente Banco Capacitores  | Alarms     | 8         | 2         |
| DISP_CACD  | Alarma Disparo Térmico CA/CD del módulo   | Alarms     | 8         | 3         |
| FALL_INT   | Falla del Interruptor                     | Alarms     | 8         | 4         |
| FALL_PROT  | Falla Fuente de Protecciones              | Alarms     | 8         | 5         |
| DISP_T_C   | Disparo térmico banco condensadores       | Alarms     | 8         | 6         |
| OPER_INT_C | Operación interruptor banco condensadores | Alarms     | 8         | 7         |

## Módulo Reserva

| Mandos e Indicaciones |                                    | IEC 61850  |           | Tipo                   |
|-----------------------|------------------------------------|------------|-----------|------------------------|
| Variable              | Mandos de Interruptor              | Prefijo LN | Sufijo LN |                        |
| 52B                   | Interruptor 52B                    | ManInd     | 11        | <b>Circuit Breaker</b> |
| 89B_2                 | Seccionadora barra principal 89B-2 | ManInd     | 11        | <b>disconnector</b>    |
| 89B_3                 | Seccionadora barra Aux. 89B-3      | ManInd     | 11        | <b>disconnector</b>    |

|          |                              | IE 61850   |           |           |
|----------|------------------------------|------------|-----------|-----------|
| Variable | Jerarquía de Mando           | Prefijo LN | Sufijo LN | Sufijo DO |
| LR_UCB   | Selector L/R UCB             | Jerarq     | 11        | 1         |
| LR_52B   | Selector L/R interruptor 52B | Jerarq     | 11        | 2         |

|                 |                                     | <b>IE 61850</b>   |                  |                  |
|-----------------|-------------------------------------|-------------------|------------------|------------------|
| <b>Variable</b> | <b>Enclavamientos</b>               | <i>Prefijo LN</i> | <i>Sufijo LN</i> | <i>Sufijo DO</i> |
| Bus52BAb        | Bus Interruptor de Reserva Abierto  | Enclav            | 11               | 1                |
| BusEDerAb       | Bus de Entrada Derivaciones Abierto | Enclav            | 11               | 2                |
| BusSDerAb       | Bus de Salida Derivaciones Abiertas | Enclav            | 11               | 3                |
| BusNoMC89L1     | Bus de No Medias Carreras           | Enclav            | 11               | 4                |

|                 |   | <b>IEC 61850</b>  |                  |                  |
|-----------------|---|-------------------|------------------|------------------|
| <b>Variable</b> | <b>Alarmas</b>                                | <i>Prefijo LN</i> | <i>Sufijo LN</i> | <i>Sufijo DO</i> |
| BAJPRESGAS      | Baja Presion de Gas                           | Alarms            | 11               | 1                |
| FALL_INT        | Falla del Interruptor                         | Alarms            | 11               | 2                |
| FALL_98         | Falla canal de disparo                        | Alarms            | 11               | 3                |
| OPER_INT        | Operación de interruptor                      | Alarms            | 11               | 4                |
| DISP_T_CD       | Disparo Termico TDCD                          | Alarms            | 11               | 5                |
| DISP_T_CA       | Disparo Térmico TDCA                          | Alarms            | 11               | 6                |
| DISP_CA_CD      | Disparo térmico CA/CD en módulo               | Alarms            | 11               | 7                |
| PN_TIERRA       | Positivo o Negativo a Tierra                  | Alarms            | 11               | 8                |
| FALL_87B        | Falla Fuente Proteccion 87B                   | Alarms            | 11               | 9                |
| BLQ_87B         | Bloqueo Proteccion 87B                        | Alarms            | 11               | 10               |
| SUP_87B         | Supervision Proteccion 87B                    | Alarms            | 11               | 11               |
| DISP_87B        | Disparo Proteccion 87B                        | Alarms            | 11               | 12               |
| DISP_T_PB       | Disparo Térmico Potencial Barras<br>Alta/Baja | Alarms            | 11               | 13               |

## Módulo de Enlace

|                 |   | <b>Mandos e Indicaciones</b> | <b>IEC 61850</b>  |                  |                        |
|-----------------|---|------------------------------|-------------------|------------------|------------------------|
| <b>Variable</b> | <b>Mandos de Interruptor</b>                |                              | <i>Prefijo LN</i> | <i>Sufijo LN</i> | <b>Tipo</b>            |
| 52E             | Interruptor 52E                             |                              | ManInd            | 12               | <b>Circuit Breaker</b> |
| 89E_2           | Seccionador 89E-2                           |                              | ManInd            | 12               | <b>disconnector</b>    |
| 89E_A           | Seccionador barra A módulo enlace<br>barras |                              | ManInd            | 12               | <b>disconnector</b>    |
| 89E_B           | Seccionador barra B módulo enlace<br>barras |                              | ManInd            | 12               | <b>disconnector</b>    |

|                 |   | <b>IE 61850</b>   |                  |                  |
|-----------------|---|-------------------|------------------|------------------|
| <b>Variable</b> | <b>Jerarquía de Mando</b>                 | <i>Prefijo LN</i> | <i>Sufijo LN</i> | <i>Sufijo DO</i> |
| LR_UCB          | Selector L/R UCB                          | Jerarq            | 12               | 1                |
| LR_ELCE         | Selector L/R interruptor de enlace barras | Jerarq            | 12               | 2                |

|                 |                                     | <b>IE 61850</b>   |                  |                  |
|-----------------|-------------------------------------|-------------------|------------------|------------------|
| <b>Variable</b> | <b>Enclavamientos</b>               | <i>Prefijo LN</i> | <i>Sufijo LN</i> | <i>Sufijo DO</i> |
| Bus52BAb        | Bus Interruptor de Reserva Abierto  | Enclav            | 12               | 1                |
| BusEDerAb       | Bus de Entrada Derivaciones Abierto | Enclav            | 12               | 2                |
| BusSDerAb       | Bus de Salida Derivaciones Abiertas | Enclav            | 12               | 3                |
| BusNoMC89L1     | Bus de No Medias Carreras           | Enclav            | 12               | 4                |

|                 |                                 | <b>IE 61850</b>   |                  |                  |
|-----------------|---------------------------------|-------------------|------------------|------------------|
| <b>Variable</b> | <b>Alarmas</b>                  | <i>Prefijo LN</i> | <i>Sufijo LN</i> | <i>Sufijo DO</i> |
| DISP_CA_CD      | Disparo térmico CA/CD en módulo | Alarms            | 12               | 1                |
| FALL_INT        | Falla del Interruptor           | Alarms            | 12               | 2                |
| OPER_INT        | Operación de interruptor        | Alarms            | 12               | 3                |
| FALL_98         | Falla canal de disparo          | Alarms            | 12               | 4                |

### **Anexo 3. Dispositivos de Sincronización en Subestaciones Eléctricas**

#### **Servidor GPS Reason RT420:**

Actualmente el Área de Protección y Medición dispone con el Servidor GPS externo Reason RT420, este dispositivo es una opción para realizar la sincronización de los equipos de protección de la subestación en el nivel 1.

Este dispositivo cuenta con varios puertos para la comunicación de su señal de sincronización con equipos en el área de la subestación, el propósito de este dispositivo es tener flexibilidad en la implementación de una red de área local que requiere sincronización precisa son sistemas GPS.

Los puertos de comunicación del dispositivo consisten en [24]:

- Salidas eléctricas TTL (protocolo IRIG-B000).
- Salidas de colector abierto (protocolo IRIG-B000).
- Puertos de salida de fibra óptica (protocolo IRIG-B000).
- Puertos coaxiales (señales de amplitud modulada, protocolo IRIG-B120).
- Puerto serie RS232.
- Puerto Ethernet RJ-45 (protocolo SNTP).

El sistema de alimentación de este dispositivo requiere tensiones:

- 80 VDC-275 VDC
- 88 VAC-264 VAC

Este dispositivo utiliza el protocolo de sincronización SNTP.

#### **Receptor GPS Hopf6039:**

El departamento de Control de Subestaciones actualmente utiliza en la sincronización de subestaciones, el Receptor GPS Hopf6039.

Es una tarjeta para la adquisición de una fuente de tiempo por medio del sistema GPS, se conecta a la Unidad Central (UC) por medio de una interfaz PCI. Se configura por medio de una interfaz en la pantalla de la computadora (UC), es una tarjeta pequeña, se le conecta una antena para mejorar la recepción de satélites GPS, esta antena se debe encontrar fuera del búnker de la subestación para tener línea vista con los satélites.

Además cuenta con una interfaz RS232 para la comunicación con dispositivos que cuenten con este canal de comunicación.

La sincronización de tiempo se realiza por medio del protocolo SNTP.