

**ASPECTOS GENERALES EN LA AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN
ELÉCTRICA Y EMPLEO DEL PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN IEC 61850**

**JULIÁN ANDRÉS CEDIEL MARTÍNEZ
JAIME HERNÁN CHAPARRO RESTREPO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECHANICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2010**

**ASPECTOS GENERALES EN LA AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN
ELÉCTRICA Y EMPLEO DEL PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN IEC 61850**

**JULIÁN ANDRÉS CEDIEL MARTÍNEZ
JAIME HERNÁN CHAPARRO RESTREPO**

Proyecto de grado presentado como requisito para optar a los títulos de ingeniero
electricista y electrónico

Director
JULIO AUGUSTO GÉLVEZ FIGUEREDO
Ingeniero Electricista, MsC

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2010**

Dedicatoria

*A mis Padres, Mi Abuelo, y todas
las personas que creyeron en mí.*

Julián Andrés Cediel Martínez

*A mi Madre ya mi Tío, los
ingenieros de mi vida*

Jaime Hernán Chaparro Restrepo

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

La Universidad Industrial de Santander, nuestra Alma Matter, la cual nos apporto todas las herramientas necesarias para poder alcanzar el más importante escalón en nuestro proyecto de vida.

La Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, la cual con el esfuerzo de sus Profesores y asociados nos guió a través del camino del conocimiento en ingeniería.

Al profesor Msc. Julio Augusto Gelvez, quien ha sido nuestro mentor, más grande colaborador y amigo.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	23
1. COMUNICACIONES INDUSTRIALES	26
1.1 INTRODUCCIÓN A LAS COMUNICACIONES INDUSTRIALES, ETHERNET Y REDES TCP	26
1.1.1 ISO-7498: modelo de interconexión de sistemas abiertos (OSI)	27
1.1.1.1 Modelo OSI como sistema por capas	27
1.1.2 IEEE 802.3 “Ethernet”	31
1.1.2.1 Estructura de una trama IEEE 802.3	33
1.1.3 Redes TCP/IP	35
1.1.3.1 Historia y principios básicos	35
1.1.3.2 Protocolo de Internet IP	37
1.1.3.3 Mascaras de subred	39
1.1.3.4 Protocolo de control de transporte TCP	44
1.2 IEC 60870-5-104 PROTOCOLOS DE TRANSMISIÓN- ACCESO A LA RED PARA IEC 60870-5-101 EMPLEANDO PERFILES DE TRANSPORTE ESTÁNDAR	45
1.2.1 Historia	46
1.2.2 Generalidades	46

1.2.3	Unidad de información de servicios de aplicación (ASDU)	48
1.3	PROTOCOLO DE RED DISTRIBUIDA DNP 3.0	50
1.3.1	Generalidades del DNP 3.0	50
1.3.1.1	Tipos de datos	52
1.3.1.2	Clasificación de datos	52
1.3.1.3	Grupos de datos	53
1.3.1.4	DNP 3.0 por capas	53
2.	ESTÁNDAR IEC 61850	56
2.1	INTRODUCCIÓN Y VISIÓN GENERAL	56
2.1.1	Objetivos y alcance del estándar IEC 61850	60
2.1.2	Estructura del estándar IEC 61850	61
2.1.3	Modelamiento de la información	65
2.1.4	Requerimientos generales del estándar IEC 61850	70
2.1.4.1	Requerimientos de desempeño	70
2.1.4.2	Requerimientos de calidad	74
2.1.4.3	Condiciones ambientales	77
2.1.4.4	Servicios auxiliares	78
2.2	MODELAMIENTO DE LOS ELEMENTOS DE UNA SUBESTACIÓN	80
2.2.1	Modelos de información de un SAS.	80
2.2.1.1	Descomposición de las funciones de aplicación e información.	80
2.2.2	Servicios de intercambio de información.	84
2.2.2.1	Modelos de salidas.	85

2.2.2.2	Modelos de entrada	89
2.3	LENGUAJE DE CONFIGURACIÓN SCL	95
2.3.1	Introducción	96
2.3.2	Ingeniería de procesos planeados	96
2.3.3	Modelos SCL	98
2.3.3.1	Modelo SCL de subestaciones	98
2.3.3.2	Modelo SCL de IED	99
2.3.3.3	Modelos SCL del sistema de comunicaciones	100
2.3.3.4	Archivos SCL	101
2.4	MAPEO DE LAS COMUNICACIONES SEGÚN IEC 61850	102
2.4.1	Mapeo de objetos y servicios ACSI (IEC 61850) a MMS (ISO 9506) y Ethernet (ISO/IEC 8802-3)	102
2.4.1.1	Modelos y servicios de tipo cliente/servidor	104
2.4.1.2	Modelos y servicios de tipo administración GOOSE/GSE	109
2.4.1.3	Modelos y servicios de tipo GSSE	111
2.4.1.4	Modelos y servicios de tipo sincronización	112
2.4.2	Mapeo de sampled values SMV	113
2.5	EJEMPLOS DE IMPLEMENTACIONES REALIZADAS A NIVEL INTERNACIONAL	116
2.5.1	Subestación La Venta II 34,5/230 kV	116
2.5.1.1	Implementación	118
2.5.1.2	Arquitectura del sistema	121

2.5.1.3	Consideraciones tomadas para el desarrollo del sistema de comunicaciones.	122
2.5.1.4	Pruebas de aceptación en fábrica (FAT)	124
2.5.2	Subestación Bradley 500 kV	125
2.5.2.1	Implementación	126
2.5.2.2	Arquitectura del sistema	128
2.5.2.3	Consideraciones tomadas para el desarrollo del sistema de comunicaciones.	129
3.	COMPARACIÓN ENTRE DNP 3.0, IEC 60870-5-104 E IEC 61850	130
4.	CONCLUSIONES	133
5.	RECOMENDACIONES	136
	BIBLIOGRAFÍA	137
	ANEXO A	143

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Esquema jerárquico por capas del modelo OSI	27
Figura 2 Flujo de la información en el modelo OSI	30
Figura 3 Evolución de un mensaje durante el proceso de transmisión	30
Figura 4 Comparación de los protocolos ETHERNET e IEEE 802.3 dentro del modelo OSI.	32
Figura 5 Estructura trama MAC	34
Figura 6 Comparación de las capas de los modelos OSI y ARPA	36
Figura 7 Ubicación de los protocolos TCP e IP dentro de los modelos OSI y ARPA	37
Figura 8 Ejemplo de una dirección IP	38
Figura 9 Descomposición de diferentes direcciones IP en NETID y HOSTID de acuerdo a su clase.	39
Figura 10 Ejemplo de la construcción y uso de la máscara de subred para una dirección IP clase C	39
Figura 11 Esquema de una subestación eléctrica con una red TCP/IP por cada nivel de tensión	41
Figura 12 Esquema de un equipo con su respectivo HOSTID y dirección IP por cada red.	41
Figura 13 Desarrollo de la máscara CIDR para un conjunto de dirección IP y comparación con la respectiva mascara de subred clase C	42
Figura 14 Resultados del cálculo de mascara CIDR.	43
Figura 15 Ubicación del T104 y T101 dentro del modelo OSI	47
Figura 16 Estructura general de un ASDU	49
Figura 17 Ubicación del protocolo DNP 3.0 dentro del modelo OSI.	54

Figura 18 Los nodos lógicos y el concepto de conexión lógica.	63
Figura 19 Niveles e interfases lógicas en un SAS.	65
Figura 20 Acercamiento conceptual al modelamiento.	66
Figura 21 Ejemplo de mapeo de servicios ACSI empleado SCSM	69
Figura 22 Definición de tiempo de transferencia.	71
Figura 23 Información del nodo XCBR1 en estructura de árbol.	83
Figura 24 Bloque de construcción de un Dispositivo Lógico (logical device).	83
Figura 25 Principios de modelos de entrada y salida	84
Figura 26 Concepto del modelo de control.	86
Figura 27 Concepto del modelo de salida GSE.	87
Figura 28 Concepto de parámetros de ajuste	88
Figura 29 Concepto del modelo de entrada para señales analógicas.	90
Figura 30 Concepto de valor con banda muerta aplicada.	90
Figura 31 Rango de valores	91
Figura 32 Concepto del modelo de reporte y almacenamiento.	92
Figura 33 Tiempo de almacenamiento	94
Figura 34 Concepto de modelo de publicación de datos punto a punto.	95
Figura 35 Modelo OSI dividido en Perfil A y Perfil T	103
Figura 36 Configuración y requerimientos de protección Subestación La Venta II	118
Figura 37 Mapeo GOOSE contenido en las variables lógicas de un IED	121
Figura 38 Esquema general de la arquitectura de comunicaciones.	122
Figura 39 Esquema unifilar de la subestación Bradley	127
Figura 40 Esquema de comunicaciones subestación Bradley	128
Figura.41 Transformador de potencial, simbología IEC y ANSI.	144
Figura 42 Transformador de corriente, simbología IEC y ANSI	145
Figura 43 Configuración barra sencilla.	148
Figura 44 Configuración de Doble Barra.	149
Figura 45 Configuración Barra Principal y Transferencia.	150
Figura 46 Configuración Interruptor y Medio.	151

Figura 47 Esquema de decisión (árbol de pasos) para la automatización de equipos en una subestación.	157
Figura 48 Esquema típico de un SCADA en los sistemas de potencia.	166

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Campos de una trama IEEE 802.3	33
Tabla 2 Tipos de mensajes, clases de desempeño y tiempos de transmisión.	74
Tabla 3 Parámetros Ambientales	78
Tabla 4 valores nominales de alimentación AC y DC	79
Tabla 5 Tolerancia en fuentes de alimentación	79
Tabla 6 Métodos de acceso de datos	92
Tabla 7 Modelos y servicios ACSI de tipo Cliente/servidor	105
Tabla 8 Configuración del Perfil A empleado en modelos y servicios ACSI Cliente/servidor	107
Tabla 9 Configuración del Perfil TCP orientado a conexión, empleado para modelos y servicios ACSI de tipo Cliente/servidor	108
Tabla 10 Configuración del Perfil OSI orientado a conexión empleado para modelos y servicios ACSI de tipo Cliente/servidor	108
Tabla 11 Modelos y servicios de tipo administración GOOSE/GSE	109
Tabla 12 Perfil A empleado para el mapeo de modelos y servicios de administración de GOOSE/GSE	110
Tabla 13 Configuración del Perfil T para el mapeo de modelos y servicios de administración de GOOSE/GSE	110
Tabla 14 Modelos y servicio ACSI de tipo GSSE	111
Tabla 15 Perfil A empleado para mapear modelos y servicios GSSE	111
Tabla 16 Perfil T empleado para mapear modelos y servicios GSSE	111
Tabla 17 Perfil A para el mapeo de modelos y servicios de sincronización	112
Tabla 18 Modificación del Perfil T, empleado en modelos y servicios Cliente/servidor, para permitir servicios de Sampled Values	112

Tabla 19 Modelos y servicios del bloque de control de Sampled Values	114
Tabla 20 Modificación del Perfil T, de los modelos y servicios Cliente/servidor, para soportar servicios de Sampled Values	114
Tabla 21 Perfil A para modelos y servicios ACSI del bloque de control de Sampled Values	115
Tabla 22 Perfil T para modelos y servicios del bloque de control de Sampled Values	115
Tabla 23 Listado de equipos subestación La Venta II.	119
Tabla 24 Comparación entre los Estándares de comunicaciones IEC 60870-5-104, DNP 3.0 e IEC 61850	130

GLOSARIO

ACSI (Abstract Communications Service Interface). Interfase virtual de un IED que provee modelos de información de los dispositivos lógicos, nodos lógicos, datos, atributos de datos y servicios de información.

CDC (Common Data Classes). Agrupación de atributos de datos usados comúnmente en varios nodos lógicos.

CND (Centro Nacional de Despacho).

CON (Consejo Nacional de Operación). Organismo Colombiano encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del SIN sea segura, confiable y económica y ser el órgano ejecutor del Reglamento de Operación y velar por su cumplimiento.

CREG (Consejo de Regulación de Energía y Gas).

Conintel 2020. Protocolo desarrollado por Leeds&Northrup para las comunicaciones entre sistemas SCADA y RTU del mismo vendedor.

Data Classes. Agrupación de atributos de datos, usados dentro de un nodo lógico para una tarea específica.

DataSet. Agrupación de objetos comúnmente usados, para una fácil adquisición y recuperación.

DF (Distributed Function). Función que es desarrollada en dos a más nodos lógicos que se encuentran ubicados en distintos dispositivos físicos.

IED (Intelligent Electronic Device). Es cualquier dispositivo con uno o más procesadores con la capacidad de enviar y recibir datos hacia una fuente externa. Además de realizar funciones de control, protección, monitoreo y comunicaciones.

Interoperabilidad. Es la habilidad de que dos o más IED del mismo o distinto vendedor puedan intercambiar información y usarla para la correcta operación.

FC (Functional Constriction). Propiedad de un atributo de datos que indica los servicios disponibles para este.

GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event). Multiemisión de datos de alta velocidad, que comúnmente contiene información binaria.

GSE (Generic Substation Event). Modelo de información que define dos tipos de emisión de información de alta velocidad, GOOSE y GSSE.

GSSE (Generic Substation State Event). Similar al GOOSE pero con restricciones en los datos que contiene; es usado para la interoperabilidad con IED que usen el estándar UCA 2.0.

LC (Logical Connection). Enlace de comunicaciones entablado entre dos o más nodos lógicos.

LD (Logical Device). Dispositivo virtual creado para agrupar nodos lógicos y dataset con propósitos de comunicaciones.

LN (Logical Node). Es la más pequeña parte de una función que intercambia información.

OR (Operador de Red). Es la entidad encargada de la planeación de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un sistema de transmisión regional o sistema de distribución local; los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos.

PC (Physical Connection) Enlace de comunicaciones entablado entre dos o más dispositivos lógicos.

PD (Physical Device). El equivalente de un IED usado dentro del contexto del estándar IEC 61850.

Red LAN (Local Area Network). Red de comunicaciones que típicamente cubre el área de un edificio o pequeña fábrica.

SCSM (Specific Communication Service Mapping). Procedimiento estandarizado que provee el mapeo concreto de los servicios ACSI en un protocolo determinado.

SIN (Sistema Interconectado Nacional). Sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre si: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión nacional, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los Usuarios.

SNTP (Simple Network Time Protocol). Protocolo de tiempo de red, que usa la red de comunicaciones para sincronizar computadoras o IED, provee en la mayoría de los casos precisión de 1 a 50 milisegundos.

SOE (Sequence Of Events). Secuencia de eventos de una subestación almacenada en una base de datos, organizados de acuerdo al momento en el que ocurrieron, con precisión de un milisegundo.

STN (Sistema de Transmisión Nacional). Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

TRAMA. Unidad de envío de datos en una red de comunicaciones.

RESUMEN

TÍTULO

ASPECTOS GENERALES EN LA AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA Y EMPLEO DEL PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN IEC 61850*

AUTORES

JULIÁN ANDRÉS CEDIEL MARTÍNEZ
JAIME HERNÁN CHAPARRO RESTREPO**

PALABRAS CLAVES

SAS, IEC 61850, INTEROPERABILIDAD, SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

DESCRIPCIÓN

Las subestaciones eléctricas son una parte importante de los sistemas de transmisión de potencia, razón por la cual es necesaria la implementación de Sistemas de Automatización de Subestaciones (SAS) capaces de responder a las necesidades de las empresas operadoras del Sistema de Transmisión Nacional.

El estándar IEC 61850 para redes de comunicaciones y sistemas en subestaciones fue desarrollado con los objetivos de alcanzar la interoperabilidad entre IED de distintos fabricantes, soportar las funciones dentro de una subestación sin limitarlas y estandarizar los requerimientos funcionales y de desempeño del SAS; para ello fueron establecidas funciones básicas especializadas de operación de una subestación, las cuales están distribuidas por todos los elementos que componen la subestación, relacionándose entre ellas para así conformar funciones distribuidas, las cuales son las encargadas de permitir una operación óptima de la subestación y la interoperabilidad de IED. El IEC 61850 introduce los requerimientos de desempeño y presenta los requerimientos funcionales de los SAS necesarios para su implementación.

También se presenta una comparación entre los estándares de comunicaciones más utilizados en SAS, resaltando las ventajas del uso del IEC 61850 sobre sus predecesores.

Se analiza la forma como se están implementando SAS basados en el estándar IEC 61850 a nivel internacional, para el caso en México y Estado Unidos de América.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Julio Augusto Gelvez Figueredo.

SUMMARY

TITTLE

GENERAL ASPECTS IN THE AUTTOMATION OF AN ELECTRICAL SUBSTATION, AND USAGE OF THE IEC 61850 COMMUNICATION PROTOCOL*

AUTHORS

JULIÁN ANDRÉS CEDIEL MARTÍNEZ
JAIME HERNÁN CHAPARRO RESTREPO**

KEY WORDS

SAS, IEC 61850, INTEROPERABILITY, ELECTRICAL SUBSTATION.

DESCRIPTION

The electrical substations are a pretty important component of the power transmission system, for this reason is necessary to implement Substation Automation Systems (SAS) that fulfill entirely the national transmission system operator enterprise's requirements.

The standard IEC 61850 for communication networks and substation systems was developed to accomplish a complete interoperability between IED's of different vendors, to support the defined functions into a substation without limit them and to standardize the SAS's functional and performance requirements; to get this, substation operation specialized basic functions were established, this functions are distributed along every element of the substation. The distributed function are the result of the relationship between the substation operation specialized basic functions, the distributed functions allow the optimal operation of the substation and the complete interoperability between IED's of different vendors. The IEC 61850 introduces the performance requirements and shows the functional requirements necessities to implement the standard into a Substation Automation System.

The comparison between the most implemented communication standard in Substation Automation System is presented, making a special remake of the IEC 61850's advantages over its predecessor. Two international cases of implementation of SAS, using the standard IEC 61850 in Mexico and the United States of America, are studied.

* Work degree.

** Physical and mechanical engineering faculty. Electrical, Electronic and Telecommunication School. Director: Julio Augusto Gelvez Figueredo.

INTRODUCCIÓN

Las subestaciones eléctricas son una parte importante de los sistemas de transmisión, permiten la operación eficiente del mismo, para ello es necesario poder controlar el flujo de energía por el sistema desde un punto centralizado (centro de control); razón por la cual es necesaria la implementación de Sistemas de Automatización de Subestaciones (SAS) capaces de responder a las necesidades de las empresas operadoras del Sistema de Transmisión Nacional.

Instituciones académicas internacionales como la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC por sus siglas en inglés), están dirigiendo sus esfuerzos hacia el desarrollo de estándares de comunicaciones capaces de responder a la demanda de sistemas de automatización más robustos y eficientes, que impulsen el desarrollo de adelantos tecnológicos en el campo de las comunicaciones industriales, como el estándar IEC 61850 publicado en el año 2003, el cual tiene como uno de sus principales objetivos promover la interoperabilidad de IED de distintos fabricantes, implementar métodos de configuración, mantenimiento y administración de los Sistemas de Automatización de Subestaciones, más eficientes y amigables, entre otros, con los ingenieros encargados de ellos.

Actualmente en Colombia se esta presentando mayor interés, por parte de las empresas dueñas y operadoras de subestaciones de alta y extra alta tensión, en el estándar IEC 61850, presentando nuevos retos para los ingenieros encargados de la configuración, mantenimiento y administración de Sistemas de Automatización de Subestaciones.

Con el objetivo de presentar una descripción de los sistemas de automatización de subestaciones, haciendo especial énfasis en el estándar de comunicaciones IEC 61850 y como se está implementado a nivel internacional, se presenta este

documento, para que sea una fuente de consulta de los ingenieros encargados del desarrollo, puesta en servicio y mantenimiento de sistemas de automatización de subestaciones empleando el estándar IEC 61850.

En el primer capítulo del documento se presenta una introducción a las comunicaciones industriales, haciendo especial énfasis en el modelo OSI de comunicaciones y su relación con las redes de comunicaciones, los protocolos de comunicaciones TCP/IP; además se introducen los aspectos generales de dos de los estándares de comunicaciones predecesores del IEC 61850, el IEC 60870-5-104 y DNP 3.0.

En la segunda parte del texto se aborda el estándar IEC 61850 para redes de comunicaciones y sistemas en subestaciones, enfatizando en sus principales objetivos, alcance, la estructura del estándar, los lineamientos básicos funcionales y de desempeño, modelos de información, lenguaje de configuración y el mapeo de las comunicaciones; también, se presentan dos ejemplos de implementaciones de sistemas de automatización de subestaciones, usando el IEC 61850, en México y Estados Unidos de América, donde se muestra como realmente se está utilizando el estándar.

Por último en el tercer capítulo, se realiza una comparación del estándar IEC 61850, con dos de sus antecesores el IEC 60870-5-104 y DNP 3.0, presentados en el primer capítulo. En la comparación presentada se hace una revisión de varios aspectos, tales como: temas generales, descripción de los datos, servicios de auto descripción, configuración en línea, configuración fuera de línea, arquitectura y temas de comunicaciones.

Al final del documento, en el anexo A, se presenta una introducción a los Sistemas de Automatización de Subestaciones (SAS), donde se abordan temas como: las razones por las cuales se deben automatizar las subestaciones que hacen parte

de los sistemas de transmisión, elementos que se deben automatizar en una subestación y algunos conceptos básicos de los sistemas SCADA e IED.

1. COMUNICACIONES INDUSTRIALES¹

El empleo de sistemas de comunicación en procesos industriales, representó un gran adelanto, pues permitió la integración de procesos de producción distribuidos, la centralización del monitoreo y control de los procesos, mejoras en la productividad y disminución de costos. El sector eléctrico no es ajeno a los avances que resultaron del uso de los sistemas de comunicación. Este capítulo presenta un estudio de algunos protocolos de comunicación de uso específico en SAS y conceptos básicos para dicho estudio.

1.1 INTRODUCCIÓN A LAS COMUNICACIONES INDUSTRIALES, ETHERNET Y REDES TCP

A continuación se presenta el modelo OSI, como base para el estudio de protocolos de comunicación; posteriormente se analizan algunos de los protocolos de comunicación de uso general.

¹ REINDERS, Deon. WRIGHT, Edwin. Practical TCP/IP and Ethernet Networking. Newness and Elsevier, 2003 p. 45.
BAILEY, David. WRIGHT, Edwin. Practical for SCADA for industry. Newness and Elsevier, 2003 p. 147.
GÉLVEZ, Julio. Redes de comunicaciones industriales. Bucaramanga Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicomencánicas. 2002.

1.1.1 ISO-7498: modelo de interconexión de sistemas abiertos (OSI)

Como respuesta a la creciente aparición de sistemas de comunicaciones propietarios (arquitecturas, dispositivos, software y protocolos de un mismo fabricante), la ISO (International Standard Organization) en el año 1978 publicó el estándar ISO-7498 OPEN SYSTEM INTERCONNECTION MODEL (modelo OSI), originalmente conocido como MODELO DE REFERENCIA PARA COMUNICACIONES ENTRE SISTEMAS ABIERTOS.

El modelo OSI describe un marco de trabajo dentro del cual los nuevos sistemas de comunicaciones abiertos deben ser elaborados, con el objeto de poder interactuar con nuevos equipos y sistemas ya establecidos que se encuentren en proceso de evolución. Este modelo articula la interconexión y comunicación por medio de un proceso desarrollado en capas.

1.1.1.1 Modelo OSI como sistema por capas

El modelo OSI es una estructura de manejo jerárquico de la comunicación de datos, esta jerarquía se representa por siete capas o niveles apilados de manera vertical tal como se muestra en la Figura 1.

Figura 1 Esquema jerárquico por capas del modelo OSI



Fuente :Autores

El modelo OSI describe detalladamente las funciones o servicios que deben ser ejecutados en cada capa, los cuales interactúan con los niveles adyacentes, de tal manera que cada uno de los servicios disponibles en una capa superior es el resultado de los servicios desarrollados en niveles inferiores. Los servicios disponibles son la herramienta empleada por cada capa para la comunicación con su equivalente al otro extremo del canal de comunicaciones.

El flujo de información a través de la estructura se hace de manera vertical entre una capa y otra, utilizando medios físicos. La comunicación de una capa con su equivalente en el dispositivo al otro lado del canal de comunicaciones es horizontal y utiliza enlaces lógicos.

Las capas que define el estándar ISO-7498 son las siguientes²:

- **Aplicación.** Es la capa superior del modelo OSI, ésta es la más grande de todas debido a que contiene la mayor cantidad de aplicaciones y tareas. Esta capa es la encargada de conceder a la aplicación usuaria, que lo requiera, acceso a la red de comunicaciones. Ejemplos de las tareas disponibles en este nivel son: transferencia de multimedia, video conferencias, servicios de correo electrónico, etc.
- **Presentación.** Es la responsable de la adaptación de los datos transmitidos acorde con las especificaciones y/o necesidades del usuario. Algunas funciones desarrolladas en esta capa son: conversión de formato, encriptación, expansión, y uso de caracteres o gráficos especiales.

² REINDERS, Deon. WRIGHT, Edwin. Practical TCP/IP and Ethernet Networking. Newness and Elsevier, 2003 p. 25-28

- **Sesión.** Se encarga de mantener y sincronizar los diálogos y paquetes de datos transmitidos durante una conexión de red, ésta también se encarga de mantener el enlace entre los interesados hasta que la transferencia se culmine.
- **Transporte.** Se encarga de mantener la calidad de la comunicación durante la transmisión de datos. Es considerada una de las más importantes en el esquema, debido a que es la interfase entre los niveles altamente dependientes de la aplicación (capas superiores) y las capas de subnet (capas inferiores).
- **Red.** Determina las direcciones de red, transformando las direcciones de hardware en direcciones de red; esta capa también se encarga de encontrar, asegurar y mantener un camino de enlace entre los nodos de origen y destino o entre dos nodos intermedios.
- **Enlace de datos.** La creación, transmisión y recepción de datos se realiza en esta capa, preparando y adaptando las tramas de acuerdo a la arquitectura utilizada.
- **Física.** Se encarga de desfragmentar los paquetes de datos en series de señales eléctricas que representan unos (1) y ceros (0) lógicos. En esta capa se describen las características eléctricas y mecánicas del medio de transmisión, por ejemplo: niveles de tensión, tipo de cable, conectores y longitudes máximas, etc.

A medida que la información viaja de una capa a otra, son agregados o retirados encabezados de la trama. Cuando la información va a ser transmitida el flujo es descendente y los encabezados son agregados en cada capa, por otra parte, cuando la información es recibida, los encabezados son retirados en cada capa a medida que la información se mueve de manera ascendente. Los encabezados también son conocidos como Información de Control de Protocolo (PCI, por sus siglas en inglés) y al conjunto de encabezados y datos se les conoce en la norma

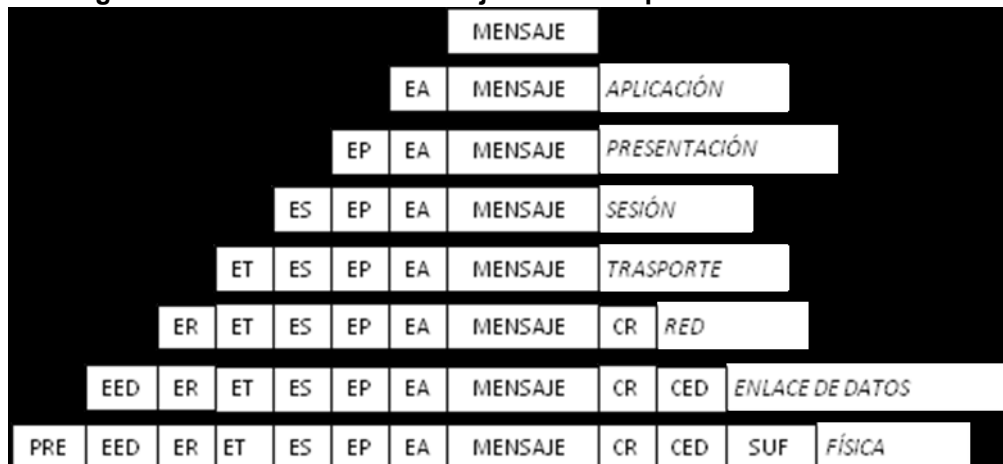
como Unidad de Datos del Protocolo (PDU, por sus siglas en inglés). La Figura 2 muestra un ejemplo del flujo de información en la estructura del modelo OSI, mientras que la Figura 3 muestra la evolución de un mensaje durante un proceso de transmisión.

Figura 2 Flujo de la información en el modelo OSI



Fuente: REINDERS, Deon. WRIGHT, Edwin. *Practical TCP/IP and Ethernet Networking*. Newness and Elsevier, 2003

Figura 3 Evolución de un mensaje durante el proceso de transmisión



Fuente: REINDERS, Deon. WRIGHT, Edwin. *Practical TCP/IP and Ethernet Networking*. Newness and Elsevier, 2003

A continuación se especifican las diferentes representaciones utilizadas en la figura 3.

EA: Encabezado de aplicación
EP: Encabezado de presentación
ES: Encabezado de sesión
ET: Encabezado de transporte
ER: Encabezado de red
EED: Encabezado de enlace de datos
PRE: Preámbulo de capa física
CR: Cola de red
CED: Cola de enlace de datos
SUF: Sufijo de la capa física

1.1.2 IEEE 802.3 “Ethernet”

El protocolo de enlace físico ETHERNET fue desarrollado en la década del 80 y está basado en las investigaciones realizadas en la Universidad de HAWÁI.

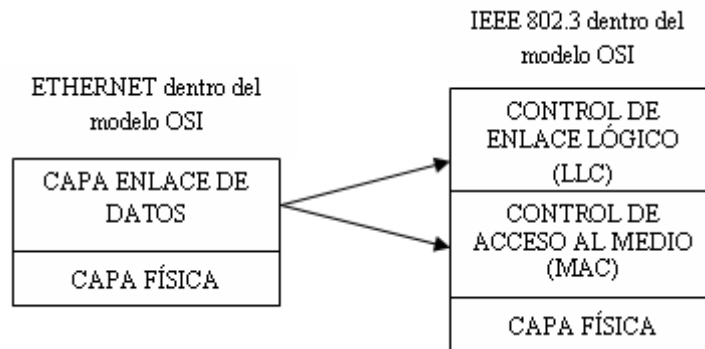
Ethernet fue presentado por el consorcio XEROX-INTEL-DEC (DIGITAL EQUIPMENT CORPORATION) ante la IEEE como propuesta de un estándar internacional, la cual dio como resultado la norma IEEE 802.3 CARRIER SENSE MÚLTIPLE ACCESS WITH COLLISION DETECTION (CSMA/CD). Hoy en día se hace referencia al estándar IEEE 802.3 como protocolo ETHERNET, pese a que estos dos difieren en la estructura de las tramas.

Analizando el estándar IEEE 802.3 dentro del marco de referencia descrito por el modelo OSI, éste se ubica en los dos últimos niveles: Capa de enlace de datos y capa física.

A diferencia del ETHERNET, el IEEE 802.3 divide la capa de enlace de datos en dos subniveles: CONTROL DE ENLACE LÓGICO (LLC, por sus siglas en inglés) y

CONTROL DE ACCESO AL MEDIO (MAC, por sus siglas en inglés); como se muestra en la Figura 4.

Figura 4 Comparación de los protocolos ETHERNET e IEEE 802.3 dentro del modelo OSI.



Fuente :Autores

El funcionamiento del acceso al medio, en el protocolo, se puede describir por medio de tres estados en los que puede estar un equipo de la red en cualquier momento, los cuales se explican a continuación.

- **Escucha.** Durante este estado, el dispositivo monitorea el bus (canal de comunicaciones), analizando las tramas emitidas por otros nodos³. La sincronización entre el emisor y los posibles receptores se realiza detectando los preámbulos de las transmisiones emitidas por la entidad que tenga ocupada la red en ese momento, una vez se haya detectado que la dirección de destino del mensaje es la del nodo en escucha, el mensaje es conducido por la capa MAC hacia la capa LLC.
- **Transmisión.** Cuando el nodo desea enviar un mensaje, escucha el canal hasta detectar un espacio libre en él, en ese instante se inicia el proceso de

³ Para el caso, se define nodo como el equipo que envía y recibe información dentro de una red de comunicaciones.

transmisión, al mismo tiempo que se activa la detección de colisiones. La detección de colisiones es el proceso mediante el cual un nodo detecta la transmisión simultánea de dos o más mensajes; esto se hace comparando la trama emitida con lo que se escucha en el canal. Cuando se detecta una colisión el nodo pasa al estado de contención.

- **Contención.** En este estado el nodo se encarga de sostener la transmisión cierto tiempo, con el objetivo de asegurarse que las demás entidades conectadas a la red detecten el problema. Una vez se detiene el envío de mensajes, se activa un algoritmo que determina cuanto tiempo se debe suspender la transmisión, antes de iniciar la emisión de las tramas faltantes.

1.1.2.1 Estructura de una trama IEEE 802.3

El protocolo IEEE 802.3 describe una trama de la sub-capa MAC como una combinación de ocho campos: Preámbulo, delimitador de inicio de trama, dirección destino, dirección origen, longitud del campo de datos, campo de datos, relleno y secuencia de revisión de tramas (FCS por sus siglas en inglés). La Figura 5 muestra la estructura de una trama MAC, cada uno de los campos se explican en la Tabla 1.

Tabla 1 Campos de una trama IEEE 802.3

NOMBRE	TAMAÑO (BYTES)	DESCRIPCIÓN
PREÁMBULO	7	Este encabezado es el encargado de marcar la pauta para la sincronización entre el transmisor y los receptores, con este objetivo se envía 10101010 repetidas veces.
DELIMITADOR DE INICIO DE TRAMA	1	Es el encargado de marcar el fin del campo de preámbulo e indicar el inicio de los campos de dirección.

NOMBRE	TAMAÑO (BYTES)	DESCRIPCIÓN
DIRECCIÓN DESTINO	2 ó 6	Este campo contiene la dirección física (MAC) del nodo de destino. Se manejan tres modos de direccionamiento: transmisión a todos (broadcast), transmisión a varios (multicast) y transmisión uno a uno (unicast).
DIRECCIÓN ORIGEN	2 ó 6	Este campo describe la misma función que el anterior, solo que contiene información del transmisor.
LONGITUD DEL CAMPO DE DATOS	2	Este campo contiene el tamaño del campo de dato que precede.
CAMPO DE DATOS	0-1500	Este campo se conoce como la carga útil de la trama, pues en ella se contiene la información generada por las capas superiores.
RELLENO	0-46	Este campo se utiliza para alcanzar la longitud mínima de la trama descrita por la norma, la cual es de 72 bytes.
SECUENCIA DE REVISIÓN DE TRAMA (FCS)	0-4	Este campo se añade a la trama con el propósito de realizar el procedimiento de detección de errores, empleando el método de análisis de redundancia cíclica (CRC). Este procedimiento permite detectar incluso un único bit de error en una transmisión síncrona de hasta 36000 bits.

Fuente :Autores

Figura 5 Estructura trama MAC

PREAMBULO	DELIMITADOR DE INICIO DE TRAMA	DIRECCION DESTINO	DIRECCION ORIGEN	LONGITUD DEL CAMPO DE DATOS	CAMPO DE DATOS	RELLENO	FCS
-----------	--------------------------------	-------------------	------------------	-----------------------------	----------------	---------	-----

Fuente :Autores

1.1.3 Redes TCP/IP

A continuación se presentan los fundamentos básicos necesarios para el entendimiento de la importancia de las redes TCP/IP dentro de la automatización de procesos, concretamente dentro de los sistemas SAS.

Las redes TCP/IP son de gran importancia dentro de los sistemas SAS, debido a los altos requerimientos de confiabilidad, velocidad y funcionalidad que éstos requieren, otro punto a favor es que la nueva generación de protocolos de uso específico para sistemas SAS están siendo diseñados para manejarse sobre redes TCP/IP, como ejemplo se toma el protocolo IEC 61850, el cual es el eje de este documento.

1.1.3.1 Historia y principios básicos

Impulsadas como un proyecto del departamento de defensa de los Estados Unidos de America, las redes TCP/IP, en ese entonces llamadas ARPANet, fueron desarrolladas en los principios de la década del 70⁴, por el Instituto de Investigaciones de Stanford, La Universidad de Berkeley y la compañía BBN (Bolt-Barenek-Newman).

Las redes TCP/IP se utilizaron como bases para el desarrollo de lo que hoy en día se conoce como INTERNET, dando como resultado una rápida masificación y estandarización de éstas. El uso comercial de las redes TCP/IP fue concedido a compañías con ánimo de lucro, gradualmente hasta llegar al punto de apertura total que se conoce hoy.

⁴ REINDERS, Deon. WRIGHT, Edwin. Practical TCP/IP and Ethernet Networking. Newness and Elsevier, 2003 p. 75

Las redes TCP/IP fueron desarrolladas dentro del marco provisto por el modelo ARPA (Advanced Research Projects Agency).

El marco ARPA es el equivalente americano del modelo OSI Europeo, al igual que el OSI, éste describe un proceso de comunicación por capas. La Figura 6 muestra una comparación entre el modelo OSI y el modelo ARPA.

Los protocolos TCP e IP en el modelo OSI se ubican en las capas de transporte y red respectivamente, mientras en el modelo ARPA lo hacen en las capas de servicio e Internet. La Figura 7, muestra la ubicación de los protocolos TCP/IP dentro de los dos modelos de trabajo.

Figura 6 Comparación de las capas de los modelos OSI y ARPA

MODELO OSI	MODELO ARPA
APLICACIÓN	PROCESO Y APLICACIÓN
PRESENTACIÓN	
SESIÓN	
TRANSPORTE	SERVICIO
RED	INTERNET
ENLACE DE DATOS	INTERFAZ DE RED
FÍSICA	

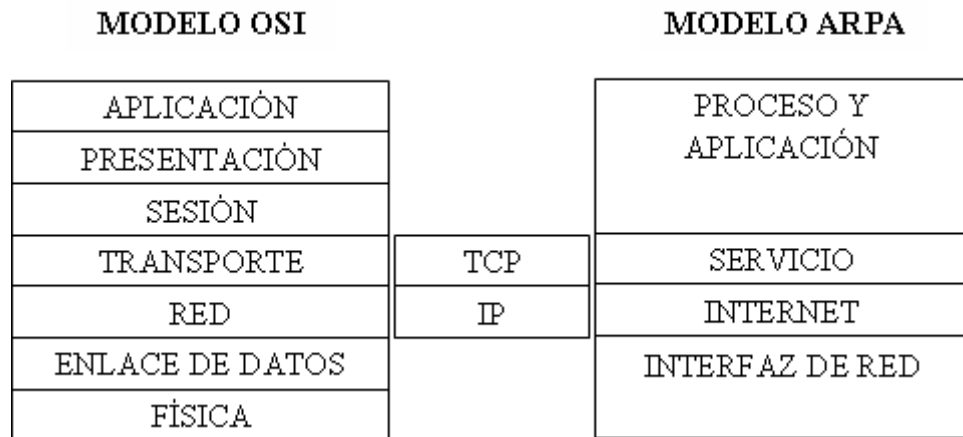
Fuente :Autores

Cabe precisar que cuando se habla de redes TCP/IP no sólo se habla de dos protocolos, sino que por el contrario se hace referencia a varios protocolos con diferentes funciones, entre los cuales se pueden destacar:

- Protocolo de Internet (IP)
- Protocolo de mensajes de control de Internet (ICMP)
- Protocolo de manejo de direcciones (ARP)

- Protocolo de manejo de direcciones inverso (RARP)
- Protocolo de control de transporte (TCP)
- Protocolo de datos de usuario (UDP)

Figura 7 Ubicación de los protocolos TCP e IP dentro de los modelos OSI y ARPA



Fuente :Autores

Las particularidades de estos protocolos no son alcance de este documento por lo que serán obviadas y solo se presentaran los protocolos IP y TCP.

1.1.3.2 Protocolo de Internet IP

El protocolo de Internet (IP por sus siglas en inglés) es el corazón del funcionamiento de la capa de red. En la actualidad, la versión 4 o IPv4 es la más usada, pese que poco a poco será desplazada por la nueva versión IPv6. La diferencia entre las dos versiones básicamente radica en que la primera utiliza direcciones de 32 bits, mientras que la segunda utiliza 128 bits. Para efectos del alcance del documento se explicará la cuarta versión del protocolo (IPv4).

La dirección IP, es un código de 32 bits que sirve para identificar equipos dentro de una determinada red. Para hacerlo más amigable, el código es dividido en cuatro (4) octetos, a cada uno de estos se les halla el equivalente decimal y se separan por puntos, dando como resultado las direcciones IP decimales separadas por puntos, conocidas comúnmente. La Figura 8 presenta un ejemplo de una dirección IP.

Figura 8 Ejemplo de una dirección IP

DIRECCIÓN IP BINARIA	1100000010101000000000100000011			
DIVISIÓN EN OCTETOS	11000000	10101000	00000001	00000011
EQUIVALENTES DECIMALES	192	168	1	3
DIRECCIÓN IP DECIMAL	192.168.1.3			

Fuente :Autores

Una dirección IP se encuentra compuesta principalmente por la identificación de red (NETID) y la identificación de equipo (HOSTID). Anteriormente se descomponía la dirección IP en NETID y HOSTID teniendo en cuenta una clasificación de las direcciones IP en tres grupos⁵: Clase A, Clase B y Clase C (las características de cada una de las clases no son alcance de este documento). La Figura 9 muestra la descomposición en NETID y HOSTID de varias direcciones IP de acuerdo con su clase.

Las características de cada una de las clases de direcciones IP no son de relevancia para este documento por lo que no se analizarán a fondo, para efectos de practicidad, en futuros ejemplos se manejarán direcciones clase C.

⁵ REINDERS, Deon. WRIGHT, Edwin. Practical TCP/IP and Ethernet Networking. Newness and Elsevier, 2003 p. 81

Figura 9 Descomposición de diferentes direcciones IP en NETID y HOSTID de acuerdo a su clase.

CLASE	DIRECCIÓN IP	DIRECCIÓN IP DESCOMPUESTA			
A	50.145.56.78	50	145	56	78
		NETID		HOSTID	
B	138.23.74.157	138	23	74	157
		NETID		HOSTID	
C	220.64.134.235	220	64	134	235
		NETID			HOSTID

Fuente :Autores

1.1.3.3 Mascaras de subred

A nivel de máquina es muy importante diferenciar la NETID de la HOSTID, saber en dónde termina una y donde comienza la otra, por tal motivo se emplea la máscara de subred. La máscara de subred es un número binario de 32 bits que indica con unos (1) cuales octetos de la dirección IP componen la NETID y con ceros (0) cuales la HOSTID, en otras palabras enmascara la identificación de red con unos, y con ceros la identificación de equipo.

Figura 10 Ejemplo de la construcción y uso de la máscara de subred para una dirección IP clase C

DIRECCIÓN IP BINARIA	1100000010101000000000100000011			
MASCARA DE SUBRED BINARIA	11111111111111111111111100000000			
DIRECCIÓN IP EN OCTETOS	11000000	10101000	00000001	00000011
MASCARA EN OCTETOS	11111111	11111111	11111111	00000000
DIRECCIÓN IP DECIMAL	192	168	1	3
MASCARA SUBRED DECIMAL	255	255	255	0
DIRECCIÓN IP	192.168.1.3			
MASCARA DE SUBRED	255.255.255.0			

Fuente :Autores

La máscara de subred también tiene presentación decimal separada por puntos, para obtener la representación decimal se aplica el mismo proceso de la dirección IP. La Figura 10, presenta la máscara de subred de una dirección IP clase C.

El uso de la máscara de subred conlleva un problema implícito. Teóricamente se pueden conectar 254 equipos dentro de un mismo segmento de red empleando direcciones IP clase C, desafortunadamente al hacer esto se aumentan las posibilidades de colisión en la red provocando fallas de comunicación. La solución es repartir los equipos en diferentes segmentos (diferentes NETID), pero la máscara de subred clase C aísla cada una de las nuevas NETID provocando que no se puedan comunicar los equipos entre sí. Si se quiere cambiar la máscara para que la comunicación se pueda desarrollar, es necesario convertirla a clase B, lo que implica reprogramar las direcciones IP de cada equipo.

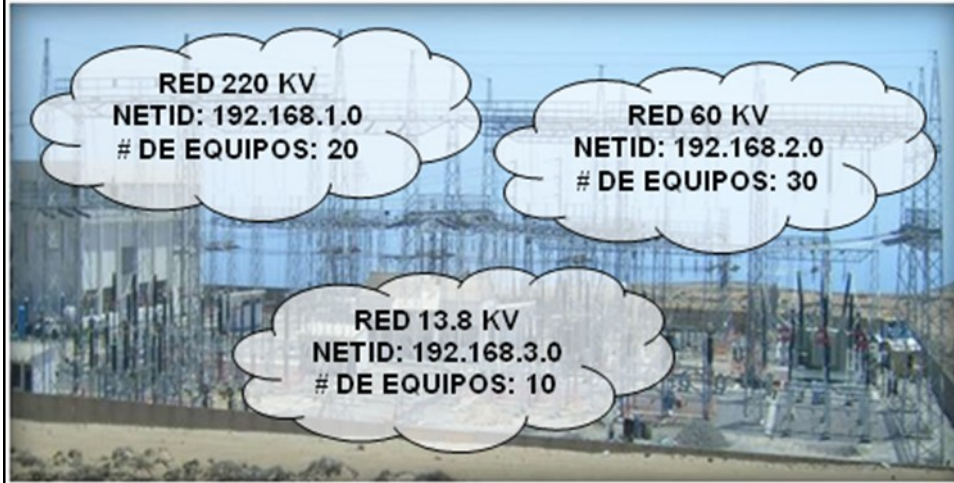
Además de lo explicado en el párrafo anterior, este tipo de mascarar de subred emplean un uso ineficiente de las direcciones IP. Para solucionar los problemas planteados, las mascarar de subred tradicionales evolucionaron en lo que hoy se conoce como las mascarar de Enrutamiento Inter-Dominio sin Clases⁶ (CIDR, por sus siglas en inglés).

A diferencia de las tradicionales, las mascarar CIDR cubren con unos (1) los bits que no cambian dentro de un conjunto de direcciones IP, dando la posibilidad de tomar un gran número de direcciones IP y distribuirlas en diferentes segmentos sin problemas de aislamientos.

Para dar un idea clara del funcionamiento de las mascarar CIDR y su ventaja sobre las tradicionales, las figuras 11 y 12, ilustran un ejemplo de aplicación en una subestación eléctrica, la cual tiene tres niveles de tensión 220 kV, 60 kV y 13,8 kV; cada uno posee una red asociada, compuesta por equipos de control, medición y protección.

⁶ REINDERS, Deon. WRIGHT, Edwin. Practical TCP/IP and Ethernet Networking. Newness and Elsevier, 2003 p. 81

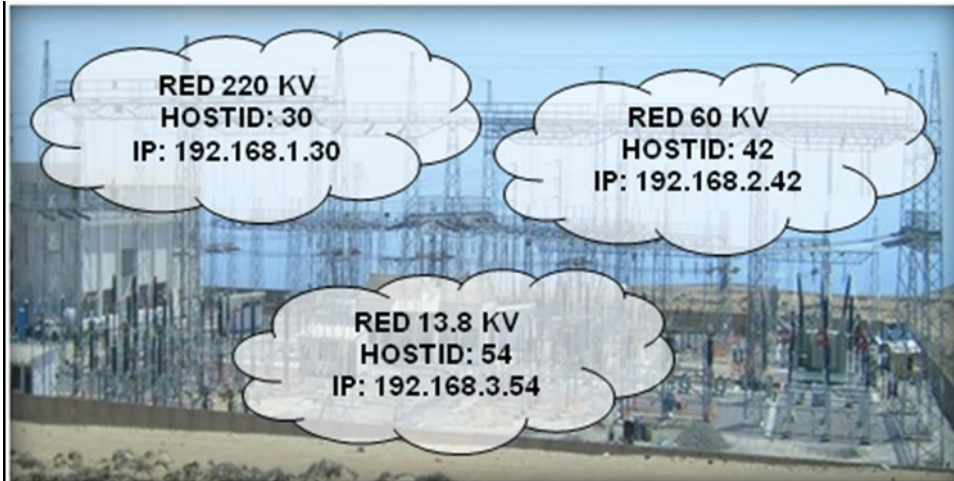
Figura 11 Esquema de una subestación eléctrica con una red TCP/IP por cada nivel de tensión



Fuente :Autores

Para el ejemplo se toma un equipo con cualquier HOSTID de cada una de las tres redes.

Figura 12 Esquema de un equipo con su respectivo HOSTID y dirección IP por cada red.



Fuente :Autores

Ahora se toma cada una de las direcciones IP y la máscara de subred tradicional y se les calcula el equivalente binario.

- En el Grupo 1 (color azul) los bits que son comunes en las direcciones IP, estos bits se obtienen revisando las direcciones IP de izquierda a derecha, tomando los que no cambian e ignorando a partir del primer bit que no sea común.
- En el Grupo 2 (color naranja) la parte de la máscara CIDR que cubre con unos los bits que no cambian en las direcciones IP.
- En el Grupo 3 (color verde) los unos de la máscara de subred clase C tradicional que cubre los tres primeros octetos de las direcciones IP.
- En el Grupo 4 (color amarillo) los bits de las direcciones IP que serían cubiertos por la máscara de subred tradicional.

El hecho de que la máscara de subred tradicional cubra con unos los bits resaltados en amarillo, automáticamente ubica a los equipos en diferentes segmentos de red, lo cual causaría un aislamiento que imposibilita a los switches utilizados, realizar comunicaciones entre estos equipos.

Como resultado del proceso de utilizar máscaras CIDR se obtiene:

Figura 14 Resultados del cálculo de máscara CIDR.

OBJETO	EQUIVALENTE DECIMAL
IP DE EQUIPO DE LA RED 220 kV	192.168.1.30
IP DE EQUIPO DE LA RED 60 kV	192.168.2.42
IP DE EQUIPO DE LA RED 13,8 kV	192.168.3.54
MASCARA CIDR	255.255.252.0
MASCARA DE SUBRED CLASE C	255.255.255.0

Fuente :Autores

El uso de máscaras CIDR cambia un poco el concepto de la separación del NETID del HOSTID, pues a diferencia de su predecesora, ahora los tamaños de los identificadores (NETID Y HOSTID) no son fijos, sino que pueden ser variables

dependiendo de las necesidades de la red. Tener identificadores de tamaño variables, sin sacrificar la cantidad de equipos disponibles y poder comunicar equipos ubicados en diferentes segmentos de red, son las ventajas por las cuales se sobrepusieron las mascararas CIDR a las mascararas de subred divididas por clases. Pese a la abismal diferencia de los dos conceptos, en la actualidad se habla solo de mascararas de subred haciendo referencia las CIDR.

Para profundizar en mascararas de subred CIDR, referirse a:

- RFC 4632: www.faqs.org/rfcs/rfc4632
- BCP 122: tools.ietf.org/html/bcp122

1.1.3.4 Protocolo de control de transporte TCP

En la capa de transporte del modelo OSI básicamente existen dos protocolos: Protocolo de Control de Transporte (TCP) y Protocolo de Datagramas de Usuario (UDP). Debido a que el estándar IEC 61850 usa principalmente redes TCP/IP, el protocolo TCP será el objeto de estudio de esta sección; omitiendo las particularidades del protocolo UDP.

El protocolo TCP se encarga de crear y mantener la conexión entre los puntos de origen y destino de una comunicación, dicha conexión puede ser directa o indirecta. Una conexión directa es cuando los equipos implicados se encuentran conectados en la misma red y comunicación indirecta cuando se tiene que salir de la red a través de un gateway o dispositivo similar.

Con el objetivo de asegurar la conexión, el protocolo TCP contiene las siguientes funciones:

- **Fragmentación de tramas.** las tramas son fragmentadas en paquetes que pueden ser manejados por el protocolo IP

- **Manejo de confirmaciones.** el protocolo TCP se encarga de seguir, recibir y manejar las confirmaciones de recepción.
- **Reconstrucción de tramas.** los fragmentos manejados por IP son reconstruidos por TCP.
- **Secuenciación y reordenamiento.** los fragmentos no siempre se reciben en el mismo orden, por lo tanto TCP se encarga de la organización de los mismos.
- **Servicios de socket.** con el fin de habilitar acceso de varias aplicaciones a la red, TCP maneja puertos de acceso y servicios de sockets.
- **Verificación de paquetes y control de errores.** TCP hace una verificación de la calidad y estado de los paquetes recibidos, para de esta manera solicitar retransmisiones cuando debe ser necesario.
- **Control de flujo.** verificando el estado de la red, TCP organiza en orden y prioridad las transmisiones que fluyen por cada puerto.

Adicional a las funciones descritas anteriormente, TCP se vale de diferentes herramientas, entre las cuales se pueden destacar manejo de puertos, sockets, números de secuencia y de reconocimiento y ventanas deslizables.

1.2 IEC 60870-5-104 PROTOCOLOS DE TRANSMISIÓN- ACCESO A LA RED PARA IEC 60870-5-101 EMPLEANDO PERFILES DE TRANSPORTE ESTÁNDAR

El siguiente segmento presenta una introducción de la norma IEC 60870-5-104 (T104). El estándar T104 es la viva representación del intento de la IEC por

estandarizar las comunicaciones en el sector eléctrico, T104 se entiende como la evolución de la norma IEC 60870-5-101 (T101).

1.2.1 Historia

Los inicios del T104 se remontan al año 1995 con la aparición del estándar IEC 60870-5-101 (PROTOCOLOS DE TRANSMISIÓN - ESTÁNDAR ADJUNTO PARA TAREAS DE TELECONTROL BÁSICO). El IEC 60870-5-101 o T101 es un protocolo de comunicaciones estándar de uso libre aplicado al sector eléctrico, el cual fue diseñado para transmisiones seriales de poca velocidad y ancho de banda limitado. Con la tecnología disponible y necesidades cada vez mayores, se presentó en el año 2000 la norma IEC 60870-5-104 PROTOCOLOS DE TRANSMISIÓN – ACCESO A LA RED PARA IEC 60870-5-101 EMPLEANDO PERFILES DE TRANSPORTE ESTÁNDAR.

1.2.2 Generalidades

Siendo el T101 un protocolo de telecontrol para el sector eléctrico, se vio la necesidad de evolucionarlo y adaptarlo a las redes que se estaban empleando a nivel mundial, redes TCP/IP.

Las principales motivaciones⁷ para realizar dicha adaptación son las siguientes:

- No hay que implementar software específico de redes en los equipos.
- No hay que implementar aplicaciones de enrutamiento en los equipos.

⁷ IEC 60870-5-104 Transmission protocols- Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles.

- No se implementan funciones de administración de red en los equipos.
- El desarrollo de equipos de telecontrol se facilita, pues no hay que implementar diseños que se asocian al manejo de red.
- Es posible cambiar el tipo de red, reemplazando un router, sin alterar el sistema.
- Favorece la adaptación de sistemas basados en T101.
- Abre las puertas de los sistemas de telecontrol a la evolución y convergencia de los sistemas de comunicación.

La Figura 15 presenta la ubicación de los protocolos T104 y T101 dentro del modelo OSI.

De la Figura 15 se puede destacar el hecho de que el T104 es una modificación del T101, pues utiliza prácticamente la misma capa de aplicación con las mismas funciones, sólo que se le añade una interfaz para que pueda interactuar con los protocolos de transporte y red (TCP/IP).

Figura 15 Ubicación del T104 y T101 dentro del modelo OSI

MODELO OSI	IEC 60870-5-104	IEC 60870-5-101			
APLICACIÓN	<table border="1"> <tr><td>APLICACION T101</td></tr> <tr><td>INTERFAZ TCP/IP</td></tr> </table>	APLICACION T101	INTERFAZ TCP/IP	<table border="1"> <tr><td>APLICACIÓN T101</td></tr> </table>	APLICACIÓN T101
APLICACION T101					
INTERFAZ TCP/IP					
APLICACIÓN T101					
PRESENTACION					
SESION					
TRANSPORTE	<table border="1"> <tr><td>TCP</td></tr> </table>	TCP			
TCP					
RED	<table border="1"> <tr><td>IP</td></tr> </table>	IP			
IP					
ENLACE DE DATOS	<table border="1"> <tr><td>ETHERNET</td></tr> </table>	ETHERNET	<table border="1"> <tr><td>ENLACE DE DATOS T101</td></tr> </table>	ENLACE DE DATOS T101	
ETHERNET					
ENLACE DE DATOS T101					
FISICA		<table border="1"> <tr><td>FISICA 101</td></tr> </table>	FISICA 101		
FISICA 101					

Fuente :Autores

El estudio por capas del protocolo se reduce considerablemente, debido a que sólo se analiza la capa de aplicación. El análisis de la capa de aplicación se hará considerando la unidad de información de servicios de aplicación (ASDU, por sus siglas en inglés).

1.2.3 Unidad de información de servicios de aplicación (ASDU)

La unidad de información de servicios de aplicación, es la manera como el protocolo encapsula la información que se genera en la capa de aplicación. Básicamente el ASDU está compuesto por dos partes: el Identificador de Unidad de Información (DUI, por sus siglas en inglés) y los objetos de información. La Figura 16 muestra el esquema general de un ASDU.

El Identificador de Unidad de Información (DUI) está compuesto por los siguientes campos:

- **Identificador de tipo.** Con un tamaño 1 byte, este campo provee información sobre el tipo de datos que están contenidos en el ASDU. Existen diversos tipos de información, por ejemplo: Señales digitales simples, digitales simples con estampa de tiempo, digitales dobles, digitales dobles con estampa de tiempo, señales análogas, comandos simples, comandos dobles, etc.
- **Calificadores de estructura de variables.** Este campo de 1 byte determina una de dos posibilidades, primera: Si varios objetos de información componen un solo ASDU y la cantidad de estos; o segunda: Si varios elementos de información componen un sólo objeto de información en un ASDU. Un bit del octeto es empleado para elegir una de las posibilidades y los otros siete para determinar la cantidad (la cantidad máxima es de 128).
- **Causa de transmisión.** Es un byte empleado para controlar el enrutamiento del ASDU a través de la red y del equipo destino, con la intención de hacerlo

llegar a la aplicación requerida; para un mejor entendimiento de la causa de transmisión, se puede indicar una analogía entre ésta y los puertos TCP. Existen varias causas de transmisión, por ejemplo: Periódica, espontánea, activación, desactivación, etc.

- **Dirección común de ASDU.** Es un campo que puede ser de uno o dos octetos y no es más que la dirección del dispositivo. Se llama dirección común, porque es la misma para toda la información contenida en el ASDU.

Figura 16 Estructura general de un ASDU

IDENTIFICADOR DE UNIDAD DE INFORMACIÓN	IDENTIFICADOR DE TIPO
	CALIFICADOR DE ESTRUCTURA DE VARIABLE
	CAUSA DE TRANSMISIÓN
	DIRECCIÓN COMÚN DE ASDU
OBJETO DE INFORMACIÓN 1	DIRECCIÓN DE OBJETO DE INFORMACIÓN
	ELEMENTOS DE INFORMACIÓN
	ESTAMPA DE TIEMPO (OPCIONAL)
↓	↓
OBJETO DE INFORMACIÓN N	DIRECCIÓN DE OBJETO DE INFORMACIÓN
	ELEMENTOS DE INFORMACIÓN
	ESTAMPA DE TIEMPO (OPCIONAL)

Fuente: Practical modern SCADA protocols: DNP3, 60870.5 and related systems

Por otra parte, los objetos de información están compuestos por tres campos:

- **Dirección de objeto de información.** Como su nombre lo indica es la identificación del elemento dentro del ASDU. La combinación de la Dirección Común de ASDU y la Dirección de Objeto de Información identifican un objeto de información particular.
- **Elemento de información.** Sin profundizar más allá de lo que es de interés para el documento, este campo contiene la información que se está

transmitiendo, además de ciertos valores agregados por ejemplo la “calidad de la señal”.

- **Estampa de tiempo.** En este campo se contiene la información que describe la hora exacta, con precisión de milisegundos, a la que se genera la información transmitida. Este campo es de vital importancia en los sistemas SAS.

1.3 PROTOCOLO DE RED DISTRIBUIDA DNP 3.0⁸

El siguiente segmento es una introducción al protocolo de comunicaciones DNP 3.0, en el cual se presenta de manera general, las características del protocolo y su arquitectura por capas.

1.3.1 Generalidades del DNP 3.0

El protocolo de red distribuida (DNP 3.0, por sus siglas en inglés) fue desarrollado en el año 1990, por la compañía WESTRONIC y dado a conocer al público en 1993, ese mismo año los derechos de propiedad del protocolo fueron cedidos al grupo llamado Grupo de Usuarios de DNP.

DNP 3.0 está diseñado para ser implementado como un protocolo de uso libre, sus principales campos de acción son los sistemas de automatización en

⁸ CLARKE, Gordon, REYNDERS, Deon. y WRIGHT, Edwin. Practical modern SCADA protocols: DNP3, 60870-5 and related systems. Burlington. Newness and Elsevier

distribución y generación de energía eléctrica, pese a que técnicamente puede ser empleado en cualquier ámbito industrial en lo que a sistemas SCADA se refiere.

DNP 3.0 tiene como bases, para su desarrollo, los estándares IEC 60870-5-1 e IEC 60870-5-2, por lo cual, ya que se creó pensando en el concepto de la interoperabilidad de IED, RTU y estaciones SCADAS de diferentes fabricantes.

Una medida adoptada por los fabricantes para facilitar la integración de dispositivos de diferentes marcas, es la creación de perfiles de equipo y tablas de datos, los cuales contiene información acerca de las funciones y los tipos de datos manejados por el dispositivo.

Inicialmente el protocolo estaba pensado para ser implementado en transmisiones seriales de poca velocidad, aunque hoy en día, gracias a mejoras realizadas, el protocolo admite ser transportado sobre redes TCP/IP y Ethernet.

DNP 3.0 tiene un diseño Maestro-Esclavo, por lo cual, maneja peticiones y respuestas a peticiones. Las estaciones esclavas responden a peticiones del maestro, el cual realiza las interrogaciones periódicamente, estas respuestas se conocen como mensajes de respuesta por petición. El protocolo DNP 3.0 además, de las respuestas por peticiones admite respuestas no solicitadas (mensajes espontáneos). Una respuesta no solicitada es un mensaje que la estación esclava envía sin haber recibido una interrogación previa.

Los mensajes de respuesta espontáneos son de gran utilidad cuando se tiene una aplicación con un número considerable de esclavos, en la cual hacer una interrogación general requeriría mucho tiempo.

1.3.1.1 Tipos de datos

Dentro del protocolo se habla de dos tipos de datos: estáticos y eventos.

- **Datos estáticos.** son la representación en tiempo real de una variable analógica o binaria (una medida de tensión, corriente, potencia o el estado de un bit).
- **Eventos.** Son cambios en datos estáticos, el cambio de estado de un bit o la variación de una medida más allá de la banda muerta⁹ asignada.

Un aspecto muy importante del protocolo es que admite la generación de eventos con estampas de tiempo. Para el caso de las subestaciones eléctricas, el manejo de estampas de tiempo es un tema de alta importancia, pues ellas permiten hacer un rastreo del flujo de la información frente a un evento significativo en la subestación, por ejemplo, una falla importante del sistema.

1.3.1.2 Clasificación de datos

El protocolo clasifica los datos en cuatro clases, clase 0, clase 1, clase 2 y clase 3; esto permite agrupar información de similar prioridad dentro de una misma clase e implementar diferentes periodos de consulta para cada clase. Se entiende que los datos clase 0 son todas aquellas variables de tipo estático, por tal razón una consulta de clase 0 se debe hacer lo menos frecuente posible, pues implica una transmisión poco eficiente de información. Por otra parte los datos clase 1, 2 y 3

⁹ Banda Muerta: mínimo cambio que se debe presentar en una señal analógica, para que sea reportado por el protocolo de comunicaciones.

representan eventos con diferentes niveles de prioridad. Los eventos de clase 1 son los más prioritarios y los clase 3 los menos urgentes.

1.3.1.3 Grupos de datos

Además de la clasificación por prioridad, DNP 3.0 agrupa los datos teniendo en cuenta su naturaleza y funcionalidad, por ejemplo se tienen valores estáticos analógicos y binarios, eventos analógicos y binarios, contadores, etc. La forma de representar dicha información (formato) también puede variar, se tienen enteros, enteros con signo, punto flotante, etc.

La variedad de datos soportados por el estándar representa un problema de interoperabilidad, pues no todos los dispositivos tienen la capacidad de manejar todos los tipos de datos, para asegurar que los equipos puedan interpretar de la misma manera información que se transmite, se emplean los grupos y la clasificación de formato.

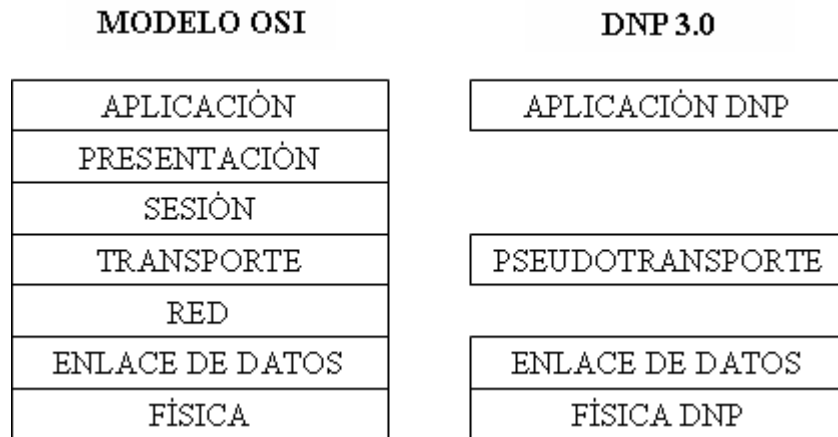
Los grupos, son una clasificación de acuerdo a la naturaleza del dato a transmitir, por ejemplo, si es evento o estático, analógico o binario, etc. El formato es una clasificación de acuerdo a la representación de la información, si es entero con signo, entero sin signo, si es binario doble o binario simple, si es de punto flotante, etc. Cuando un mensaje se envía se adjunta información sobre el grupo al cual pertenece y el formato en el que esta codificado, de esta manera se asegura que ambos equipos entiendan y manejen igualmente la información.

1.3.1.4 DNP 3.0 por capas

El protocolo DNP 3.0 se encuentra contenido en una arquitectura por capas que se ajusta parcialmente al modelo OSI. Las capas del modelo OSI que son

cubiertas por DNP son: capa física, enlace de datos y aplicación. Además de las anteriormente mencionadas una capa llamada pseudotransporte ha sido agregada con el fin de poder trabajar el protocolo sobre redes TCP/IP y Ethernet. La Figura 17, presenta la ubicación del protocolo DNP 3.0 dentro del modelo OSI.

Figura 17 Ubicación del protocolo DNP 3.0 dentro del modelo OSI.



Fuente :Autores

Las capas que conforman el protocolo son:

- **Capa física.** Se encarga de todo lo que al canal concierne, estado ocupado o libre del mismo, sincronización con éste, acceso, etc. Típicamente esta capa se utiliza como interfaz a redes simples RS-232 o RS-485. También se pueden presentar enlaces por fibra óptica, radio transmisión y enlaces satelitales.
- **Capa de enlace de datos.** Es la encargada de mantener y asegurar el enlace lógico entre el trasmisor y el receptor, además de verificar la integridad de los mensajes. Los procesos de chequeo de errores son manejados acá, para lo cual se insertan códigos CRC cada 16 bytes en una trama. La longitud máxima de una trama DNP puede ser de hasta 256 bytes.
- **Capa de pseudotransporte.** La capa de pseudotransporte es la encargada de tomar los mensajes de la capa de aplicación, que sean muy extensos, y

fragmentarlos en tramas que puedan ser manejadas por la capa de enlace de datos. En esta capa se agregan bytes de organización para indicar el orden de las tramas, con el fin de poder armar el mensaje original en el equipo destino.

- **Capa de aplicación.** La capa de aplicación, como su nombre lo indica, contiene el programa que se encarga de generar los mensajes de petición o respuesta. Los mensajes emitidos por el maestro, generalmente son peticiones a los esclavos, mientras que los mensajes de las estaciones esclavas son respuestas que pueden haber sido solicitadas por el maestro o espontáneamente generadas. Muchas veces la información generada por la aplicación es demasiado grande para ser manejada por el protocolo, en estos casos, la información es dividida en mensajes más cortos; debido a esto se habla de mensajes de fragmento sencillo y mensajes múltifragmento.

2. ESTÁNDAR IEC 61850

En el siguiente capítulo se presenta el estándar IEC 61850 y su funcionalidad dentro de los sistemas de automatización de subestaciones (SAS)

2.1 INTRODUCCIÓN Y VISIÓN GENERAL¹⁰

En 1994 un grupo de trabajo, con fines específicos en interfases de control y protección de subestaciones eléctricas, del comité técnico TC 57 adscrito a la IEC elaboró los primeros objetivos para lo que sería el futuro estándar en sistemas de comunicaciones en subestaciones eléctricas. Los principales propósitos fueron:

- La elaboración de un estándar de arquitecturas funcionales, estructuras de comunicaciones y requerimientos generales.
- Elaboración de un estándar en comunicaciones dentro y entre unidades y subestaciones.
- Elaboración de un estándar dentro y entre niveles de proceso y unidades.
- Elaborar un estándar que acompañara la interfase informativa para los equipos de protección IEC 60870-5-103.

¹⁰ INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61850 part 1: Communication Networks and Systems in Substations- Introduction and Overview.

El resultado fue el estándar internacional *IEC 61850 Communications Networks and systems in substations* presentado en el año 2003.

La metodología presentada en este estándar mezcla las fortalezas de los métodos de descomposición funcional, flujo de datos y modelamiento de la información.

La descomposición funcional es usada para entender la relación entre los componentes de una función distribuida (DF por sus siglas en inglés), la cual es presentada en término de nodo lógico (LN por sus siglas en inglés)¹¹.

El flujo de datos es usado para comprender las interfases que deben soportar los datos que se intercambian entre componentes de las funciones distribuidas.

El modelamiento de información es usado para definir las reglas conceptuales del intercambio de información, el cual es presentado en términos de *data object classes*.

El estándar está dividido en 10 partes, la cuales están compuestas por lo siguientes títulos y contenidos.

IEC 61850-1 Introduction and overview.

Introducción y visión general del estándar internacional IEC 61850.

IEC 61850-2 Glossary

IEC 61850-3 General requirements

¹¹ Las definiciones de DF y LN son presentadas en la sección 3.1.2 del presente texto.

Contiene los requerimientos de calidad (confiabilidad, mantenimiento, disponibilidad del sistema, portabilidad, seguridad, etc.), condiciones ambientales, servicios auxiliares y otras especificaciones del estándar.

IEC 61850-4 System and project management

Acoge los requerimientos de ingeniería (clasificación de parámetros, herramientas de ingeniería y documentación), ciclo de vida del sistema y garantías de calidad.

IEC 61850-5 Communications requirements for functions and device models

En este se puede consultar los requerimientos básicos relacionados con los nodos lógicos, los enlaces de comunicación lógicos, el concepto PICOM¹², la relación entre los nodos lógicos y los PICOM, el desarrollo y los requerimientos de flujo de información para diferentes condiciones operacionales.

IEC 61850-6 Configuration description language for communication in electrical substation related to IEDs

Contiene la definición de los sistemas e intercambio de parámetros de configuración basados en formatos de archivo XML, los cuales contienen:

- Descripción esquemática del equipo primario de la subestación.
- Descripción de las conexiones de comunicaciones.
- Capacidades de los IED.
- Además de la localización de los nodos lógicos de los IED hacia el equipo primario de la subestación.

¹² Piece of Information for COMmunication: descripción de la transferencia de información en una conexión lógica determinada entre dos nodos lógicos

IEC 61850-7-1 Basic communication structure for substation and feeder equipment – principles and models.

Contiene los principios y modelos de comunicaciones, además es una introducción a todo el compendio de IEC 61850-7-X.

IEC 61850-7-2 Basic communication structure for substation and feeder equipment – Abstract communication service interface (ACSI).

Se encuentra la descripción del ACSI, las especificaciones del *abstract communication service* y el modelo de la estructura del *database* de los dispositivos.

IEC61850-7-3 Basic communication structure for substation and feeder equipment – Common Data Classes.

Contiene la descripción de los *Common data Classes* y los atributos relacionados a ellos.

IEC61850-7-4 Basic communication structure for substation and feeder equipment – Compatible logical node classes and data classes.

En este se puede consultar la definición de cada una de las clases de nodos lógicos y sus *data classes*; todos los nodos lógicos están compuestos de *data classes*.

IEC 61850-8 Specific communication service mapping

Contiene el mapeo de los servicios comúnmente usados para comunicaciones dentro de toda la subestación.

IEC 61850-9 Specific communication service mapping

En él se encuentra el mapeo de los servicios usados para la transmisión de valores analógicos muestreados.

IEC 61850-10 Conformance testing.

Contiene los procedimientos de pruebas de conformidad, aseguramiento de la calidad, documentación requerida, dispositivos relacionados con las pruebas de conformidad, certificación de los servicios de prueba y los requerimientos para la validación de equipos de prueba.

2.1.1 Objetivos y alcance del estándar IEC 61850¹³

Una de las principales necesidades, dadas por la experiencia en el desarrollo e implementación de SAS, es contar con estándares de protocolos de comunicaciones, que proporcionen la posibilidad de soportar la interoperabilidad entre IED de distintos fabricantes. En este caso el concepto de interoperabilidad, se relaciona con la propiedad de conectar IED de diferentes fabricantes, en una misma red LAN y que estos compartan información y comandos entre ellos sin ningún problema.

El objetivo de estandarizar los sistemas de comunicaciones dentro de un SAS es desarrollar un estándar que cuente con los requerimientos de funcionamiento y desempeño necesarios, además que sea capaz de soportar los avances tecnológicos venideros. Estos con el fin de que sea lo más beneficioso posible.

Este estándar debe cumplir con los requerimientos funcionales de una subestación, por lo tanto debe soportar las funciones de operación de la misma, sin caer en el error de limitar las funciones envueltas en la operación de una subestación.

¹³ INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61850 part 1: Communication Networks and Systems in Substations- Introduction and Overview

Estas funciones deben ser identificadas y descritas claramente con el objeto de definir los requerimientos de comunicaciones de cada una de ellas, por ejemplo la cantidad de datos a ser intercambiados, retrasos de tiempo en las transmisiones, etc.

Además debe asegurar en lo posible las siguientes características:

- Que el perfil de comunicaciones este basado completamente en estándares IEC/IEEE/ISO/OSI existentes, si está disponible.
- Que el protocolo de comunicaciones sea abierto y los equipos sean auto describibles.
- Que el estándar este basado en objetos de datos relacionados con las necesidades de la industria eléctrica.
- Que la sintaxis y la semántica del protocolo de comunicaciones este basada en el uso de objetos comunes de datos relacionados con los sistemas de potencia.
- Que el estándar tenga en consideración las implicaciones que conlleva que la subestación sea parte de una red de transmisión.

2.1.2 Estructura del estándar IEC 61850

El estándar IEC 61850 divide el SAS en tres niveles, por lo cual, todas las tareas que se requieren para la operación, control, monitoreo y protección, de una subestación, además de las tareas necesarias para el mantenimiento de la misma, deben estar lógicamente localizadas en uno o más de los tres siguientes niveles definidos en el estándar.

- **El nivel de proceso.** Es el que tiene mayor interacción con los equipos primarios de la subestación; contiene todas las funciones encargadas de

transportar la información no procesada del sistema de potencia, como las medidas adquiridas por los transformadores de instrumentación, el estado de los equipos de maniobra de la subestación o las señales de mando de estos. En este nivel típicamente son situados RTU y sensores inteligentes.

- **En el nivel de bahía.** Se ubican las funciones que principalmente usan información de una bahía en especial de la subestación, además de actuar sobre los equipos de esta misma. Consta de las unidades de protección, de monitoreo y de control de cada una de las bahías.
- **El nivel de estación.** De este nivel hace parte el computador de la subestación en el cual se almacena la base de datos con toda la información de maniobras, eventos, alarmas, tendencias, etc. de la subestación y la interfase remota de comunicación. Es el centro de control de la subestación.

El nivel de estación tiene dos clases de funciones de estación: *funciones de estación relacionadas con el proceso*, las cuales usan la información de la subestación para actuar sobre los equipos primarios de una bahía o de la subestación completa, y *funciones de estación relacionadas con la interfase*, las cuales relacionan el SAS con la interfase hombre máquina (IHM) del mismo.

Cada una de las funciones dentro de una subestación (control, protección y monitoreo) puede ser dividida en subfunciones y elementos funcionales; estos elementos funcionales, que son la parte más pequeña de una función que intercambia datos. El estándar nombra los elementos funcionales como nodos lógicos (LN).

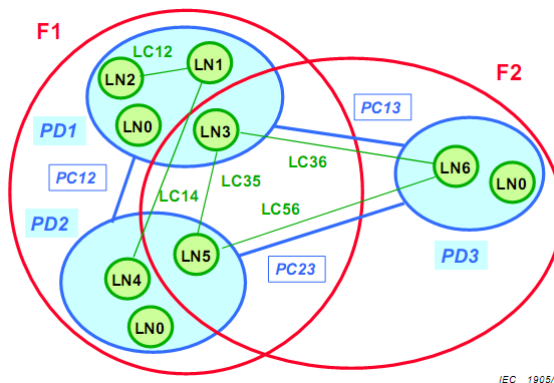
El estándar IEC 61850 establece, que los elementos funcionales o nodos lógicos (*LN logical nodes*) pueden ser localizados en cualquiera de los tres niveles (nivel

estación, nivel de bahía y nivel de proceso), sin importar cuál sea la tarea que desarrollen.

Cuando es necesario el intercambio de información entre dos o más *LN* ubicados en distintos equipos físicos del sistema, se conforma una función distribuida (*DF distributed function*).

Los *LN* son conectados por medio de una Conexión Lógica (*LC logical connection*) dedicada, para el intercambio de información, como se muestra en la Figura 18.

Figura 18 Los nodos lógicos y el concepto de conexión lógica.



Fuente: IEC 61850-5 Communications networks and systems in substations-communications requirements for function and device models

Todo *LN* se encuentra dentro de un dispositivo físico (*PD Physical Device*), y toda *LC* se realiza por medio de una conexión física (*PC Physical Connection*). Como se puede apreciar, cualquier *LN* puede ser parte de cualquier dispositivo físico y cualquier *LC* puede realizarse por medio de cualquier conexión física.

Para poder establecer el intercambio de información entre los niveles anteriormente nombrados, es necesario definir las siguientes *interfases lógicas (IF)*.

Cada una de las interfases mostradas en la Figura 19, son definidas por el estándar IEC 61850 de la siguiente manera.

IF1: intercambio de datos de protección entre el nivel de bahía y el de estación.

IF2: intercambio de datos de protección entre nivel de bahía y protecciones remotas (fuera del alcance del estándar IEC 61850)

IF3: intercambio de datos dentro del nivel de bahía.

IF4: CT y PT intercambio de datos instantáneos entre nivel de proceso y bahía.

IF5: intercambio de datos de control entre nivel de proceso y bahía.

IF6: intercambio de datos de control entre nivel de bahía y estación.

IF7: intercambio de datos entre el nivel de estación y un puesto de trabajo remoto de ingeniería.

IF8: intercambio directo entre las bahías especialmente para funciones rápidas.

IF9: intercambio de datos en el nivel de estación.

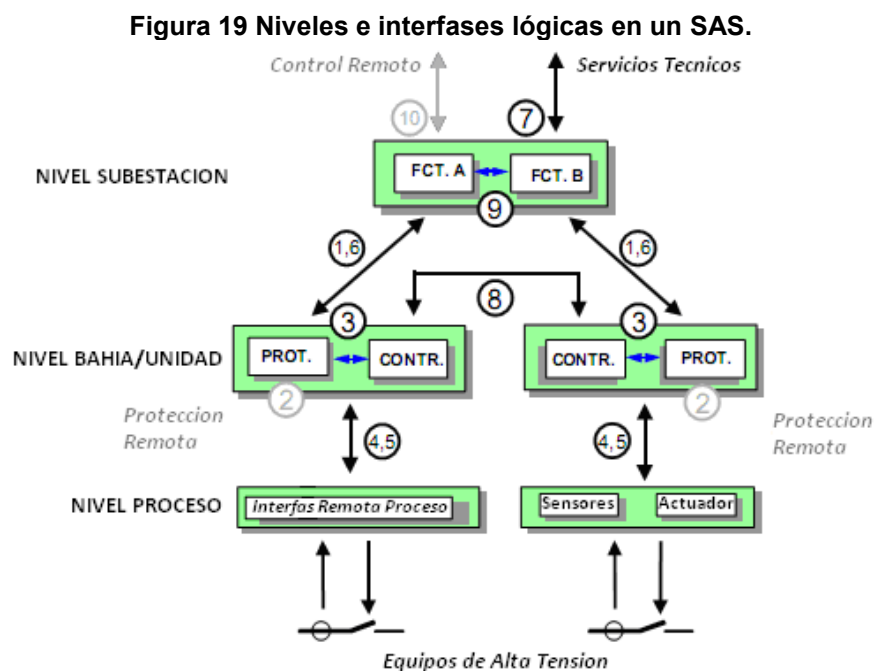
IF10: intercambio de datos de control entre el nivel de estación y un centro de control remoto (fuera del alcance de este estándar IEC 61850).

Las interfases lógicas pueden ser implementadas como interfases físicas dedicadas, también pueden ser combinadas en una simple interfase física o en una o más redes LAN, de acuerdo a la localización de las funciones y de los dispositivos que la conforman.

De esta manera es posible definir dos importantes redes LAN o buses de comunicaciones; la combinación de las interfases IF1, IF6, IF9 e IF8 conforman el **Bus de estación o inter bahías**, el cual conecta el nivel estación con el nivel bahía y todos los IED del nivel bahía entre ellos; por otra parte la IF4 y la IF5 se agrupan en el **Bus de proceso** que interconecta los equipos situados en el nivel de bahía con los IED, RTU y sensores inteligentes del nivel de proceso.

Nota: Los número encerrados en círculos representan IF, por ejemplo: ^{4,5} representa IF4 e IF5.

Si no existe conexión serial de comunicaciones para las interfases IF4 e IF5, estas son implementadas dentro de los respectivos equipos del nivel de bahía.



Fuente: IEC 61850-5 Communications networks and systems in substations-communications requirements for function and device models

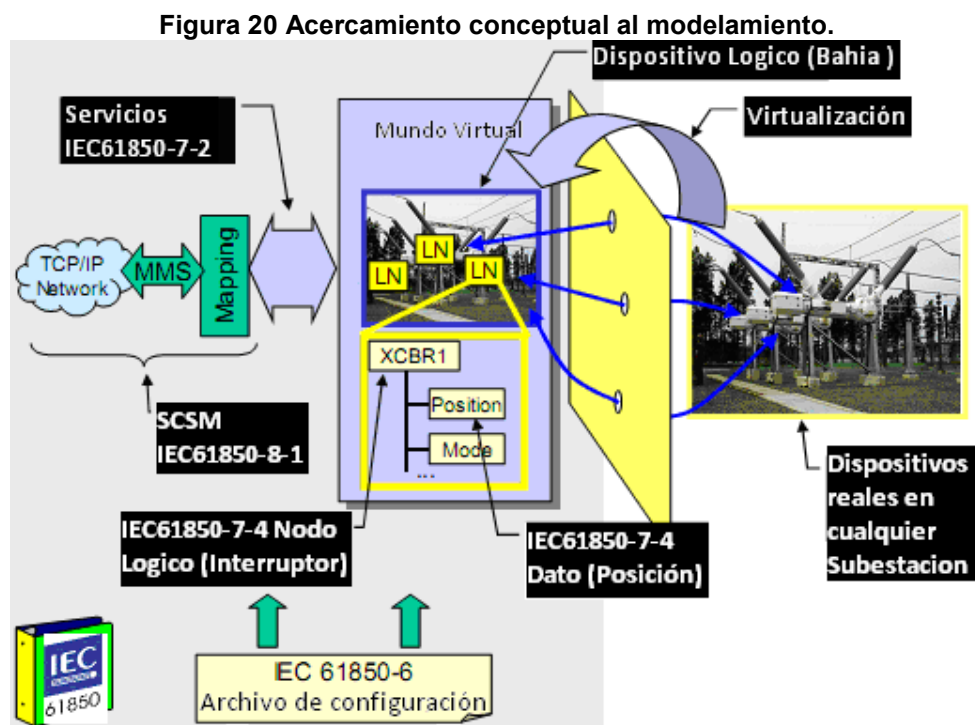
La interfase IF7 es dedicada para comunicaciones externas con centros remotos de monitoreo, esto se puede realizar directamente o haciendo uso del bus de estación.

2.1.3 Modelamiento de la información

Los mecanismos de intercambio de información están basados primariamente en modelos bien definidos de la misma. El IEC 61850 usa el acercamiento al

modelamiento de información común, encontrada en el mundo real tal como lo muestra la Figura 20.

La definición de la información y su intercambio, está hecha de tal manera que sea independiente de una implementación concreta; para ello es usado el concepto de virtualización, el cual provee una visión de aquellos aspectos de un dispositivo real que son de interés para el intercambio de información con otros dispositivos.



Fuente: IEC 61850-7-1 Communications networks and systems in substations- basic communication structure for substation and feeder equipment- principles and models

Como se mencionó anteriormente, el estándar IEC 61850 descompone las funciones de aplicación en las más pequeñas entidades posibles, llamadas nodos lógicos (LN), los cuales son usados para el intercambio de información. Basado en su funcionalidad un LN contiene una lista de datos con sus atributos de datos dedicados, los cuales tienen una estructura y semántica bien definida.

La semántica de un nodo lógico está representada por los datos y los atributos que contiene. Por ejemplo, dentro del LN **XCBR**¹⁴ (XCBR es un nodo lógico asociado a interruptores), el dato **Pos** indica la posición del interruptor, éste a su vez contiene el atributo **Pos.ctlVal** que representa la información de control (la cual puede ser ON u OFF), también el atributo **Pos.stVal** el cual indica la posición del interruptor (que podría ser ON, OFF, invalido o intermedio), etc. Este ejemplo muestra como está definida la estructura semántica anteriormente nombrada¹⁵.

Dentro de los objetivos del estándar se encuentra especificar un conjunto de servicios (*abstract services*) y objetos (*objects*), los cuales permitan la realización de aplicaciones independientemente del protocolo de comunicaciones a emplear.

El intercambio de información está definido por medio de los servicios, los cuales están categorizados de la siguiente manera:

- Control de equipos.
- Intercambio rápido y confiable de información de estado punto a punto.
- Reporte de cualquier conjunto de datos.
- Registro y recuperación de cualquier conjunto de datos.
- Sustitución.
- Manejo y configuración.
- Transmisión de *Sampled Values* (valores analógicos) desde los sensores.
- Sincronización de tiempo.

¹⁴ El listado completo de los LN y su función representativa dentro del estándar se encuentra en IEC 61850-5

¹⁵ Para mayor información sobre los datos y atributos contenidos en un LN ver IEC 61859-7-3

- Transferencia de archivos.
- Configuración en línea.
- Recuperación de la auto descripción de un dispositivo.

Este modelo de aplicaciones consiste en la implementación de un grupo apropiado de *Abstract Communications Services Interface (ACSI)* el cual está estandarizado por el IEC 61850 permitiendo un intercambio compatible de información entre los componentes de un SAS.

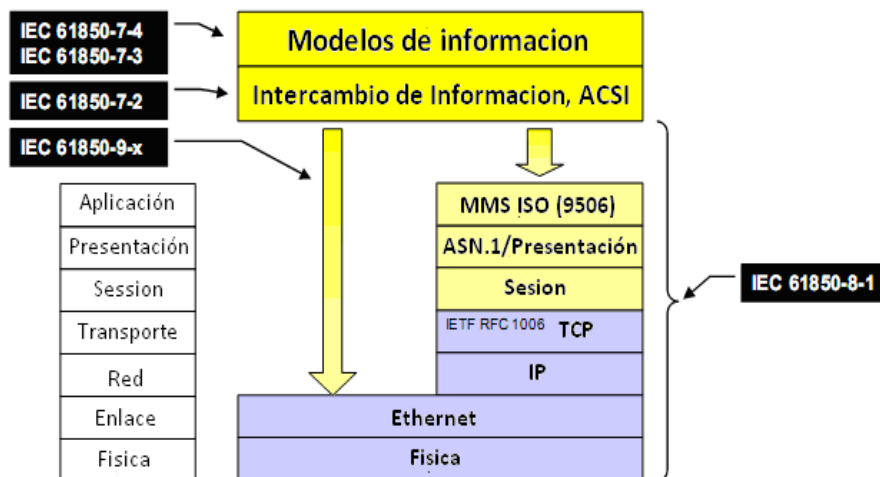
El ACSI provee toda la información de los modelos y servicios usados para acceder a los elementos del dominio de SAS, tales como los *LN* o los *common data classes (CDC)*, además de proporcionar los mecanismos necesarios para la escritura, lectura de las variables objetivo y otras operaciones, como control de equipo primario.

El ACSI se mapea empleando un apropiado *Specific Communication Service Mapping (SCSM)*, el cual provee un perfil particular de los protocolos de comunicaciones empleados. El SCSM define la sintaxis específica y la decodificación de los mensajes que transportan los parámetros de utilidad de un servicio, y como estos son pasados a través de una red.

Un SCSM es el mapeo (traducción) de los servicios ACSI a servicios MMS (ISO 9506) y otras disposiciones tales como TCP/IP y Ethernet, tal como se puede ver en la Figura 21.

Para alcanzar el objetivo de interoperabilidad es necesario que todas las aplicaciones de igual tipo tengan el mismo SCSM implementado.

Figura 21 Ejemplo de mapeo de servicios ACSI empleado SCSM



Fuente: IEC 61850-7-1 Communications networks and systems in substations- basic communication structure for substation and feeder equipment- principles and models

Con el objetivo de hacer viable el intercambio de información y descripción de los parámetros del sistema, además de poder migrar entre herramientas de configuración de distintos fabricantes de manera fácil, IEC 61850-6 define un lenguaje de configuración para la subestación, basado en el lenguaje *eXtensible Markup Language (XML)*, llamado *Substation Configuration Language (SCL)*, el cual especifica un grupo de archivos de configuración capaces de describir los múltiples niveles del sistema en un lenguaje no ambiguo y estandarizado.

Este lenguaje permite describir las capacidades de un IED de acuerdo a los modelos contemplados en el estándar IEC 61850, además de describir todos los datos y los parámetros del sistema, necesarios para un sencillo IED.

2.1.4 Requerimientos generales del estándar IEC 61850¹⁶

En este apartado se presentan los lineamientos básicos necesarios para la implementación de IEC 61850 en un SAS, enfocados en los requerimientos generales que el mismo estándar presenta para su implementación.

De acuerdo al estándar IEC 61850 los requerimientos generales de un sistema de comunicaciones para un SAS, necesarios para cumplir con los objetivos del mismo, están presentados en dos grupos, que son: los requerimientos de desempeño, relacionados con los aspectos técnicos de tiempo de transmisión e integridad de la información, y los requerimientos funcionales, que relacionan todos los aspectos de calidad de la transmisión, condiciones ambientales de la red física y los servicios auxiliares.

2.1.4.1 Requerimientos de desempeño

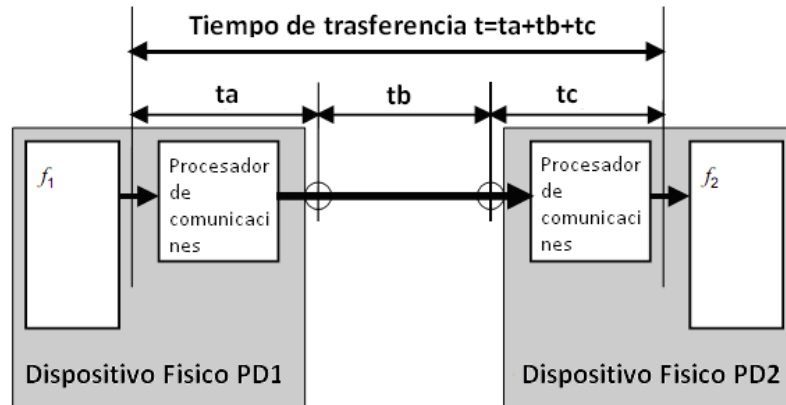
El estándar IEC 61850 define varios requerimientos de desempeño para las funciones dentro de una subestación, independientes del tamaño de la misma, basados en dos grupos de desempeño y en el tiempo de transferencia.

El tiempo de transferencia es el tiempo necesario para enviar datos desde una función $f1$ hacia una función $f2$ ubicada en otro dispositivo físico. En este tiempo se debe incluir los retardos de transmisión además de los tiempos de procesamiento necesarios. Ver Figura 22.

¹⁶ INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61850 part 3: Communication Networks and Systems in Substations- General Requirements.

Los grupos de desempeño son independientes entre ellos y están definidos de acuerdo a las funcionalidades requeridas. Los grupos de desempeño son:

Figura 22 Definición de tiempo de transferencia.



Fuente: IEC 61850-5 Communications networks and systems in substations- Communications requirements for functions and device models

- Grupo de control y protección.
- Grupo de medición y calidad de la energía.

Los requerimientos para el grupo de control y protección son más exigentes, debido al efecto e importancia de despejar una falla en el menor tiempo posible, para la estabilidad del sistema de potencia.

El estándar IEC 61850 categoriza el grupo de control y protección en tres clases:

- **Clase de desempeño P1:** Aplica para las subestaciones de distribución o en casos donde los niveles de desempeño aceptados sean bajos.
- **Clase de desempeño P2:** Aplica típicamente a subestaciones de transmisión.
- **Clase de desempeño P3:** Aplica típicamente a subestaciones de transmisión con altos requerimientos de sincronismo, como funciones de protección de barraje.

Las especificaciones de desempeño que se deben cumplir para cada clase dependen del tipo de mensaje a transmitir. Existen mensajes tipo 1 definidos como mensajes rápidos, estos a su vez están divididos en dos: tipo 1A (trip o disparo) y tipo 1B, el primero es el más importante dentro de la subestación, por lo tanto debe tener los más altos requerimientos de desempeño, mientras que el segundo es importante para la interacción entre el SAS y el proceso, pero con menores exigencias de desempeño.

Para la clase de desempeño P1 el mensaje tipo 1A debe ser enviado y recibido con un tiempo total de transmisión menor a medio ($1/2$) ciclo; mientras que para las clases de desempeño P2 y P3 el tiempo total de transmisión no debe superar un cuarto ($1/4$) de ciclo.

Para los mensajes tipo 1B con la clase de desempeño P1, el tiempo total de transmisión debe ser menor a seis ciclos, mientras que para las clases de desempeño P2 y P3 el tiempo total de transmisión debe ser menor a un ciclo.

Los mensajes tipo 2 son mensajes que contienen estampa de tiempo dentro de él, están definidos como mensajes de velocidad media y son usados típicamente en las interfaces IF3, IF8 e IF9, su tiempo total de transmisión debe ser menor a seis ciclos.

Los mensajes de baja velocidad están definidos como mensajes tipo 3, son usados para transmitir eventos, cambiar los parámetros del SAS y otros mensajes complejos que requieran estampa de tiempo. El tiempo total de transmisión debe ser menor a 30 ciclos. Estos mensajes son usados en todas las interfaces mostradas en la Figura 19.

Los mensajes tipo 4, definen los mensajes usados, entre otros, en la salida de los transformadores de instrumentación digitales (medidores) y transductores digitales. Los datos de estos mensajes consisten en un flujo continuo de información desde cada IED. Son usados típicamente en las interfases IF4 e IF8, y al igual que los mensajes tipo 1A el tiempo total de transmisión para la clase de desempeño P1 debe ser de medio ciclo y para las clases de desempeño P2 y P3 de un cuarto de ciclo.

La transmisión de mensajes largos se realiza por medio de los mensajes de tipo 5, en este caso los mensajes deben ser divididos en paquetes de información de limitada longitud, con el objeto de permitir otro tipo de actividades en la red. El tiempo total de transmisión no es crítico por lo tanto no existe limite; son usados en la IF1, IF3 e IF4 en el caso de transferencia de archivos de configuración, y en la IF1, IF6 e IF7 en el caso de archivos de perturbaciones.

Para la sincronización de los relojes internos de los IED de todo el SAS se usan los mensajes tipo 6. El estándar no define los requerimientos de desempeño para este tipo de mensajes.

Las órdenes de control desde una IHM local o remota son transferidas por medio de mensajes tipo 7, para los cuales es necesario mayor grado de seguridad. Este tipo de mensajes está basado en los mensajes tipo 3, pero con la adición de control de acceso. Son usados en las interfases IF1, IF6 e IF7.

En la Tabla 2 se resume el tiempo de transmisión de cada tipo de mensaje para las tres clases de desempeño.

Tabla 2 Tipos de mensajes, clases de desempeño y tiempos de transmisión.

Tiempo [ciclos]	Clase de Desempeño			Observación	
	P1	P2	P3		
Tipo de mensaje	1A	1/2	1/4	1/4	Mensajes rápidos (disparos)
	1B	6	1	1	Mensajes rápidos
	2	6	6	6	Mensaje con estampa de tiempo
	3	30	30	30	Mensaje de baja velocidad
	4	1/2	1/4	1/4	Mensaje de medidas
	5	Sin Límite	Sin Límite	Sin Límite	Mensajes largos
	6	No Aplica	No Aplica	No Aplica	Mensajes de sincronismo
7	No Aplica	No Aplica	No Aplica	Mensaje de control IHM de alto grado de seguridad.	

Fuente :Autores

2.1.4.2 Requerimientos de calidad¹⁷

Los principales requerimientos de calidad que se deben cumplir para la implementación del IEC 61850 son:

- **Confiabilidad (MTBF)**

El principio de confiabilidad define que, ante la falla de algún componente del SAS, éste debe continuar siendo operable, la falla no debe conducir a la pérdida de funciones no detectadas o falla en cascada de múltiples componentes. Para esto en algunas aplicaciones es necesaria la implementación de sistemas redundantes con detección de fallas. La confiabilidad se define como el tiempo medio entre fallas (MTBF) medido en horas.

¹⁷ INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 60870-4: Telecontrol equipment and systems – Performance requirements

Para la implementación del IEC 61850 se debe cumplir uno de los tres niveles de confiabilidad definidos en el estándar IEC 60870-4.

- R1: MTBF \geq 2000 h
- R2: MTBF \geq 4000 h
- R3: MTBF \geq 8760 h

- **Disponibilidad (A)**

La disponibilidad de un SAS es la relación entre el tiempo de operación óptima con respecto al tiempo total de operación del mismo.

Para la implementación del IEC 61850 se debe cumplir uno de los tres niveles de disponibilidad definidos en el estándar IEC 60870-4.

- A1: A \geq 99,00%
- A2: A \geq 99,75%
- A3: A \geq 99,95%

- **Mantenibilidad (MTTR) y seguridad¹⁸**

La mantenibilidad es la capacidad de un equipo o sistema que bajo condiciones de uso, después de la detección de una falla, pueda ser restaurado para cumplir a cabalidad sus funciones, además de recibir mantenimiento durante su tiempo normal de trabajo. Las condiciones de mantenibilidad deben ser acordadas entre el fabricante y el usuario del sistema. La mantenibilidad se define como el tiempo medio para restauración (MTTR) y se mide en horas.

¹⁸ INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61850 part 4: Communication Networks and Systems in Substations- System and project management.

Para la implementación del IEC 61850 se debe cumplir uno de los cuatro niveles de mantenibilidad definidos en el estándar IEC 60870-4.

- M1: MTTR \leq 36 h
- M2: MTTR \leq 24 h
- M3: MTTR \leq 12 h
- M4: MTTR \leq 6 h

La seguridad de un sistema es la habilidad del mismo para evitar exponer el sistema a una situación peligrosa o no deseable, debido a las consecuencias de malos funcionamientos, del equipo de telecontrol, como errores de información no detectados o pérdida de información.

Algunas de las medidas de seguridad que se deben implementar para mejorar los márgenes de seguridad del SAS (según el IEC 61850) son:

- Uso de dispositivos redundantes.
- Diseño que evite fallas comunes en dispositivos redundantes.
- Señalización de localización de fallas.
- **Integridad de los datos (IE)**

Un sistema SAS debe entregar información de manera confiable en momentos de transmisión de datos y errores de procesamiento; además debe proveer detección de errores de transmisión en el ambiente ruidoso de la subestación, recuperaciones en momentos de congestión de conexiones, soporte opcional para las conexiones, medios y equipos redundantes. La medida de la integridad de datos en un SAS se define como la probabilidad de no detectar información perdida.

Para la implementación del IEC 61850 se debe cumplir uno de los tres niveles de integridad de datos definidos en el estándar IEC 60870-4.

- I1: $IE \leq 10^{-6}$
- I2: $IE \leq 10^{-10}$
- I3: $IE \leq 10^{-14}$

- **Distancia para las redes de comunicación**

Para la implementación del IEC 61850, las redes de comunicaciones empleadas deben ser capaces de cubrir distancias de hasta 2 km.

- **Cantidad de IED integrados al SAS**

Para la implementación del IEC 61850, las redes de comunicaciones deben tener la capacidad de manejar la cantidad de IED necesarios para cualquier tipo de configuración de subestación, incluyendo las de interruptor y medio

2.1.4.3 Condiciones ambientales

En este apartado se abordan las condiciones climáticas y mecánicas que aplican a los medios de comunicación e interfases usadas para el control y monitoreo dentro de la subestación.

Existen cuatro clases de emplazamientos para la instalación de los dispositivos integrados al SAS.

Clase A: Sitios con acondicionamiento de aire

Clase B: Sitios con calefacción y/o refrigeración

Clase C: Sitios protegidos

Clase D: Sitios a la intemperie

Dependiendo de la clase de sitio de instalación, los dispositivos que utilizan el estándar IEC 61850, deben de cumplir al menos con las condiciones de temperatura, humedad y presión atmosférica especificados en la tabla 3.

Tabla 3 Parámetros Ambientales

Parámetro	Unidad	Clase de emplazamiento			
		A	B	C	D
Mínima temperatura del aire	°C	20	15	-5	-33
Máxima temperatura del aire	°C	25	30	45	40
Mínima humedad relativa	%	20	10	5	15
Máxima humedad relativa	%	75	75	95	100
Mínima presión atmosférica	kPa	70	70	70	70
Máxima presión atmosférica	kPa	106	106	106	106

Fuente: Autores

2.1.4.4 Servicios auxiliares

En esta sección se presentan las características generales de la fuente de alimentación de todos los dispositivos de comunicaciones considerados en el estándar IEC 61850.

La energía para la operación de los equipos de comunicaciones debe ser provista desde una conexión directa a la fuente de poder, también debe contener una fuente auxiliar de energía la cual debe proveer energía en caso de mantenimiento o falla de la fuente principal de energía.

- Valores nominales de alimentación

La tabla 4, presenta los valores nominales rms de alimentación, para el caso de la fuentes AC, los valores aplican para 50 y 60 Hz.

Tabla 4 valores nominales de alimentación AC y DC

Fuentes AC [V]	
Monofasico	Trifásico
240	415
230	400
220	380
110	190
Fuentes DC [V]	
250	60
220	48
125	24
110	12

Fuente :Autores

- Tolerancias de alimentación

La siguiente tabla presenta las clases de tolerancia admisibles en las fuentes de alimentación de los dispositivos que emplean el estándar IEC 61850.

Tabla 5 Tolerancia en fuentes de alimentación

Tensión nominal AC	
Clase	Tolerancia [%]
Ac1	+10 hasta -10
Ac2	+10 hasta -15
Ac3	+15 hasta -20
Frecuencia nominal	
Clase	Tolerancia [%]
F1	± 0,2
F2	± 1
F3	± 5
Tensión nominal DC	
Clase	Tolerancia [%]
Dc1	± 10
Dc2	± 15
Dc1	+15 hasta -20

Fuente :Autores

2.2 MODELAMIENTO DE LOS ELEMENTOS DE UNA SUBESTACIÓN

El modelamiento de los elementos de una subestación es un parte importante del estándar, debido a que el IEC 61850 contiene toda la información que se puede requerir en el SAS.

2.2.1 Modelos de información de un SAS.

A continuación se presentan los modelos de información de un SAS según el estándar IEC61850.

2.2.1.1 Descomposición de las funciones de aplicación e información.

Como se ha descrito anteriormente la estrategia general del estándar IEC 61850, es descomponer las funciones de aplicación en entidades más pequeñas llamadas nodos lógicos LN, los cuales son usados para ser comunicados. Basados en su funcionalidad, estos LN abarcan datos con sus respectivos atributos de datos.

El modelamiento usa los nodos lógicos y sus componentes, tales como los datos y los atributos de los datos, como bloques de construcción para componer la información visible en un SAS. Los modelos son usados para la descripción de la información producida y recopilada por aplicaciones y para el intercambio de información entre IED.

Un nodo lógico puede proveer más de 30 datos y cada uno de ellos hasta 20 atributos de datos, dando como resultado más de 100 puntos de información organizados de forma jerárquica como se ve en la Figura 23.

Cada uno de los datos contenidos dentro de un LN puede albergar una gran cantidad de detalles (atributos de datos) los cuales están categorizados de la siguiente manera.

- Control (estatus, medidas o parámetros de configuración)
- Sustitución.
- Configuración, descripción y extensión.

El grupo entero de todos los atributos de datos definidos para un dato en particular son llamados *common data clases* CDC, los cuales proveen un método ventajoso de reducir el tamaño de la definición de un dato específico, además sirven para mantener consistente la definición de un atributo de datos.

Los CDC están clasificados en los siguientes grupos.

- Información de estado.
- Información de medición.
- Información de estado controlable.
- Información analógica controlable.
- Parámetros de configuración de estado.
- Parámetros de configuración analógicos.
- Información descriptiva.

Los CDC (*common data classes*) son usados para definir los datos de dominio específico de la subestación (*data clases*). *Los Data Classes* son CDC especializados, por ejemplo, el *data class Pos* es una especialización del *common data class CDP* (Controlable Doble Point), por lo cual el *data class* hereda todos los atributos de datos del *common data class* respectivo.

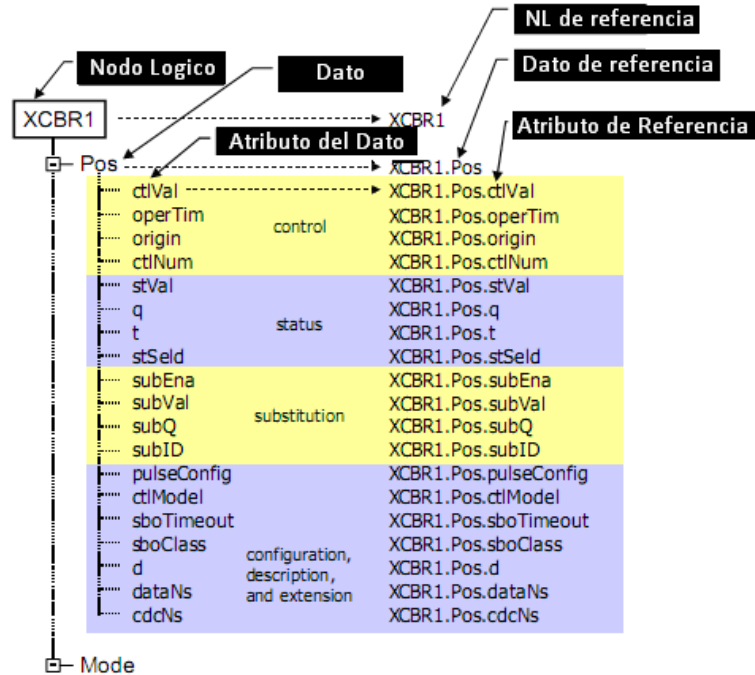
La serie IEC 61850-7-X usa tablas de definición, para las clases de nodos lógicos y sus respectivos *data classes* en el IEC 61850-7-4, los *common data classes* en el IEC 61850-7-3 y los modelos de servicio en el IEC 61850-7-2. Los *data classes* y sus atributos de datos forman una estructura jerárquica, como se puede apreciar en la Figura 23. Los atributos de datos para el dato (*data class*) **Pos** están organizados de acuerdo a su categoría.

Los servicios de intercambio de información que acceden a los atributos de los datos, hacen uso del árbol jerárquico. El atributo de dato controlable, definido como **XCBR1.Pos.ctlVal**, es operado por el servicio de control en exactamente el atributo de datos definido del interruptor. Por otra parte la información de la posición del interruptor puede ser referenciada como miembro de un *dataset* llamado, por ejemplo, “alarmaXCBR”, a su vez este *dataset* puede ser asociado a un reporte de control el cual puede ser configurado para ser enviado a un computador específico cada vez que el interruptor cambie su estado.

Dentro del árbol jerárquico por encima de los LN, se encuentra el Dispositivo Lógico (*logical device* LD), el cual es principalmente una composición de nodos lógicos, basado en parámetros comunes, y servicios adicionales, como se ve en la Figura 24.

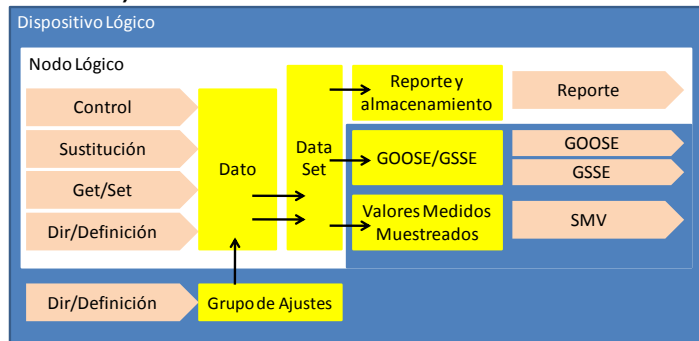
Los LD además proveen información acerca de los dispositivos físicos que los contienen, o acerca de dispositivos externos que son controlados por él.

Figura 23 Información del nodo XCBR1 en estructura de árbol.



Fuente: IEC 61850-7-1 Communications networks and systems in substations- basic communication structure for substation and feeder equipment- principles and models

Figura 24 Bloque de construcción de un Dispositivo Lógico (logical device).



Fuente: IEC 61850-7-1 Communications networks and systems in substations- basic communication structure for substation and feeder equipment- principles and models

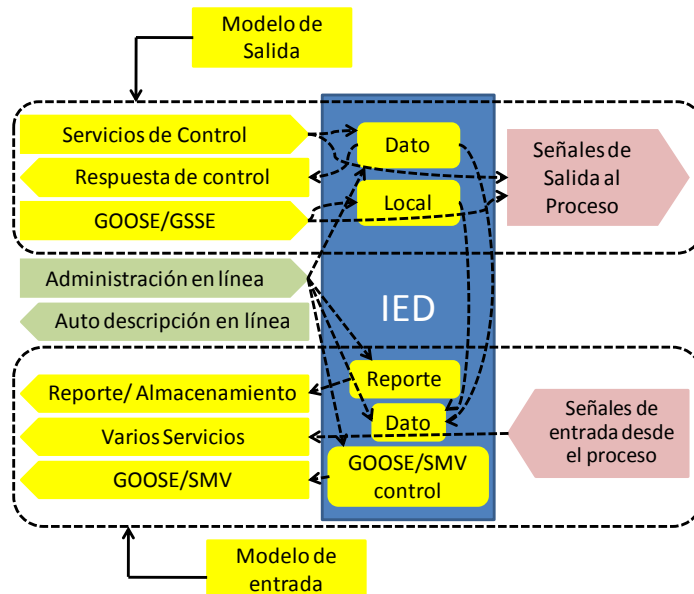
2.2.2 Servicios de intercambio de información.

Los métodos de intercambio de información se agrupan principalmente en tres categorías:

- El modelo de salida.
- El modelo de entrada.
- El modelo de administración en línea y auto descripción.

Muchos servicios son definidos para cada modelo, como se muestra en la figura 25. Estos servicios operan sobre datos, atributos de los datos y otros atributos contenidos usualmente dentro de los nodos lógicos LN.

Figura 25 Principios de modelos de entrada y salida



Fuente: IEC 61850-7-1 Communications networks and systems in substations- basic communication structure for substation and feeder equipment- principles and models

Los servicios de modelos de salida pueden tener impacto en procesos internos o pueden producir una señal de salida al proceso por medio de la interfase de

proceso, o pueden cambiar el estado de un atributo de dato, activando el reporte que lo contiene. Si la interfase de proceso está dentro de un IED de acuerdo con el estándar IEC 61850, este servicio puede producir una señal de salida al proceso directamente.

Gran cantidad de servicios están definidos para el modelo de entrada. Estos servicios notifican información, además de contener información de entrada directamente desde la interfase del proceso o que fue computada dentro de un IED.

Existen servicios que pueden ser usados para la administración remota de un IED de acuerdo a algún grado de restricción, por ejemplo, definir un *dataset*, configurar un valor de referencia para un dato especial, o habilitar el envío de reportes de un bloque de reporte específico. Los modelos de información y los modelos de servicio proveen instrumentos para recuperar información integral acerca del modelo de información y el servicio que opera en el modelo de información, auto descripción.

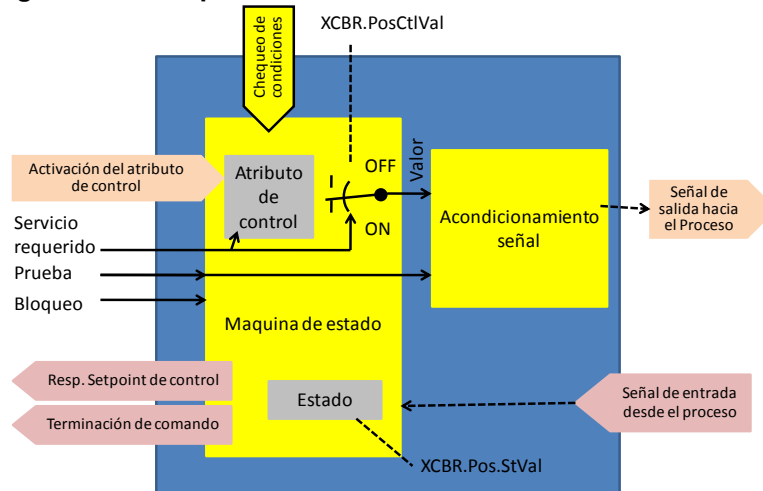
2.2.2.1 Modelos de salidas.

- **Concepto del modelo de control.**

Para realizar la descripción del concepto del modelo de control se usará como ejemplo el nodo lógico de un interruptor (**XCBR**) junto con su atributo **XCBR.Pos.ctIVal**, como se observa en la Figura 26.

Después de que el servicio de control requiere el cambio del estado de un interruptor real, algunas condiciones deben cumplirse, por ejemplo, la salida solo será generada si el selector de local/remoto del interruptor se encuentra en Remoto y que el LN de ínter bloqueo (**CILO**) permita esta operación.

Figura 26 Concepto del modelo de control.



Fuente: IEC 61850-7-1 Communications networks and systems in substations- basic communication structure for substation and feeder equipment- principles and models

Después de que las condiciones sean cumplidas y comprobadas, la señal de salida puede ser condicionada para que realice el control del equipo real, en este caso el interruptor.

La señal de control puede ser emitida sobre cableado convencional o comunicada por medio del bus de proceso.

El cambio del estado del interruptor causa el cambio en la información del estado modelada con el atributo de dato **XCBR.Pos.stVal**. El cambio del estado emite una respuesta al servicio de control, completando la transacción de control.

- **Concepto de modelo GSE.**

El evento general de subestación (*generic substation event*) GSE provee un intercambio de información punto a punto entre los datos de salida de un IED y la entrada de datos de muchos otros IED (multidifusión). Dentro de los GSE se encuentran los mensajes Generic Object Oriented Substation Event (GOOSE) y Generic Substation State Event (GSSE)

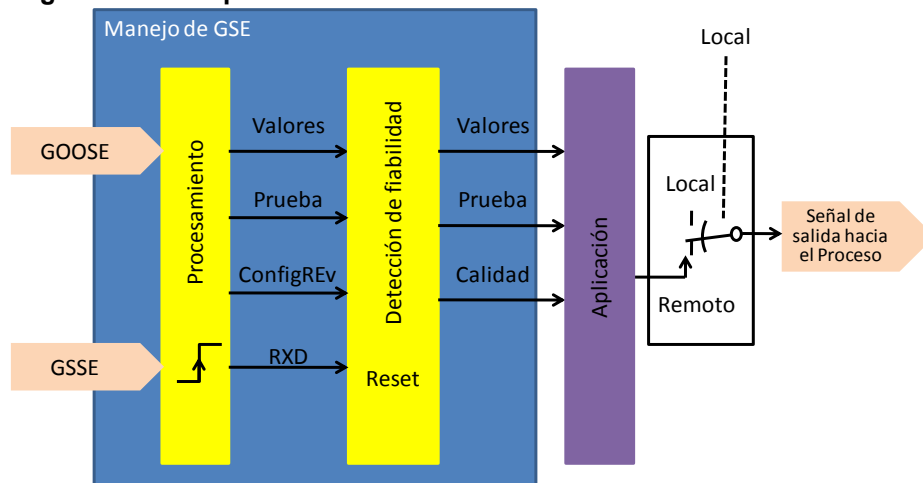
Los mensajes GOOSE y GSSE recibidos por un IED pueden ser usados para calcular datos con propósitos internos. Un ejemplo de cálculos de propósito interno es la recopilación de la posición de los seccionadores de una bahía para el cálculo de las condiciones de ínter bloqueo locales de un interruptor.

En la Figura 27 se puede apreciar el concepto del modelo GSE.

- **Datos de ajuste y bloque de control de los grupos de ajuste.**

Un tratamiento especial es requerido para los valores de datos de salida de los parámetros de ajuste, contenidos en gran cantidad de nodos lógicos, por ejemplo, los parámetros del nodo lógico relacionado con la protección de sobre tensión (**PVOC**). Los parámetros de ajuste están definidos en grupos de parámetros, los cuales están conformados por conjuntos de parámetros uniformes, tal como se observa en la Figura 28.

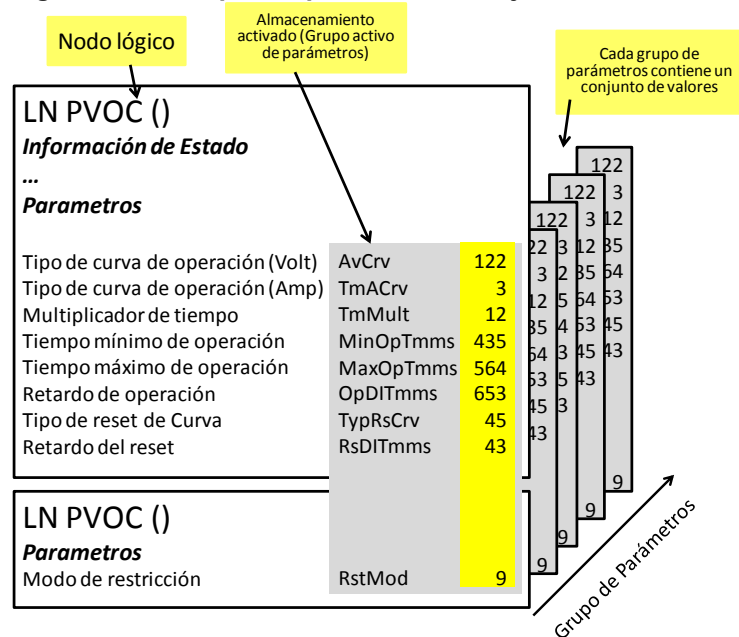
Figura 27 Concepto del modelo de salida GSE.



Fuente: IEC 61850-7-1 Communications networks and systems in substations- basic communication structure for substation and feeder equipment- principles and models

Los valores de un grupo de ajuste específico solo pueden ser modificados si el grupo está en estado “EDIT”, el cual es indicado por la restricción funcional FC=SE (edición de datos de ajuste). Después de configurar los valores contenidos en un grupo de parámetros, los valores de aquel grupo pueden ser confirmados; este grupo de ajustes confirmados recientemente pueden ser seleccionados para usar en la aplicación activando la FC=SG (activación de datos de ajuste).

Figura 28 Concepto de parámetros de ajuste



Fuente: IEC 61850-7-1 Communications networks and systems in substations- basic communication structure for substation and feeder equipment- principles and models

Cuando el modelo de control de ajuste de parámetros no es soportado la FC=SP (simple dato de ajuste).

2.2.2.2 Modelos de entrada

- **Adquisición de señales de entrada analógica.**

Una señal de entrada analógica existe después de ser convertida de analógica a digital, usando una tasa de muestreo (atributo de dato *smpRate*), la cual determina con qué frecuencia debe ser muestreada la señal. Después de ser digitalizada la señal debe cumplir un grupo de condiciones para ser comunicada como un valor instantáneo del dato (atributo del dato *instMag*), tal como se muestra en la Figura 29, de acuerdo a los siguientes atributos de datos:

- Conmutador de reemplazo o no reemplazo del dato.
- Conmutador de bloqueo o no bloqueo de la señal.

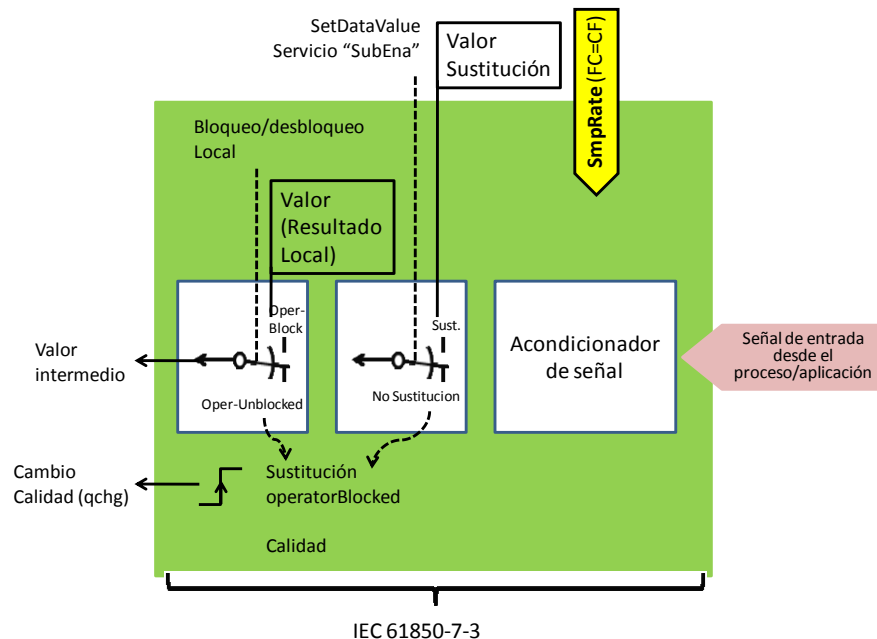
Se genera como resultado una señal llamada “valor intermedio”, la cual está acompañada de la calidad del dato.

- **Procesamiento de valores de atributos de datos, monitoreo y detección de eventos.**

El “valor intermedio” de una señal analógica es usado para varios propósitos, el primero es proveer este valor como el dato instantáneo de la magnitud analógica, por medio del atributo de dato **instMag**, que está marcado con la restricción funcional **FC=MX**, el cual indica valor medido.

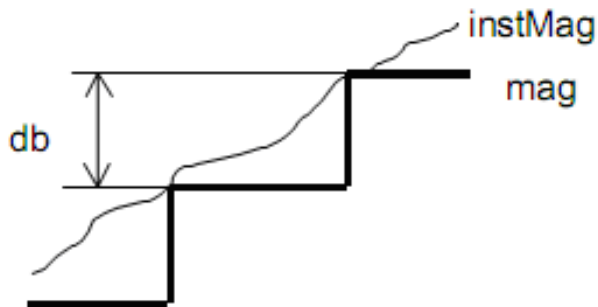
La segunda aplicación para la cual es usado en “valor intermedio” es el cálculo de la banda muerta y el atributo del dato **mag**, este cálculo es basado en el dato contenido en el atributo **instMag** como lo muestra la Figura 30.

Figura 29 Concepto del modelo de entrada para señales analógicas.



Fuente: IEC 61850-7-1 Communications networks and systems in substations- basic communication structure for substation and feeder equipment- principles and models

Figura 30 Concepto de valor con banda muerta aplicada.



Fuente: IEC 61850-7-1 Communications networks and systems in substations- basic communication structure for substation and feeder equipment- principles and models

El valor de **mag** es actualizado cuando el valor actual de **instMag** ha cambiado más de lo indicado en el parámetro de configuración **db**.

Un evento interno es creado cada vez que el valor de **mag** cambia, esta información, el valor de **mag** y el evento, están disponibles para futuras acciones, por ejemplo reportes o almacenamiento.

Como tercera aplicación del “valor intermedio” esta el monitoreo del valor actual de **instMag** con el objetivo de determinar el rango del valor, Figura 31.

Figura 31 Rango de valores

		range	validity	detail-qual
max	_____	high-high	questionable	outOfRange
hhLim	_____	high-high	good	
hLim	_____	high	good	
lLim	_____	normal	good	
llLim	_____	low	good	
min	_____	low-low	good	
		low-low	questionable	outOfRange

IEC 942/03

Fuente: IEC 61850-7-1 Communications networks and systems in substations- basic communication structure for substation and feeder equipment- principles and models

- **Reporte de datos y almacenamiento**

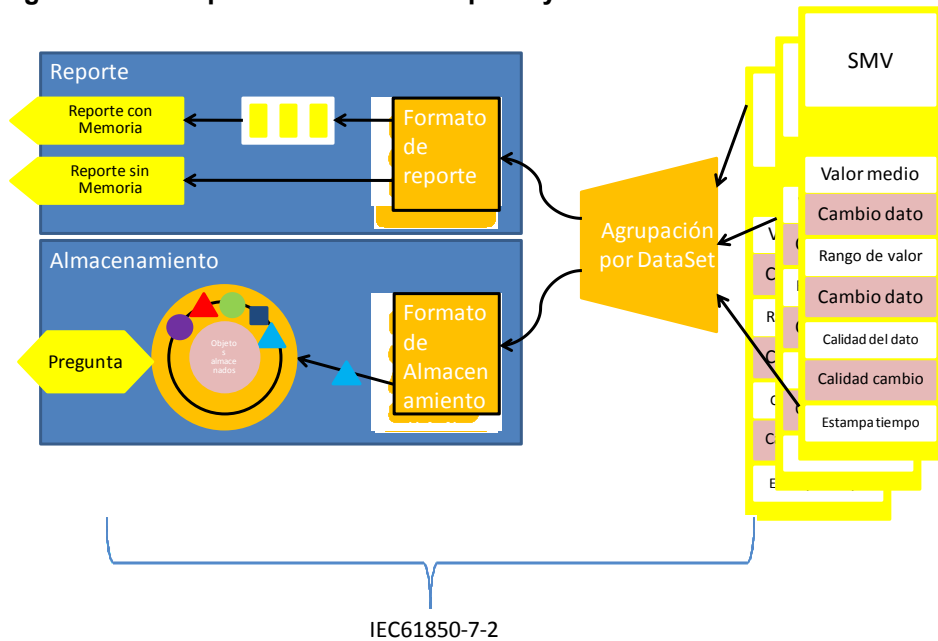
Los eventos internos, tales como cambio en algunas entradas del sistema, estampas de tiempo entre otros, son usados para activar la base del reporte y almacenamiento de datos. Esta información es agrupada usando *datasets*, los cuales contienen la relación de datos y atributos de datos a ser reportados o almacenados.

Los datos y atributos de datos que deben ser reportados y almacenados se especifican en el *dataset*. La siguiente tarea es definir ¿cuándo? y ¿cómo? reportar o almacenar la información contenido en el *dataset*. El modelo de reporte provee dos clases de bloques de control de reportes.

- Bloque de control sin memoria (*unbuffered*).
- Bloque de control con memoria (*buffered*).

Los principios y características de los métodos de acceso de datos definidos por IEC 61850-7-2 son mostrados en la Tabla 3.

Figura 32 Concepto del modelo de reporte y almacenamiento.



Fuente: IEC 61850-7-1 Communications networks and systems in substations- basic communication structure for substation and feeder equipment- principles and models

Tabla 6 Métodos de acceso de datos

Método de Recuperación	Intercambio de información crítica	Puede perder cambios en el SOE	Múltiples clientes reciben la información	Último cambio del dato almacenado o por	Cliente Típico
Encuesta	NO	SI	SI	-	Explorador WEB
Reportes sin almacenamiento	SI	SI	NO	-	Interfase grafica de tiempo real

Método de Recuperación	Intercambio de información crítica	Puede perder cambios en el SOE	Múltiples clientes reciben la información	Último cambio del dato almacenado o por	Cliente Típico
Reporte con almacenamiento	SI	NO	NO	Servidor	Concentrador de datos
Memoria (usada para SOE)	NO	NO	SI	Cliente	Estaciones de Ingeniería

Fuente: IEC 61850-7-1 Communications networks and systems in substations- basic communication structure for substation and feeder equipment- principles and models

Cada uno de los cuatro métodos tiene una característica especial. Durante la etapa de diseño, el ingeniero debe analizar los requerimientos y verificarlos contra las herramientas que provee el dispositivo a usar mas adaptable con el estándar IEC 61850.

El mecanismo básico del reporte con memoria y del reporte sin memoria inicia de la misma manera, la configuración del bloque de control del reporte, con el ajuste del atributo de almacenamiento.

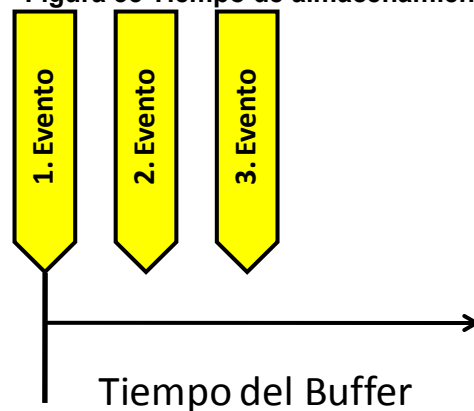
Los reportes con memoria tiene la característica especial de continuar almacenando los eventos en la manera que ocurren, en caso de, por ejemplo una pérdida de información, garantizando la secuencia de eventos SOE (*sequence of events*); caso contrario sucede con los reportes sin memoria, los cuales no soportan SOE en caso de pérdida de información.

Después de un evento dentro de la subestación, es probable que una gran cantidad de eventos ocurran en el vecindario del primer evento, entonces el servidor puede reducir la cantidad de reportes emitidos aplicando el atributo de tiempo de almacenamiento, el cual corresponde a un tiempo de espera, dando como resultado al final un reporte de todos los cambios, como se ve en la Figura 33.

El modelo de almacenamiento provee una bitácora de almacenamiento de valores. El bloque de control, indica cuáles datos y cuándo deben ser almacenados en la bitácora. La bitácora es organizada como una memoria circular como muestra la Figura 32. El número de datos a almacenar depende del tamaño de las entradas a la bitácora y del tamaño de la memoria.

Las entradas a la memoria, son almacenadas en el orden que arriban los eventos a la bitácora, permitiendo la recuperación de un SOE. Los diferentes bloques de control de almacenamiento permiten el almacenamiento de la información de diferentes *datasets* en la memoria.

Figura 33 Tiempo de almacenamiento



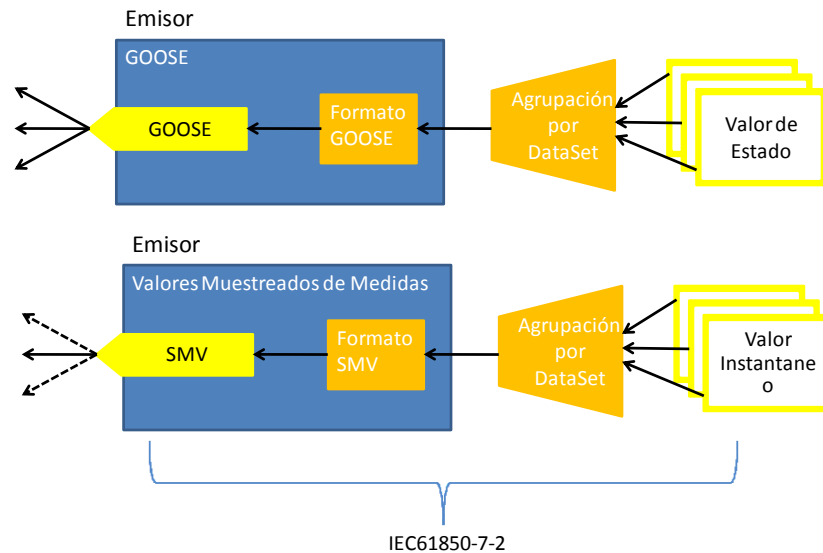
Fuente: IEC 61850-7-1 Communications networks and systems in substations- basic communication structure for substation and feeder equipment- principles and models

- **Publicación de valores de datos punto a punto.**

Las comunicaciones punto a punto proveen los servicios de intercambio de GSE y el intercambio de valores muestreados (*sampled values*) basados en múltiemisor o uniemiisor.

Los modelos de GOOSE usan los valores de datos publicados en un grupo *dataset*, tal como muestra la Figura 34.

Figura 34 Concepto de modelo de publicación de datos punto a punto.



Fuente: IEC 61850-7-1 Communications networks and systems in substations- basic communication structure for substation and feeder equipment- principles and models

2.3 LENGUAJE DE CONFIGURACIÓN SCL¹⁹

En este apartado se presentan los aspectos básicos del lenguaje de configuración de subestaciones SCL. El SCL es la herramienta por medio del cual la norma IEC 61850 establece las pautas para la descripción de la configuración de equipos y sistemas dentro de un SAS.

¹⁹ INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61850 part 6: Communication Networks and Systems in Substations- Configuration Description Language for communications in electrical substations related to IEDs.

2.3.1 Introducción

El lenguaje SCL es la herramienta para la descripción de la configuración de IED y sistemas de comunicación, de acuerdo con los apartados IEC 61850-5 (Requerimientos de comunicaciones para modelos de funciones y dispositivos) e IEC 61850-7-X (Estructura básica de comunicaciones para subestaciones y equipos de alimentación).

El principal objetivo del SCL es permitir el intercambio de configuración en comunicaciones, entre las herramientas de software de los IED y el SAS; así estos sean de diferentes fabricantes.

El estándar 61850 más que buscar la interoperabilidad de equipos de diferentes fabricantes, busca, la interoperabilidad de las funciones desarrolladas por los equipos de diferentes fabricantes, una prueba de esto, es que la norma define todas las posibles funciones de interfase con el proceso que se pueden presentar dentro de una subestación.

2.3.2 Ingeniería de procesos planeados

La ingeniería de un SAS generalmente empieza con el desarrollo de funciones básicas, que se replican en todas las partes del sistema que lo requieran; estas funciones deben ser adaptables, para poder satisfacer las necesidades específicas de la aplicación. Para poder ajustarse a este tipo de ingeniería, el lenguaje SCL debe ser capaz de describir:

- La especificación de un sistema, basado en su diagrama unifilar, acomodando nodos lógicos que indiquen las funciones asociadas al elemento del diagrama.

- IED pre-configurados con ciertos nodos lógicos, sin restringirlos en un uso específico, es decir que admita la adaptación de estos a necesidades específicas de las partes del SAS.
- IED reconfigurados con funcionalidades asociadas a aplicaciones específicas, por ejemplo protecciones que se usarán sobre interruptores aislados por aire no necesariamente deben tener funciones de alarma y disparo por baja presión de SF₆.
- La configuración del proceso completo, con los IED limitados a las funciones individuales del proceso y equipo primario (equipo de patio), además de los posibles puntos de acceso a los IED y las rutas de acceso para todos los posibles clientes.
- Además de lo descrito en el ítem anterior, las conexiones cliente servidor entre nodos lógicos a nivel de datos, esto es útil cuando un equipo no es capaz de crear dinámicamente dichas conexiones.

El alcance del SCL se encuentra limitado a los siguientes propósitos:

- Especificación funcional del SAS (primer punto del listado anterior)
- Descripción de las funcionalidades de los IED (segundo y tercer punto)
- Descripción del SAS (cuarto y quinto punto)

Lo anterior se logra definiendo un modelo de objetos que describa las características de funcionalidad y comunicación de los IED, de los sistemas y de cómo este modelo debe ser representado en un archivo, que pueda ser usado por herramientas de diferentes fabricantes

2.3.3 Modelos SCL

A continuación se presentan las características principales de equipos y sistema modelados a través de SCL. Típicamente los modelos SCL presentan una estructura jerárquica que facilita el desarrollo de los mismos.

2.3.3.1 Modelo SCL de subestaciones

El modelo de una subestación eléctrica es una jerarquía de objetos basada en la estructura de la subestación.

Los principales propósitos del modelo de la subestación son:

- Relacionar nodos lógicos y sus funciones, con funciones propias de la subestación (partes o equipos).
- Obtener una designación funcional del nodo lógico de acuerdo a su ubicación jerárquica dentro del esquema de la subestación.

El modelo SCL de una subestación contiene los siguientes objetos de la estructura funcional, ubicados jerárquicamente:

- **Subestación.** objeto que identifica la subestación entera.
- **Nivel de voltaje.** relaciona todas las partes de la subestación conectadas eléctricamente al mismo nivel de tensión.
- **Bahía.** parte de la subestación con una función específica dentro de un nivel de voltaje, compuestas por interruptores y equipos asociados.

- **Equipo.** dispositivo ubicado en el patio de la subestación, los diagramas unifilares generales muestran la interconexión eléctrica entre estos dispositivos primarios.
- **Sub-equipo.** parte de un equipo, la cual puede ser una fase de un equipo trifásico.
- **Nodo de conectividad (eléctrico).** es el punto de conexión eléctrica de varios equipos primarios
- **Terminal.** es el punto por el cual un dispositivo primario se conecta a un diagrama unifilar general.

2.3.3.2 Modelo SCL de IED

Las funciones de una subestación son desarrolladas por productos que pueden ser hardware o software, el modelo SCL de un IED solo cubre lo que a hardware refiere. El modelo SCL de un IED está compuesto por:

- **IED.** dispositivo perteneciente a una subestación que desempeña funciones del sistema de automatización por medio de nodos lógicos (LN). Normalmente se comunica con otros IED por medios del sistema de comunicaciones de la subestación.
- **Servidor.** es una entidad de comunicaciones contenida dentro del IED, permite el acceso, a través del sistema de comunicaciones, al dispositivo lógico y a los nodos lógicos. Representa el comportamiento externamente visible de un dispositivo.
- **Dispositivo lógico.** contiene la información requerida y ofrecida por un grupo de nodos lógicos.
- **Nodo lógico.** Contiene la información requerida y suministrada por una función de aplicación de dominio específico, por ejemplo protecciones de sobre

corriente instantánea, protecciones de sobre voltaje. El SCL determina los datos ofrecidos por los nodos lógicos. La aplicación desarrollada determina la información requerida, por lo tanto esta última es definida durante el proceso de ingeniería.

- **Datos.** información contenida dentro de los nodos lógicos, éste agrupa los atributos necesarios para realizar una representación virtual de un dispositivo o una función de la subestación.

2.3.3.3 Modelos SCL del sistema de comunicaciones

A diferencia de los otros modelos, el modelo del sistema de comunicaciones no posee una estructura jerárquica, en éste se describen todas las conexiones lógicas necesarias entre los diferentes IED del SAS. Los puntos de acceso pueden ser puertos físicos o direcciones lógicas. Se aclara que para el SCL una subred es una agrupación de nodos de red de conexión entre dos o más IED y no una estructura física como tal. La estructura física de la red no pertenece al los alcances de los modelos SCL.

El modelo SCL del sistema de comunicaciones contempla:

- **Subred.** es un punto lógico de conexión para comunicación directa entre diferentes puntos de acceso, esto implica que todos los puntos de acceso conectados a una misma subred deben poder comunicarse utilizando el mismo protocolo.
- **Puntos de acceso.** es la interfaz de comunicaciones de los dispositivos lógicos de un IED, para conectarse a una subred. Un punto de acceso es una estructura versátil pues debe poder servir a diferentes nodos de red para acceder a una subred, y a su vez un nodo de red puede utilizar diferentes puntos de acceso para conectarse a diferentes subredes. Otra característica

importante de los puntos de acceso es que deben soportar diferentes puertos físicos, por ejemplo una conexión Ethernet y una conexión por fibra óptica.

2.3.3.4 Archivos SCL

El estándar 61850 describe cuatro tipos de archivos SCL, cada uno con diferentes propósitos, los cuales se encuentran diferenciados por la extensión, sin embargo, todos deben seguir las reglas del Lenguaje de Configuración de Subestaciones SCL.

A continuación se presentan los cuatro tipos de archivos SCL sus características principales y la extensión que los distingue.

- **Descripción de capacidades de IED.** Este tipo de archivos tiene como objetivo, el intercambio de información desde el software de configuración del IED hacia la herramienta de configuración del sistema. La descripción de las capacidades de IED debe contener las plantillas de los tipos de datos requeridos, incluyendo las definiciones de los tipos de nodos lógicos. La extensión del archivo de descripción de las capacidades de IED es **.ICD**.
- **Descripción de especificaciones de sistema.** Describe el diagrama unifilar de la subestación y los nodos lógicos requeridos. El archivo es generado por la herramienta de especificación del sistema y tiene como destino la herramienta de configuración del IED. La extensión del archivo de descripción de las especificaciones del sistema es **.SSD**.
- **Descripción de configuración de sistema.** El archivo contiene todos los IED empleados en el SAS, la configuración de comunicaciones y una sección para la descripción de la subestación. La extensión de este archivo es **.SCD**.
- **Descripción de configuración de IED.** Se utiliza para describir a un determinado IED dentro del SAS, este archivo se intercambia entre el IED y su

herramienta de configuración. La extensión del archivo de descripción de configuración de IED es **.CID**.

2.4 MAPEO DE LAS COMUNICACIONES SEGÚN IEC 61850²⁰

Los modelos y servicios propios del estándar IEC 61850 se catalogan como modelos y servicios de tipo Abstract communication service interface (ACSI por sus siglas en inglés) los cuales deben ser traducidos (mapeados) a modelos y servicios que empleen protocolos estándares como MMS y Ethernet.

2.4.1 Mapeo de objetos y servicios ACSI (IEC 61850) a MMS (ISO 9506) y Ethernet (ISO/IEC 8802-3)

El estándar IEC61850 contempla siete tipos de mensajes, cada uno de diferente naturaleza y distintas prioridades de transmisión. A continuación se listan dichos tipos de mensajes:

- Tipo 1: Mensajes rápidos
- Tipo 1A: Ordenes de disparos
- Tipo 2: Mensajes de velocidad media
- Tipo 3: Mensajes de velocidad baja
- Tipo 4: Mensajes de valores análogos
- Tipo 5: Mensajes de transferencia de archivos
- Tipo 6: Mensajes de sincronización

²⁰ INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61850 part 8-1: Communication Networks and Systems in Substations- Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Mapping to MMS (ISO 9506-2 and to ISO/IEC 8802-3).

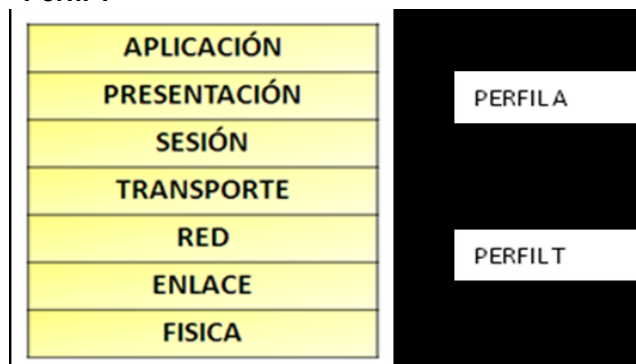
Los tipos 2, 3 y 5 son mapeados a mensajes MMS, debido a que este estándar (ISO 9506 Industrial automation systems-- Manufacturing Message Specification -- Part 1: Service definition) ofrece los servicios requeridos para su transmisión, mientras que los tipos 1, 1A, 4 y 6 emplean perfiles de comunicación no-MMS

El usuario del IEC 61850 se encarga de configurar y utilizar los modelos y servicios propios del estándar (modelos y servicios ACSI) de acuerdo a la aplicación que se esté desarrollando, el IED que va a transmitir dichos modelos o servicios, automáticamente, se encarga de hacer el mapeo y adecuación necesaria para que el mensaje pueda ser transmitido empleando el perfil de comunicación adecuado.

Un perfil de comunicación se define como el conjunto de protocolos y normas empleados en cada capa del modelo OSI. ISO reconoce la existencia de dos tipos de perfiles de aplicación (Perfiles A) y de transporte (Perfiles T).

El perfil A abarca las capas de Aplicación, Presentación y Sesión; el perfil T las capas de Transporte, Red, Enlace y Física. La Figura 35 presenta al modelo OSI dividido en Perfil A y Perfil T.

Figura 35 Modelo OSI dividido en Perfil A y Perfil T



Fuente: IEC 61850-8-1 Communications networks and systems in substations- Specific Communication Service Mapping to MMS

El estándar MMS, emplea para el manejo de sus mensajes dos perfiles A: OSI orientado a conexión y OSI orientado a no conexión; y tres perfiles T: TCP orientado a conexión, OSI orientado a conexión y OSI orientado a no conexión.

Los diferentes tipos de mensajes, mencionados anteriormente, se pueden categorizar dentro de cuatro grupos de modelos y servicios ACSI:

- Modelos y servicios cliente/servidor
- Modelos y servicios de administración de GOOSE/GSE
- Modelos y servicios GSSE
- Modelos y servicios de sincronización

Para cada grupo de modelos y servicios se emplean diferentes combinaciones de perfiles A y perfiles T.

A continuación se presentan los modelos y servicios ACSI y las combinaciones de perfiles A y T empleadas para el mapeo de cada uno.

Los detalles de cada uno de los modelos y servicios que se presentan a continuación no son alcance de este documento, para mayor información referirse a IEC 61850-7 Basic communication structure for substation and feeder equipment.

2.4.1.1 Modelos y servicios de tipo cliente/servidor

La Tabla 7 presenta los modelos y servicios de tipo cliente/servidor descritos por la norma IEC61850.

Tabla 7 Modelos y servicios ACSI de tipo cliente/servidor

MODELO	SERVICIO
Server	GetServerDirectory
Association	Associate
	Abort
	Release
Logical Device	GetLogicalDeviceDirectory
Logical Node	GetLogicalNodeDirectory
	GetAllDataValues
Data	GetDataValues
	SetDataValues
	GetDataDirectory
	GetDataDefinition
Data Set	GetDataSetValues
	SetDataSetValues
	CreateDataSet
	DeleteDataSet
	GetDataSetDirectory
SV class model	GetMSVCBValues
	SetMSVCBValues
	GetUSVCBValues
	SetUSVCBValues
Substitution	GetDataValues
	SetDataValues
Setting Group Control Block	SelectActiveSG
	SelectEditSG
	SetSGValues

MODELO	SERVICIO
	ConfirmEditSGValues
	GetSGValues
	GetSGCBValues
Report Control Block	Report
	GetBRCBValues
	SetBRCBValues
	GetURCBValues
	SetURCBValues
LOG Control Block	GetLCBValues
	SetLCBValues
	GetLogStatusValues
	QueryLogByTime
	QueryLogAfte
GOOSE	GetGoCBValues
	SetGoCBValues
GSSE	GetGsCBValues
	SetGsCBValues
Control	Select
	SelectWithValue
	Cancel
	Operate
	CommandTermination
	TimeActivatedOperate
FILE transfer	GetFile
	SetFile

MODELO	SERVICIO
	DeleteFile
	GetFileAttributeValues

Fuente: IEC 61850-8-1 Communications networks and systems in substations- Specific Communication Service Mapping to MMS

La Tabla 8 presenta la configuración del perfil A empleado para el mapeo de los modelos y servicios de tipo cliente/servidor, la configuración consiste en los protocolos, estándares y normas²¹ utilizados en cada capa del perfil.

Tabla 8 Configuración del perfil A empleado en modelos y servicios ACSI cliente/servidor

CAPA DEL MODELO OSI	NORMA UTILIZADA	
APLICACIÓN	Manufacturing Message Specification	ISO 9506-1:2003
	Association Control Service Element	ISO/IEC 8649:1996
PRESENTACIÓN	Connection Oriented Presentation	ISO/IEC 8822:1994
	Abstract Syntax	ISO/IEC 8824-1:1999
SESIÓN	Connection Oriented Session	ISO/IEC 8326:1996

Fuente: IEC 61850-8-1 Communications networks and systems in substations- Specific Communication Service Mapping to MMS

Para los modelos y servicios cliente/servidor hay dos posibilidades de perfiles T, perfiles TCP orientado a conexión²² y OSI orientado a conexión, la configuración de cada uno se muestra en las siguientes tablas:

²¹ Los protocolos, estándares y normas utilizadas en las capas de los perfiles no son alcance de este documento, para mayor información se recomienda hacer la consulta de cada uno de ellos.

²² El mapeo de Sampled Values requiere una aplicación modificada de este Perfil T, dicho perfil será descrito en la sección 2.4.2 Mapeo de Sampled Measured Values SMV.

Tabla 9 Configuración del perfil TCP orientado a conexión, empleado para modelos y servicios ACSI de tipo cliente/servidor

CAPA DEL MODELO OSI	NORMA UTILIZADA	
TRANSPORTE	ISO Transport on top of TCP	RFC 1006
	Internet Control Message Protocol (ICMP)	RFC 792
	Transmission Control Protocol (TCP)	RFC 793
RED	Internet Protocol (IP)	RFC 791
	Address Resolution Protocol (ARP)	RFC 826
ENLACE DE DATOS	Standard for the transmission of IP datagrams over Ethernet networks	RFC 894
	Carrier Sense Multiple Access with collision detection (CSMA/CD)	ISO/IEC 8802-3:2001
FÍSICA (OPCIÓN 1)	10Base-T/100Base-T	ISO/IEC 8802-3:2001
	Interface connector and contact assignments for ISDN Basic Access Interface	ISO/IEC 8877:1992
FÍSICA (OPCIÓN 2)	Fibre optic transmission system 100Base-FX	ISO/IEC 8802-3:2001
	Basic Optical Fibre Connector	IEC 60874-10-1, IEC 60874-10-2 and IEC 60874-10-3

Fuente: IEC 61850-8-1 Communications networks and systems in substations- Specific Communication Service Mapping to MMS

Tabla 10 Configuración del perfil OSI orientado a conexión empleado para modelos y servicios ACSI de tipo cliente/servidor

CAPA DEL MODELO OSI	NORMA UTILIZADA	
TRANSPORTE	Connection Oriented Transport	RFC 1006
RED	Connectionless Network	RFC 791
	End System to Intermediate System (ES/IS)	RFC 826
ENLACE DE DATOS	Logical Link Control	RFC 894

CAPA DEL MODELO OSI	NORMA UTILIZADA	
	Carrier Sense Multiple Access with collision detection (CSMA/CD)	ISO/IEC 8802-3:2001
FÍSICA (OPCIÓN 1)	10Base-T/100Base-T	ISO/IEC 8802-3:2001
	Interface connector and contact assignments for ISDN Basic Access Interface	ISO/IEC 8877:1992
FÍSICA (OPCIÓN 2)	Fibre optic transmission system 100Base-FX	ISO/IEC 8802-3:2001
	Basic Optical Fibre Connector	IEC 60874-10-1, IEC 60874-10-2 and IEC 60874-10-3

Fuente: IEC 61850-8-1 Communications networks and systems in substations- Specific Communication Service Mapping to MMS

2.4.1.2 Modelos y servicios de tipo administración GOOSE/GSE

La Tabla 11 contiene los modelos y servicios ACSI de tipo administración de GOOSE/GSE

Tabla 11 Modelos y servicios de tipo administración GOOSE/GSE

MODELO	SERVICIO
Generic Substation Event (GSE)	GetReference
	GetGOOSEElementNumber
	SendGOOSEMessage

Fuente: IEC 61850-8-1 Communications networks and systems in substations- Specific Communication Service Mapping to MMS

La Tabla 12 presentan la configuración del perfil A utilizado para el mapeo de los servicios de administración GOOSE/GSE

Tabla 12 Perfil A empleado para el mapeo de modelos y servicios de administración de GOOSE/GSE

CAPA DEL MODELO OSI	NORMA UTILIZADA	
APLICACIÓN	GSE/GOOSE protocol Specification	IEC 61850-8-1
PRESENTACIÓN	Abstract Syntax	ISO/IEC 8824-1
SESIÓN	No aplica	No aplica

Fuente: IEC 61850-8-1 Communications networks and systems in substations- Specific Communication Service Mapping to MMS

La Tabla 13 presenta la configuración del perfil T empleado en el mapeo de modelos y servicios de administración de GOOSE/GSE

Tabla 13 Configuración del Perfil T para el mapeo de modelos y servicios de administración de GOOSE/GSE

CAPA DEL MODELO OSI	NORMA UTILIZADA	
TRANSPORTE	No aplica	No aplica
RED	No aplica	No aplica
ENLACE DE DATOS	Priority Tagging/ VLAN	IEEE 802.1Q
	Carrier Sense Multiple Access with collision detection (CSMA/CD)	ISO/IEC 8802-3:2001
FÍSICA (OPCIÓN 1)	10Base-T/100Base-T	ISO/IEC 8802-3:2001
	Interface connector and contact assignments for ISDN Basic Access Interface	ISO/IEC 8877:1992
FÍSICA (OPCIÓN 2)	Fibre optic transmission system 100Base-FX	ISO/IEC 8802-3:2001
	Basic Optical Fibre Connector	IEC 60874-10-1, IEC 60874-10-2 and IEC 60874-10-3

Fuente: IEC 61850-8-1 Communications networks and systems in substations- Specific Communication Service Mapping to MMS

De la Tabla 13 se resalta el hecho de que los servicios de administración de GOOSE/GSE no emplean servicios ni protocolos en las capas de transporte y red; debido a la alta prioridad con que se deben transmitir, este tipo de mensajes son escritos directamente en la capa de enlace de datos.

2.4.1.3 Modelos y servicios de tipo GSSE

Los modelos y servicios ACSI de tipo GSSE se presentan en la Tabla 14.

Tabla 14 Modelos y servicio ACSI de tipo GSSE

MODELO	SERVICIO
Generic substation event model	SendGSSEMessage

Fuente: IEC 61850-8-1 Communications networks and systems in substations- Specific Communication Service Mapping to MMS

En las tablas 15 y 16 presentan los perfiles A y T, respectivamente, empleados para mapear los modelos y servicios tipo GSSE.

Tabla 15 Perfil A empleado para mapear modelos y servicios GSSE

CAPA DEL MODELO OSI	NORMA UTILIZADA	
APLICACIÓN	Manufacturing message specification	ISO 9506-1:2003
	Association control service element	ISO/IEC 8649:1996
PRESENTACIÓN	Connectionless presentation	ISO/IEC 8822:1994
	Abstract syntax	ISO/IEC 8824-1:1999
SESIÓN	Connectionless session	ISO/IEC 8326:1996

Fuente: IEC 61850-8-1 Communications networks and systems in substations- Specific Communication Service Mapping to MMS

Tabla 16 Perfil T empleado para mapear modelos y servicios GSSE

CAPA DEL MODELO OSI	NORMA UTILIZADA	
TRANSPORTE	Connectionless transport	ISO/IEC 8072:1996
RED	Connectionless network	ISO/IEC 8348:2002
	End System to Intermediate System (ES/IS)	ISO/IEC 9542:1988
ENLACE DE DATOS	Logical Link Control	ISO/IEC 8802-2:1998
	Carrier Sense Multiple Access with collision detection (CSMA/CD)	ISO/IEC 8802-3:2001
FÍSICA (OPCIÓN 1)	10Base-T/100Base-T	ISO/IEC 8802-3:2001

CAPA DEL MODELO OSI	NORMA UTILIZADA	
	Interface connector and contact assignments for ISDN Basic Access Interface	ISO/IEC 8877:1992
FÍSICA (OPCIÓN 2)	Fibre optic transmission system 100Base-FX	ISO/IEC 8802-3:2001
	Basic Optical Fibre Connector	IEC 60874-10-1, IEC 60874-10-2 and IEC 60874-10-3

Fuente: IEC 61850-8-1 Communications networks and systems in substations- Specific Communication Service Mapping to MMS

2.4.1.4 Modelos y servicios de tipo sincronización

Los modelos y servicios ACSI de tipo sincronización son necesarios para soportar objetos que tengan atributo de estampa de tiempo, éstos son presentados en la Tabla 17.

Tabla 17 Perfil A para el mapeo de modelos y servicios de sincronización

CAPA DEL MODELO OSI	NORMA UTILIZADA	
APLICACIÓN	Simple Network Time Protocol	RFC 2030
PRESENTACIÓN		
SESIÓN		

Fuente: IEC 61850-8-1 Communications networks and systems in substations- Specific Communication Service Mapping to MMS

La Tabla 18 contiene la configuración del perfil T para modelos y servicios ACSI de sincronización.

Tabla 18 Modificación del perfil T, empleado en modelos y servicios cliente/servidor, para permitir servicios de Sampled Values

CAPA DEL MODELO OSI	NORMA UTILIZADA	
TRANSPORTE	Internet Control Message Protocol (ICMP)	RFC 792
	User Datagram Protocol (UDP)	RFC 768

CAPA DEL MODELO OSI	NORMA UTILIZADA	
RED	Internet Protocol	RFC 791
	Address Resolution Protocol (ARP)	RFC 826
	Broadcasting Internet Datagrams	RFC 922 RFC 950 RFC 919
	Host Extensions for IP Multicasting	RFC 1112
ENLACE DE DATOS	Standard for the transmission of IP datagrams over Ethernet networks	RFC 894
	Carrier Sense Multiple Access with collision detection (CSMA/CD)	ISO/IEC 8802-3:2001
FÍSICA (OPCIÓN 1)	10Base-T/100Base-T	ISO/IEC 8802-3:2001
	Interface connector and contact assignments for ISDN Basic Access Interface	ISO/IEC 8877:1992
FÍSICA (OPCIÓN 2)	Fibre optic transmission system 100Base-FX	ISO/IEC 8802-3:2001
	Basic Optical Fibre Connector	IEC 60874-10-1, IEC 60874-10-2 and IEC 60874-10-3

Fuente: IEC 61850-8-1 Communications networks and systems in substations- Specific Communication Service Mapping to MMS

2.4.2 Mapeo de sampled values SMV²³

Para el mapeo de este tipo de información se requiere modificar el perfil T empleado por los modelos y servicios de tipo cliente/servidor, además de implementar un nuevo perfil A y un nuevo perfil T con el objetivo de permitir el acceso a los servicios de bloque de control de sampled values

²³ INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61850 part 9-2: Communication Networks and Systems in Substations- Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled vales over ISO/IEC 8802-3.

La tabla 19, contiene los modelos y servicios ACSI del bloque de control de sampled values.

Tabla 19 Modelos y servicios del bloque de control de sampled values

MODELO	SERVICIO
Multicast sampled value class	Multicast SV message
Unicast sampled value class model	Unicast SV message

Fuente: IEC 61850-8-1 Communications networks and systems in substations- Specific Communication Service Mapping to MMS

La Tabla 20, presenta la modificación del perfil T de los modelos y servicios ACSI de tipo cliente/servidor, que se implementa para soportar servicios de sampled values.

Tabla 20 Modificación del perfil T, de los modelos y servicios cliente/servidor, para soportar servicios de Sampled Values

CAPA DEL MODELO OSI	NORMA UTILIZADA	
TRANSPORTE	ISO Transport on top of TCP	RFC 1006
	Internet Control Message Protocol (ICMP)	RFC 792
	Transmission Control Protocol (TCP)	RFC 793
RED	Internet Protocol	RFC 791
	Address Resolution Protocol (ARP)	RFC 826
	Broadcasting internet datagrams	RFC 919
	Host extensions for IP multicasting	RFC 111
ENLACE DE DATOS	Standard for the transmission of IP datagrams over Ethernet networks	RFC 894

CAPA DEL MODELO OSI	NORMA UTILIZADA	
	Carrier Sense Multiple Access with collision detection (CSMA/CD)	ISO/IEC 8802-3:2001
FÍSICA (OPCIÓN 1)	10Base-T/100Base-T	ISO/IEC 8802-3:2001
	Interface connector and contact assignments for ISDN Basic Access Interface	ISO/IEC 8877:1992
FÍSICA (OPCIÓN 2)	Fibre optic transmission system 100Base-FX	ISO/IEC 8802-3:2001
	Basic Optical Fibre Connector	IEC 60874-10-1, IEC 60874-10-2 and IEC 60874-10-3

Fuente: IEC 61850-8-1 Communications networks and systems in substations- Specific Communication Service Mapping to MMS

Las tablas 21 y 22, presentan las configuraciones de los nuevos perfiles A y T, que se deben implementar para permitir el acceso a los servicios del bloque de control de Sampled Values.

Tabla 21 Perfil A para modelos y servicios ACSI del bloque de control de sampled values

CAPA DEL MODELO OSI	NORMA UTILIZADA	
APLICACIÓN	SV service	IEC 61850-9-2
PRESENTACIÓN	Abstract syntax	ISO/IEC 8824-1:1999
SESIÓN	No aplica	No aplica

Fuente: IEC 61850-8-1 Communications networks and systems in substations- Specific Communication Service Mapping to MMS

Tabla 22 Perfil T para modelos y servicios del bloque de control de sampled values

CAPA DEL MODELO OSI	NORMA UTILIZADA	
TRANSPORTE	No aplica	No aplica
RED	No aplica	No aplica
ENLACE DE DATOS	Priority tagging/VLAN	IEEE 802.1Q

CAPA DEL MODELO OSI	NORMA UTILIZADA	
	Carrier Sense Multiple Access with Collision Detection (CSMA/CD)	ISO/IEC 8802-3:2001
FÍSICA (OPCIÓN 1)	Fibre optic transmission system 100Base-FX	ISO/IEC 8802-3:2001
	Basic optical fibre connector	IEC 60874-10-1, IEC 60874-10-2 and IEC 60874-10-3

Fuente: IEC 61850-8-1 Communications networks and systems in substations- Specific Communication Service Mapping to MMS

2.5 EJEMPLOS DE IMPLEMENTACIONES REALIZADAS A NIVEL INTERNACIONAL

A continuación se revisaran dos casos de implementaciones realizadas a nivel internacional, en los cuales se estudiará cual fue la estrategia usada para el desarrollo de los problemas propios de la implementación de un SAS basado en el estándar IEC 61850.

2.5.1 Subestación La Venta II 34,5/230 kV²⁴

La Venta II es una subestación de transformación 34,5/230 kV asociada a la granja de aerogeneradores con el mismo nombre, cuya configuración es la mostrada en la Figura 36. Su propietario es la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México.

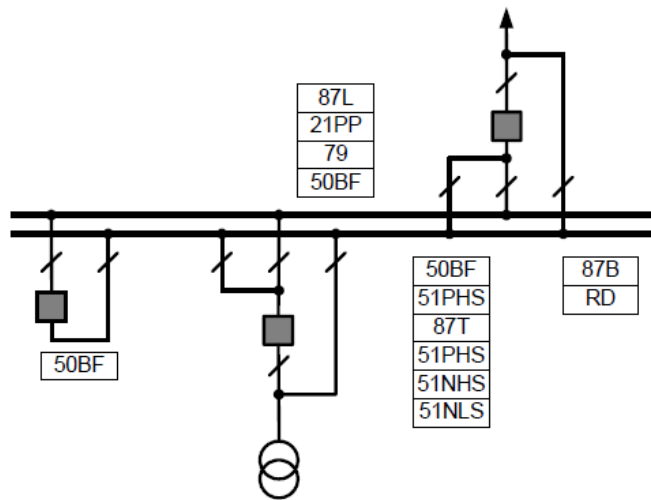
²⁴ FLORES, Víctor Manuel, ESPINOSA, Daniel, ALZATE, Julián y DOLEZILEK, Dave. Case study: design and implementation of IEC 61850 from multiple vendors at CFE La Venta II. 60th Annual Conference for Protective Relay Engineers (27 – 29 Marzo 2007). p. 307-320.

Para el diseño del SAS de la subestación La Venta II, la CFE definió los siguientes requerimientos:

- Incluir equipos de protección que se encuentren contenidos en la lista de equipos aprobados para uso en subestaciones eléctricas, debido a que esta será una subestación operativa.
- Incluir la mayor cantidad de fabricantes dentro de la arquitectura del SAS como sea posible, con el propósito de promover la interoperabilidad entre equipos de control y protección.
- Cumplir con las especificaciones funcionales de protección de la CFE.
- Considerar la ínter cambiabilidad de los equipos de control y protección en la interfase de comunicaciones.
- Desarrollar los ínter bloqueos en los controladores de bahía usando mensajes GOOSE.
- Realizar la conexión con dos estaciones maestras usando Gateways de comunicaciones redundantes, con DNP 3.0 y Conitel 2020²⁵.
- Proveer cableado tradicional y mensajes GOOSE para las funciones de protección, como encargo, para probar el desempeño y confiabilidad entre las dos opciones.

²⁵ Protocolo de comunicaciones utilizado en la industrial eléctrica, fuera del alcance de este documento.

Figura 36 Configuración y requerimientos de protección Subestación La Venta II



Fuente: FLORES, Víctor Manuel, ESPINOSA, Daniel, ALZATE, Julián y DOLEZILEK, Dave. Case study: design and implementation of IEC 61850 from multiple vendors at CFE La Venta II. 60th Annual Conference for Protective Relay Engineers (27 – 29 Marzo 2007). p. 307-320.

2.5.1.1 Implementación

En la implementación del sistema de control y protección de la subestación La Venta II se usaron equipos de las marcas SEL, ZIV, Siemens, General Electric, RuggedCom y Team ARTECHE, los cuales cuentan con el estándar IEC 61850 aprobado hasta la fecha de inicio del proyecto.

IBERINCO proporcionó la administración del proyecto, además de ser el responsable de definir los dispositivos lógicos, nodos lógicos y mapeo de comunicaciones a usar en el proyecto, también de definir la base de datos a usar en la IHM y en el GATEWAY.

En la Tabla 20, se listan los equipos y su función dentro del sistema de control y protección a usar en el desarrollo del proyecto de acuerdo a la bahía.

Tabla 23 Listado de equipos subestación La Venta II.

Descripción	Función	Dispositivo
Tablero de protección de Línea de 230 kV.		
Controlador de bahía	Control local de los equipos de patio y adquisición de datos	ZIV-6MCV
Protección principal de distancia y corriente direccional.	Funciones de protección de distancia y sobrecorriente direccional	SEL-421
Protección principal corriente diferencial y sobrecorriente direccional	Funciones de protección de corriente diferencial de línea y sobrecorriente direccional.	GE-L90
Protección de falla interruptor y chequeo de sincronismo.	Protección de falla de interruptor y chequeo de sincronismo para cierre manual de interruptor.	SEL-451
Recierre.	Protección de recierre de interruptor.	SEL-279H
Tablero de protección de Transformador de 230/34,5 kV.		
Controlador de bahía	Control local de equipos de patio y adquisición de datos.	GE-F650
Protección principal de transformador.	Protección principal diferencial de transformador	GE-T60
Protección de sobrecorriente de lado de alta del trafo	Protección de sobrecorriente instantánea y sobrecorriente temporizada.	GE-F60
Protección de falla interruptor y chequeo de sincronismo.	Protección de falla de interruptor y chequeo de sincronismo para cierre manual de interruptor.	SEL-451
Protección de sobrecorriente de lado de baja del transformador	Protección de sobrecorriente instantánea y sobrecorriente temporizada.	Siemens 7SJ62
Protección de sobrecorriente de neutro del transformador	Protección de sobrecorriente instantánea y sobrecorriente temporizada de neutro.	Siemens 7SJ61
Protección de sobrecorriente de lado terciario del transformador	Protección de sobrecorriente instantánea y sobrecorriente temporizada.	GE-F35
Tablero de control de Acoplador de barras 230 kV.		

Descripción	Función	Dispositivo
Controlador de bahía	Control local de equipos de patio y adquisición de datos.	SEL 451-4
Tablero de protección de Diferencial de barra 230 kV.		
Protección de falla interruptor y chequeo de sincronismo.	Protección de falla de interruptor y chequeo de sincronismo para cierre manual de interruptor.	SEL-451
Protección diferencial de barras.	Protección diferencial de barras.	SEL-487B

Fuente: Autores.

Para la implementación de la IHM fue usado un computador industrial como gateway, para coleccionar y concentrar la base de datos desde los IED por medio del protocolo IEC 61850 y convertirlo al protocolo que comunica el Gateway y el computador que contiene el software SCADA. Esto elimina la oportunidad de mapear automáticamente los datos entre los IED y la IHM, creando la necesidad de realizar la configuración manualmente.

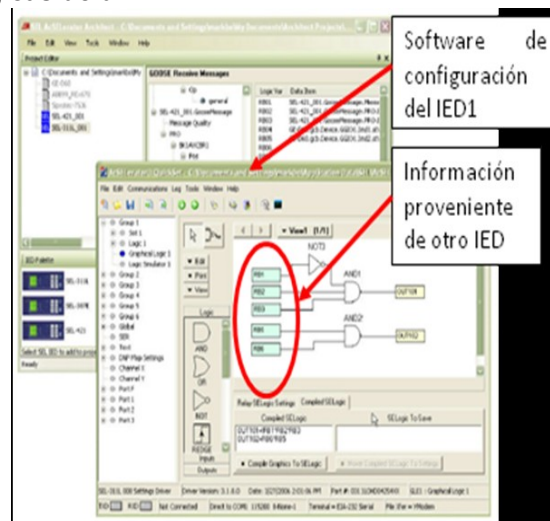
Los datos recolectados por medio del protocolo IEC 61850 son convertidos en los protocolos DNP 3.0 y Conitel 2020 y transferidos sobre enlaces de comunicaciones establecidos hacia el SCADA remoto.

Para la creación de las lógicas de inter bloqueo y protección, el estándar IEC 61850 presenta como método el desarrollo de un archivo de configuración CID, el cual emplea SCL para describir todas las configuraciones del protocolo necesarias, este archivo es entonces descargado directamente al IED. En todos los IED que soporten archivos SCL el uso de la herramienta de configuración de cualquiera de los vendedores debe estar disponible, lo que permite que el diseñador visualice y conecte los datos entre los IED desde la herramienta de cualquiera de ellos.

Una vez que los IED se encuentren configurados para recibir datos desde otro IED por medio de mensajería GOOSE del estándar IEC 61850, el IED tendrá acceso a la información de estados lógicos, tal como si fueran señales provistas desde una entrada binaria directa del IED, tal como se muestra en la Figura 37.

2.5.1.2 Arquitectura del sistema

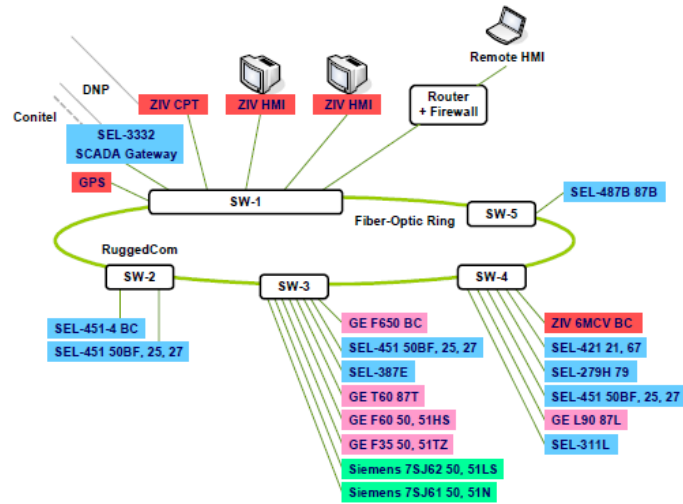
Figura 37 Mapeo GOOSE contenido en las variables lógicas de un IED



Funte: FLORES, Víctor Manuel, ESPINOSA, Daniel, ALZATE, Julián y DOLEZILEK, Dave. Case study: design and implementation of IEC 61850 from multiple vendors at CFE La Venta II. 60th Annual Conference for Protective Relay Engineers (27 – 29 Marzo 2007). p. 307-320.

La red de comunicaciones Ethernet (LAN) de la subestación La Venta II está configurada de la siguiente manera: una red en topología de anillo de fibra óptica con switches Ethernet, situados en cada uno de los gabinetes de control y protección, cada uno de los IED se encuentran conectados por cables de comunicaciones Ethernet de cobre al switch de su correspondiente gabinete, tal como lo muestra la Figura 38.

Figura 38 Esquema general de la arquitectura de comunicaciones.



Fuente: FLORES, Víctor Manuel, ESPINOSA, Daniel, ALZATE, Julián y DOLEZILEK, Dave. Case study: design and implementation of IEC 61850 from multiple vendors at CFE La Venta II. 60th Annual Conference for Protective Relay Engineers (27 – 29 Marzo 2007). p. 307-320.

En esta topología de comunicaciones se puede destacar que el anillo de fibra óptica proporciona redundancia a nivel de los switches de comunicaciones. Sin embargo, la conexión de los IED hacia los switches no proporciona redundancia de comunicaciones.

2.5.1.3 Consideraciones tomadas para el desarrollo del sistema de comunicaciones.

El estándar IEC 61850 requiere una precisión en la estampa de tiempo de microsegundos, para lo cual es recomendable el uso de fuentes externas de tiempo basadas en IRIG-B²⁶, debido a que el uso de este protocolo de sincronización es el único que provee la precisión requerida. Otros métodos como

²⁶ IRIG-B protocolo empleado para la sincronización de equipos con resolución de un (1) mS

el protocolo de tiempo SNTP pueden ser usados aunque no provee la precisión requerida, ya que esta varía de acuerdo al tráfico por la red LAN.

Para el desarrollo del sistema de comunicaciones fue necesario que los proveedores de IED suministraran la descripción de los datos y nodos lógicos, incluyendo los nodos genéricos a usar en la aplicación, basados en el estándar IEC 61850. Sin embargo, la mayoría de la información proporcionada por los proveedores estaba basada en nombres genéricos de información. Aunque el nombramiento de datos usando nombres genéricos está permitido por el estándar IEC 61850, el uso masivo de estos dificulta el desarrollo automático de la aplicación, siendo necesario el desarrollo de la aplicación referida a la documentación de cada vendedor.

Debido a que cliente prefiere tener la oportunidad de reemplazar un IED, de un vendedor con uno de otro vendedor que desarrolle las mismas funciones y soporte la misma interfase de comunicaciones, se definieron 3 dispositivos lógicos, los cuales deben contener solamente los nodos lógicos especificados, estos dispositivos lógicos son:

- CTRL1 el cual contiene los nodos lógicos relacionados con funciones de control de bahía.
- PRO que contiene las funciones de protección principales.
- MET el cual está conformado por los nodos lógicos relacionados con las medidas (Tensión, Corriente, Potencia, Energía, Frecuencia, Etc.).

Dentro de cada uno de los dispositivos lógicos solo deben existir los nodos lógicos permitidos para ser comunicados por medio de *dataSet* los cuales fueron configurados de la siguiente manera:

- Un *dataset* llamado *Estados* el cual contiene todos los datos relacionados con variables binarias y está asociado a un reporte con memoria (*buffered*).
- Un *dataset* llamado *Medidas* el cual contiene todo los datos analógicos relacionados a medidas y está asociado a un reporte sin memoria (*unbuffered*).
- Por último un *dataset* llamado *GOOSE* el cual contiene todos los datos binarios usados para mensajería GOOSE.

Se debe tener en cuenta que los IED se comunican de manera similar usando el estándar IEC 61850, ellos no desarrollan las funciones de control y protección de la misma manera, ya que el estándar no lo especifica.

Uno de los principales requisitos funcionales en la Subestación La Venta II es el orden jerárquico de control, el cual está definido en el estándar IEC 61850 con el uso de Categoría de Origen (OrCat), quien filtra los mandos remotos de acuerdo a que cliente está realizando la operación, el SCADA remoto o el IHM local (funciona como un selector Local/Remoto).

2.5.1.4 Pruebas de aceptación en fábrica (FAT)

Durante el desarrollo de las pruebas de aceptación en fábrica se encontraron muchos problemas relacionados con la interpretación de estándar IEC 61850 por parte de los fabricantes y limitaciones de los IED. Las pruebas abarcaron 4 etapas, las cuales fueron:

- **Configuración y pruebas de la red de comunicaciones.** En esta etapa de pruebas se evidencian varios problemas relacionados con las limitaciones de los IED, tales como; los nombres de los dispositivos lógicos no son configurables, no existe flexibilidad en el mapeo de los valores digitales a

objetos de datos específicos, algunos de los IED no soportan la cantidad de clientes requeridos, solicitados por el estándar.

- **Configuración y pruebas de los IHM, SCADA y Gateway.** Dentro de esta parte de las pruebas, fueron notables los problemas con los nombres de los reportes, además, algunos IED no soportan o no cumplen con el uso de la categoría de origen.
- **Pruebas de inter bloqueos usando mensajería GOOSE.** En esta etapa el principal problema fue el uso de un software de configuración, ya que algunos de los archivos de SCL de otros vendedores no respetan todos los parámetros de configuración.
- **Pruebas de uso satisfactorio de los mensajes GOOSE.** Para esta prueba se simuló una falla de interruptor, con un esquema de protección implementado usando mensajería GOOSE y cableado tradicional, mostrando resultados satisfactorios.²⁷

2.5.2 Subestación Bradley 500 kV²⁸

Situada a las afueras de Chattanooga, Tennessee, la subestación Bradley de propiedad de *Tennessee Valley Authority (TVA)*, es un proyecto desarrollado con el objetivo principal de utilizar el estándar IEC 61850 lo más práctico posible y confirmar que es más que un simple protocolo de comunicaciones. El proyecto de la Subestación Bradley reúne un grupo de fabricantes, tales como, Siemens,

²⁷ Para una descripción completa de la prueba realizada, remitirse a “Case Study: Design and implementation of IEC 61850 from multiple vendors at CFE La Venta II”.

²⁸ HOLBANCH, Juergen. *Et al.* Status on the First IEC 61850 Based Protection and Control, Multi-Vendor Project in the United States. Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources, 2007. PSC 2007. (13-16 Marzo 2007). p. 254-277.

General Electric, ABB y AREVA, que deben integrar y comprobar el concepto de interoperabilidad.

Para ello, este proyecto elimina la mayor parte del cableado convencional entre los relés de protección, y entre los relés de protección y los interruptores, siendo reemplazado por cableado de comunicaciones para el uso de mensajería GOOSE.

2.5.2.1 Implementación

La subestación Bradley incorpora el uso del bus de estación, utilizando, entre otros, nodos lógicos y mensajería GOOSE para todas las funciones de control y protección de las líneas de 500 kV y 161 kV, interruptores, grupo de funciones de protección del transformador, adquisición de datos del transformador, control de LTC (cambiador de tomas bajo carga) del transformador y SCADA.

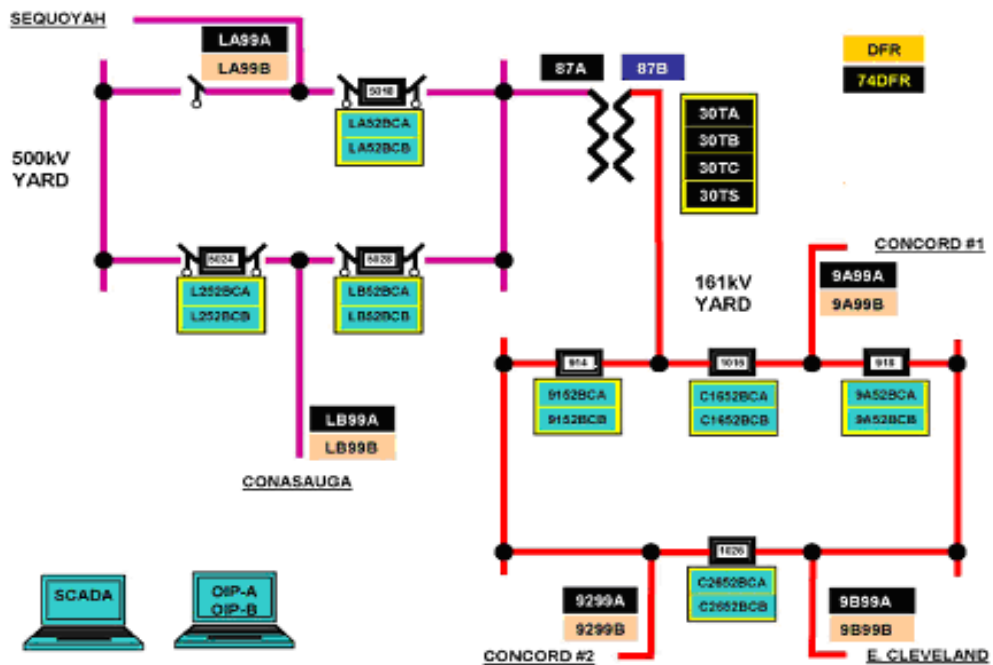
Para ellos se utilizan los siguientes equipos, ubicados como se muestra en la Figura 39.

- Relés de protección de líneas principales LA99A, LB99A, 9A99A, 9299A, y 9B99A de la marca General Electric, Relés D60 (GE-D60).
- Relés de protección de líneas de respaldo LA99B, LB99B, 9A99B, 9299B, y 9B99B de la marca ABB Relés REL670 (ABB-REL670).
- Los relés de protección de línea son usados para protección de distancia, sobrecorriente direccional, falla interruptor y recierre.
- Equipos de control de interruptor LA52BCA, LA52BCB, L252BCA, L252BCB, LB52BCA, LB52BCB, 9152BCA, 9152BCB, C1652BCA, C1652BCB, 9A52BCA, 9A52BCB, C252BCA y C252BCB Siemens 7SJ64. (Siemens-

7SJ64). Contienen las lógicas de inter bloqueo de los equipos y control del interruptor y seccionadores asociados.

- Relé de protección de transformador 87A. General Electric T60 (GE-T60), provee protección diferencial de transformador, protección de sobrecorriente, y protección de presión súbita.
- Control de LTC y monitoreo de transformador 30TA, 30TB, 30TC y 30TS son relés General Electric C30 (GE-C30). Recolectan toda la información relacionada con los eventos, alarmas y nivel de líquidos. De los transformadores de potencia, además de realizar el control de los LTC individual o en grupo.
- El Gateway SCADA con las dos estaciones IHM y la interfase grafica es Siemens PAS System (SICAM PAS).

Figura 39 Esquema unifilar de la subestación Bradley



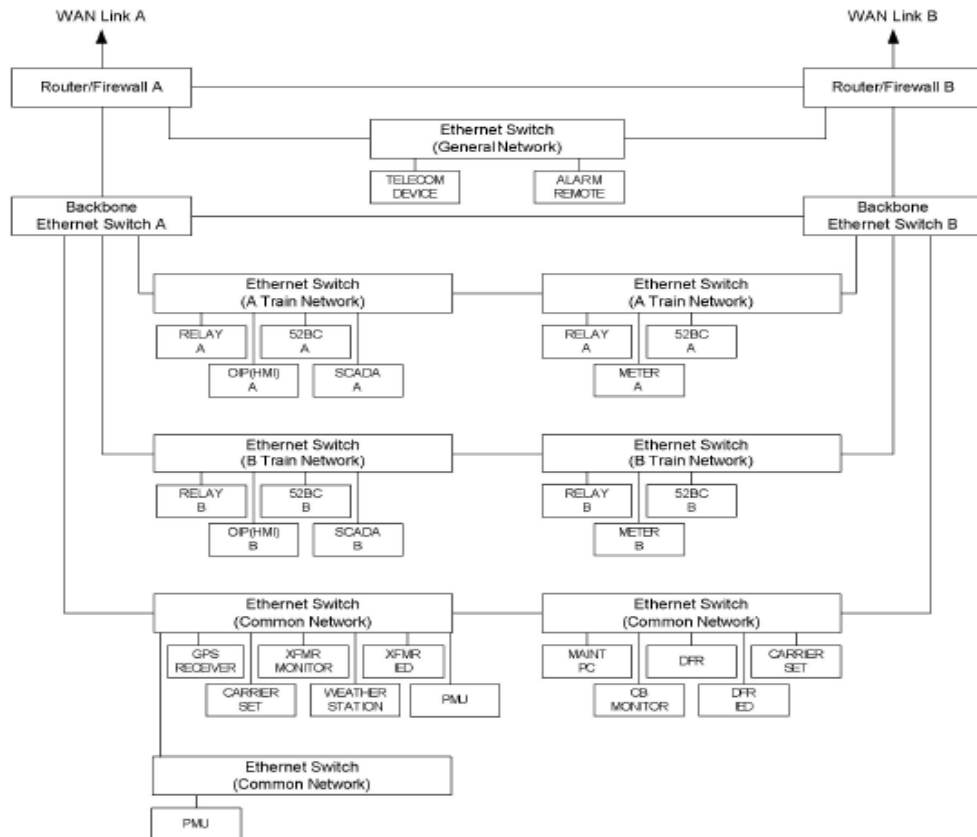
Fuente: FRISK, Lars. KUNSMAN, Steven. HOSENLOPP, Luc. Status on the First IEC 61850 Based Protection and Control, Multi-Vendor Project in the United States. Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources, 2007. PSC 2007. (13-16 Marzo 2007). p. 254-277.

2.5.2.2 Arquitectura del sistema

El esquema de comunicaciones de la subestación Bradley, ver Figura 40, muestra que todos los IED están conectados por medio de cables de fibra óptica hacia los switches localizados en la caseta de control. Redes de área local Virtuales fueron configuradas en los switches para proveer seguridad dentro de la red de comunicaciones.

Como se puede observar todos equipos principales de control y protección de la subestación Bradley se encuentran conectados a los switches (A Train Network) y los de respaldo en los switches (B Train Network).

Figura 40 Esquema de comunicaciones subestación Bradley



Fuente: FRISK, Lars. KUNSMAN, Steven. HOSENLOPP, Luc. Status on the First IEC 61850 Based Protection and Control, Multi-Vendor Project in the United States. Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources, 2007. PSC 2007. (13-16 Marzo 2007). p. 254-277.

2.5.2.3 Consideraciones tomadas para el desarrollo del sistema de comunicaciones.

Como consideración principal para el desarrollo del sistema de comunicaciones, fueron tenidos en cuenta los esquemas de control y protección que se resumen a continuación.

- **Protección de transformador.** El esquema de protecciones desarrollado implica que cuando la protección diferencial de transformador determina una condición de falla, los interruptores asociados al transformador (5018, 5028, 914 y 1016) deben operar para desenergizar el transformador, para ello el relé 87A genera un mensaje GOOSE hacia cada uno de los ocho controladores asociados con los interruptores, los cuales deben abrir los interruptores; este mismo mensaje GOOSE generado por el relé 87A, es usado para indicar el arranque de la protección de falla de interruptor en las protecciones principales GE-D60 de las 5 líneas asociadas de la subestación.
- **Protección de líneas.** El intercambio de mensajes GOOSE entre los relés de línea es usado para las condiciones de recierre (habilitar/deshabilitar); también reciben mensajes de estados y alarmas de cada uno de los interruptores, desde los equipos de control (Siemens-7SJ64). Los relés de protección de línea le envían mensajes GOOSE a cada uno de los controladores de interruptores asociados, con información de disparos de interruptor, recierre de interruptor, disparo por falla interruptor, cierre y apertura manual del interruptor, cierre y apertura manual de seccionadores motorizados, interruptor fuera de servicio, etc.

Como herramienta de configuración del sistema de comunicaciones TVA decidió usar el software de Siemens *Digsi*, ya que al inicio del proyecto, esta era la única herramienta de configuración del estándar IEC 61850 disponible.

3. COMPARACIÓN ENTRE DNP 3.0, IEC 60870-5-104 E IEC 61850

En la actualidad los protocolos de comunicaciones más usados dentro de las aplicaciones relacionadas con el sector eléctrico son DNP 3.0, IEC 60870-5-104 y el nuevo IEC 61850, lo cual presenta la inquietud acerca de cuál de ellos es el más idóneo, confiable, flexible, fácil de implementar y mantener.

Para ellos se presenta la siguiente tabla comparativa, la cual muestra los aspectos comunes de los protocolos de comunicaciones, ventajas y desventajas.

Tabla 24 Comparación entre los Estándares de comunicaciones IEC 60870-5-104, DNP 3.0 e IEC 61850

Característica	IEC 60870-5-104	DNP 3.0	IEC 61850
Uso dentro de la subestación	SI	SI	SI
Uso en control remoto	SI	SI	NO
diseño enfocado en subestaciones eléctricas	SI	SI, también es usado en aplicaciones de procesos industriales	SI
Diseño específico para implementación sobre redes TCP/IP	NO, adaptado agregando una pseudocapa	NO, adaptado agregando una pseudocapas	SI
Desarrollador	Work group 03 del comité tecnico 57 de la IEC	Westronic corporation	Work group 10 del comité tecnico 57 de la IEC
Interoperabilidad SCADA- IED	SI	SI	SI
Interoperabilidad IED-IED	NO	NO	SI
Variedad de tipos de datos	SI	SI	SI

Característica	IEC 60870-5-104	DNP 3.0	IEC 61850
Variedad en servicios de intercambio de información	NO	NO	SI
Tipo de información	Fijo, definidos en el estándar.	Fijo, definidos en la norma	Flexible y ampliable.
Direccionamiento.	Índice numérico.	Índice numérico.	Nombres jerárquicos
Nomenclatura de información	No aplica	No aplica	Semántica definida
Auto descripción de IED	No soportado	No soportado	Soportado
Lenguaje de configuración	No	No	Si
Almacenamiento y recuperación de información seleccionada	No soportado	No soportado	Soportado para cualquier tipo de dato
Intercambio de información entre IED	No soportado	No soportado	Soportado
Descripción completa de la funcionalidad de los IED	NO	NO	SI

Fuente: Autores

Se destaca que una de las principales ventajas del estándar IEC 61850 sobre los protocolos IEC 60870-5-104 y DNP 3.0, es el uso de direccionamiento por medio de nombres jerárquicos, en vez del uso de índices numéricos, lo cual reduce el tiempo y esfuerzo que debe realizar el ingeniero a la hora de desarrollar el sistema. Por otra parte también cabe resaltar, entre otros, el uso de la auto descripción de datos y parámetros de configuración e información de los IED.

El estándar IEC 61850 ofrece la oportunidad de usar nuevas herramientas estandarizadas, como lo son el intercambio de eventos de subestación (GSE) y el intercambio de valores analógicos muestreados (SMV); anteriormente solo disponible en protocolos de uso privado de algunos fabricantes.

4. CONCLUSIONES

- La auto-descripción e intercambio de información entre dispositivos electrónicos inteligentes (IED) de distintos fabricantes, son dos de las principales ventajas que ofrece el estándar IEC 61850 frente a sus antecesores, debido a esto, es posible el diseño y desarrollo de sistemas de automatización de subestaciones (SAS) más complejos y eficientes, sin necesidad de aumentar los esfuerzos de programación y puesta en servicio.
- El estándar IEC 61850 presenta los lineamientos básicos necesarios para su implementación en un SAS, los cuales están encaminados hacia el diseño, implementación, coordinación y supervisión de los sistemas de control y protección basados en sistemas de comunicaciones digitales de alto rendimiento; con el propósito de reemplazar el cableado eléctrico convencional, disminuir el mantenimiento del cableado, aumentar el grado de confiabilidad del sistema (al brindar la posibilidad de tener redes de datos redundantes) y brindar la posibilidad de concentrar, almacenar y retransmitir la información hacia centros de control y supervisión.
- El apartado 2.1.4 del presente documento, **Requerimientos generales del estándar IEC 61850**, resume los lineamientos básicos de desempeño del protocolo, los cuales deben ser conocidos por el profesional que pretenda diseñar un SAS basado en el estándar IEC 61850.
- Para implementar una SAS es necesario que todos los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) cumplan con los lineamientos básicos de calidad, ambientales y de servicios auxiliares que exige el estándar IEC 61850; por lo tanto los equipos y dispositivos deben estar certificados en el cumplimiento del IEC 61850 para así garantizar la interoperabilidad y compatibilidad con tecnologías preexistentes.

- El modelamiento de las funciones que componen un SAS, empleando el concepto de Nodo Lógico, permite el manejo de un lenguaje de configuración mucho más entendible; eliminando la necesidad de documentos que relacionen el direccionamiento numérico con el significado real de las funciones, dado por el nombre del nodo.
- La implementación de sistemas de automatización de subestaciones basados en el estándar IEC 61850 es una tendencia a nivel mundial. En este documento se presentan dos ejemplos que corresponden a subestaciones reales y operativas. En Suramérica ya se están automatizando las subestaciones empleando este estándar, tendencia que ya ha iniciado en Colombia.
- En la actualidad, los esquemas de protecciones basados en sistemas de comunicaciones considerados por el IEC 61850, presentan redundancia en la seguridad, usando cableado eléctrico desde el equipo de patio hasta los equipos de control, para funciones importantes o de alta prioridad como los disparos; a diferencia de los esquemas de control (Interbloqueos, permisos de operación, estados de los equipos de patio, etc), los cuales están más cercanos a los objetivos del estándar, ya que estos se están manejando sobre las redes de comunicaciones.
- El uso de los recursos de las redes TCP/IP, por parte de los estándares de comunicaciones IEC 60870-5-104 y DNP 3.0 no es óptimo, debido a que éstos fueron desarrollados para ser implementados en sistemas de comunicación seriales de baja velocidad; a diferencia del estándar IEC 61850, el cual fue desarrollado basándose en la tecnología actual de redes de comunicaciones, dejando abierto el estándar a futuras generaciones de sistemas de comunicaciones.
- El estándar IEC 61850, facilita la programación de las funciones del SAS, permitiendo que el ingeniero se dedique a actividades específicas del diseño de SAS, como configuración de arquitecturas, selección de equipos y

topologías de redes de comunicación; evitando tareas tediosas, como lo son la configuración de puertos, selección de timeouts, periodos de escaneo, clasificación de datos, etc.

- Los fabricantes de IED y sistemas de automatización de subestaciones basados en el Estándar IEC 61850, tiene mucho camino por recorrer para cumplir a cabalidad los objetivos de interoperabilidad y desempeño planteados; muestra de esto es el uso masivo de nombres genéricos para los nodos lógicos, lo que dificulta la configuración de IED.

5. RECOMENDACIONES

- Ofrecer a los estudiantes seminarios referentes al uso de protocolos de comunicación industrial de vanguardia, como el IEC 61850, para fomentar el interés en éstos y así proveer a los futuros ingenieros, de herramientas que faciliten la aplicación óptima de dichos protocolos.
- Desarrollar métodos de diseño e implementación de sistemas de automatización de subestaciones basados en el estándar IEC 61850, debido a que la aplicación de métodos convencionales, basados en protocolos anteriores, subutiliza las herramientas que ofrecen los fabricantes y el estándar IEC 61850.
- Desarrollar herramientas didácticas que permitan la simulación del estándar IEC 61850 en salas de cómputo con computadores personales genéricos, que emulen los diferentes equipos que se pueden encontrar en una subestación eléctrica real.

BIBLIOGRAFÍA

ALI, Iqbal y THOMAS, Mini S. Substation communication networks architecture. Power System Technology and IEEE Power India Conference, 2008. POWERCON 2008 (12-15 Octubre 2008). p. 1-8.

APOSTOLOV, Alexander. Communications in IEC 61850 based substation automation systems. Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources, 2006. PS '06 (14-17 Marzo 2006). p. 51-56.

BAILEY, David y WRIGHT, Edwin. Practical SCADA for industry. Burlington. Newness and Elsevier. 2003, 288. p.

BRAND, Clauss-Peter y JANSSEN, Marco. The specification of IEC 61850 based substation automation systems. IEEE. 8. p.

CASTILLO, Wilson. Experiencias en la implementación del sistema de automatización de la subestación la miel I a 230 kV (SAS miel I) de Interconexión Eléctrica S.A. ISA, Medellín. 5. p.

CLARKE, Gordon, REYNDERS, Deon. y WRIGHT, Edwin. Practical modern SCADA protocols: DNP3, 60870.5 and related systems. Burlington. Newness and Elsevier 2004, 537. p.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, Resolución CREG 025 de 1995. Código de redes, como parte de reglamento de operación del sistema interconectado nacional. Bogotá: CREG, 1995. 141. p.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, Resolución CREG 080 de 1999. Reglamento de las funciones de planeación, coordinación supervisión y control entre el centro nacional de despacho (CND) y los agentes del SIN. Bogotá: CREG, 1999. 15. p.

CURTIS, Ken. DNP a DNP3 protocol primer. Calgary: DNP User Group, 2005. p. 8.

DELGADO, Zully y Quintero, Sidney. Automatización de subestaciones: desarrollo de la metodología, estructura funcional y su estrategia de aplicación. Trabajo de grado ingeniero electricista. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicomecánicas. Escuela de ingeniería eléctrica, electrónica y telecomunicaciones. 2002. 249.p.

DOLEZILEK, Dave. IEC 61850: What you need to know about functionality practical implementation. Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources, 2006. PS '06 (14-17 Marzo 2006). p. 1-17.

DURAN, Carlos y MORENO, Rafael. Automatización de subestaciones eléctricas de transmisión: Arquitectura de comunicaciones y su aplicación en las subestaciones de Caño limón y Comuneros de ISA CTE oriente. Trabajo de grado ingeniero electrónico. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicomecánicas. Escuela de ingeniería eléctrica, electrónica y telecomunicaciones. 2002. 253.p.

FLORES, Víctor Manuel, ESPINOSA, Daniel, ALZATE, Julián y DOLEZILEK, Dave. Case study: design and implementation of IEC 61850 from multiple vendors at CFE La Venta II. 60th Annual Conference for Protective Relay Engineers (27 – 29 Marzo 2007). p. 307-320.

GÉLVEZ, Julio. Redes de comunicaciones industriales. Monografía de especialista en telecomunicaciones. Bucaramanga Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicomecánicas. Especialización en telecomunicaciones, 2002. 64.p.

HOLBANCH, Juergen. RODRIGUEZ, Julio. WESTER, Craig. BAIGENT, Drew. FRISK, Lars. KUNSMAN, Steven. HOSSENLOPP, Luc. Status on the First IEC 61850 Based Protection and Control, Multi-Vendor Project in the United States. Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources, 2007. PSC 2007. (13-16 Marzo 2007). p. 254-277.

ICONTEC. Norma técnica Colombiana, Referencias Bibliográficas. Contenido, forma y estructura. Bogotá, ICONTEC, 2008. p. 38.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61850 part 1: Communication Networks and Systems in Substations- Introduction and Overview. Geneve, Suiza: IEC, 2003. 34. p.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61850 part 3: Communication Networks and Systems in Substations- General Requeriments. Geneve, Suiza: IEC, 2003. 42. p.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61850 part 4: Communication Networks and Systems in Substations- System and project management. Geneve, Suiza: IEC, 2003. 59. p.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61850 part 5: Communication Networks and Systems in Substations- Communication requirements for functions and device models. Geneve, Suiza: IEC, 2003. 138. p.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61850 part 6: Communication Networks and Systems in Substations- Configuration Description Language for communications in electrical substations related to IEDs. Geneve, Suiza: IEC, 2003. 150. p

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61850 part 7-1: Communication Networks and Systems in Substations- Basic communication structure for substation and feeder equipment- Principles and models. G Geneve, Suiza: IEC, 2003. 116. p.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61850 part 7-2: Communication Networks and Systems in Substations- Basic communication structure for substation and feeder equipment- Abstract communication service interface (ACSI). Geneve, Suiza: IEC, 2003. 178. p.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61850 part 7-3: Communication Networks and Systems in Substations- Basic communication structure for substation and feeder equipment- Common data classes. Geneve, Suiza: IEC, 2003. 70. p.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61850 part 8-1: Communication Networks and Systems in Substations- Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Mapping to MMS (ISO 9506-2 and to ISO/IEC 8802-3). Geneve, Suiza: IEC, 2003. 140. p

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61850 part 9-2: Communication Networks and Systems in Substations- Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3. Geneva, Suiza: IEC, 2003. 134. p.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 60870-5-4: Telecontrol Equipment and systems – Performance requirements. Geneva, Suiza: IEC, 2003. 50. p.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 60870-5-101: Telecontrol Equipment and systems – Transmission protocols – Companion standard for basic telecontrol tasks. Geneva, Suiza: IEC, 2003. 184. p.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 60870-5-104: Telecontrol Equipment and systems – Transmission protocols – Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles. Geneva, Suiza: IEC, 2000. 60. p.

LLORET, Pau. VELÁSQUEZ, Juan L. MOLAS-BALADA, Lluís. VILLAFILIA, Roberto. SUMPER, Andreas. GALCERAN-ARRELANO, Samuel. IEC 61850 as a flexible tool for electrical systems monitoring. En: 9th International conference Electrical Power Utilization, (9-11 October 2007). p. 6.

MACDONALD, John David. Electric Power Substations Engineering. Boca Raton: CRC Press, 2003. 1951. p.

MACKIEWICZ, Ralph. HEIGHTS, Sterling. Technical overview of the IEC 61850 Standard for Substation Automation. Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006 IEEE PES. (21-24 Mayo 2006). p. 376-383.

MENDOZA, Sandra. GARNICA, William. ROZO, Cesar. ORTIZ, Orlando. Manual de protecciones para sistemas eléctricos. UNAL

MESMAKER, Ivan De. RYTOFT, Claes, REINHARD, Petra. Protection and Substation Automation Systems: Standardization, Integration and Information Technology, Power Africa 2007 Conference and Exposition, Johannesburg, South Africa. IEEE PES (16 – 20 Julio 2007). p. 6.

NORTHCOTE-GREEN, James. WILSON, Robert. Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems. En: Power Delivery System Control and Automation. Boca Raton: CRC Press Taylor & Francis, 2007. 464. p.

REINDERS, Deon. WRIGHT, Edwin. Practical TCP/IP and Ethernet Networking. Newness and Elsevier, 2003. 306. p.

VAN DER ZEL, L. Guidelines for Implementing Substation Automation Using IEC 61850, the International Power System Information Modeling Standard. Technical report. Palo Alto EPRI, 2004. 249. p.

ANEXO A AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES

A.1 INTRODUCCIÓN A LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES

A.1.1 ¿Qué es una subestación eléctrica?, ¿qué se debe supervisar y controlar?

Las subestaciones eléctricas son uno de los componentes más importantes dentro del sistema de potencia, debido a que son usadas para conectar el cliente final de la energía o consumidor con el sistema de potencia, y este a su vez con los centros de generación de energía.

De acuerdo al uso de la subestación estas se clasifican en cuatro; subestaciones de generación, que son las que están situadas en las centrales de generación y su función principal es elevar el nivel de tensión para entregárselo al sistema de transmisión. Subestación de transformación, las cuales son las encargadas de cambiar el nivel de tensión a valores adecuados para el transporte de la energía, pueden ser elevadoras o reductoras. Subestaciones de reconfiguración o maniobra, son las encargadas de conectar varios circuitos para orientar o distribuir el flujo de energía, su propósito es dar mayor confiabilidad y continuidad al sistema. Por último las subestaciones de distribución, encargadas de reducir la tensión a niveles de distribución para enviar la energía a los centros de consumo industrial o residencial.

A.1.1.1 Equipos de una subestación eléctrica

Las subestaciones eléctricas están compuestas por diferentes equipos de medición, maniobra y transformación, como son:

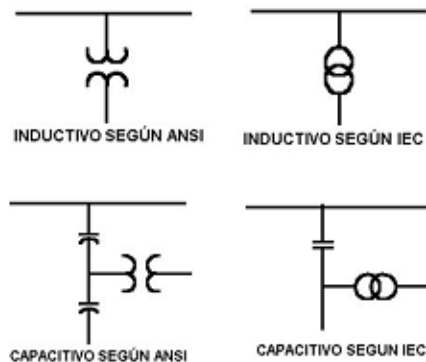
EQUIPOS DE MEDIDA

- **Transformador de potencial.**

Es aquel elemento que entrega la tensión a la cual está conectado multiplicada por una relación de transformación, la cual por lo general es muy pequeña, con un desfase muy cercano a cero 0 (grados)²⁹.

Estos equipos de medición se conectan al sistema de potencia en paralelo, entregando una tensión fase-tierra del sistema de potencia.

Figura.41 Transformador de potencial, simbología IEC y ANSI.



Fuente: MENDOZA, Sandra. GARNICA, William. ROZO, Cesar. ORTIZ, Orlando. Manual de protecciones para sistemas eléctricos. UNAL

²⁹ Tomado de manual de MENDOZA, Sandra. GARNICA, William. ROZO, Cesar. ORTIZ, Orlando. Manual de protecciones para sistemas eléctricos. UNAL

La Figura 41 muestra la simbología del transformador de potencial según normas IEC y ANSI

Su función principal es entregar una medida precisa de las condiciones de tensión del sistema de potencia a los equipos de control y protección, además de aislarlos eléctricamente del mismo.

En el lado secundario del transformador de potencial se encuentra por lo general los siguientes valores de tensión nominales:

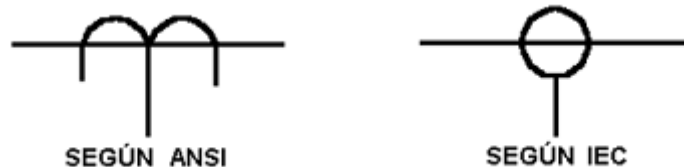
100 V o 110 V sí el estándar en el cual se basaron para su fabricación fue la IEC o 120 V o 115 V sí está basado en ANSI.

- **Transformador de corriente.**

Es el encargado de transformar los niveles de corriente del sistema de potencia en valores adecuados para los equipos de protección y medición.

La Figura 42 muestra la simbología del transformador de corriente según normas IEC y ANSI

Figura 42 Transformador de corriente, simbología IEC y ANSI



Fuente: MENDOZA, Sandra. GARNICA, William. ROZO, Cesar. ORTIZ, Orlando. Manual de protecciones para sistemas eléctricos. UNAL

Su función es asegurar una señal que represente fielmente la corriente del primario o sistema de potencia, tanto en condiciones de falla o de operación normal.

Los transformadores de corriente se conectan por el lado primario en serie con el sistema de potencia, y en el secundario en serie con las bobinas de corriente de los equipos de protección y medida.

La corriente nominal en el lado secundario de acuerdo a los estándares IEC y ANSI son 1 A y 5 A respectivamente.

EQUIPOS DE MANIOBRA

- **Seccionadores.**

Son equipos usados para conectar o desconectar circuitos, o partes de una instalación eléctrica; nunca deben ser operados cuando esté circulando corriente eléctrica por ellos, para esto se debe cortar el flujo de corriente por el circuito abriendo el interruptor asociado al seccionador en cuestión.

Están diseñados para ser utilizados en una subestación como equipos de aislamiento o para efectuar cortes visibles entre los elementos de la subestación. Los seccionadores permiten efectuar varias formas de conexión entre el barraje y las líneas, dándole más flexibilidad al esquema de la subestación.

- **Interruptores.**

Según la IEEE en el estándar C37.100-1992 un interruptor está definido como: “equipo de operación mecánica, capaz de operar bajo condiciones nominales de corriente en situaciones normales de operación y de abrir bajo condiciones de falla con circunstancias anormales de corriente como corto circuito”.

Están clasificados de acuerdo al medio en el cual extinguen el arco eléctrico formado por la corriente inductiva en el momento de su apertura, el cual puede ser:

- Interruptores en aire
- Sopro magnético.
- Aceite.
- Aire comprimido.
- Hexafluoruro de azufre SF₆.
- De vacío.

Siendo los de Hexafluoruro de azufre (SF₆) los más comunes en las subestaciones Colombianas de alta y extra alta tensión.

- **Cambiador de tomas.**

Son equipos que se encuentran en los transformadores de potencia; están diseñados para regular el valor de tensión en el lado secundario, cambiando la relación de espiras del transformador

La manera de cómo operan estos cambiadores por lo general implica una operación de conexión y desconexión de las espiras implicadas, pero como en los sistemas de potencia no es permitido desenergizar la carga en condiciones normales de operación de los transformadores de potencia, existen cambiadores de tomas bajo carga (OLTC por sus siglas en inglés) los cuales realizan este cambio de manera segura sin desconectar la carga del transformador.

Transformador de potencia

Es el equipo encargado de cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas en la subestación, es considerado uno de los elementos más importantes de los sistemas de potencia, además de ser el más costoso.

Pueden ser transformadores o auto transformadores, trifásicos o monofásicos de acuerdo a los criterios de diseño y las exigencias del sistema de potencia.

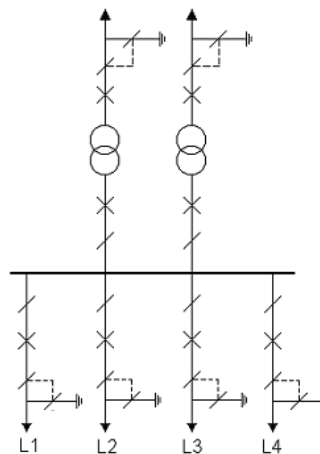
A.1.1.2 Tipos de subestaciones eléctricas

Se clasifican de acuerdo a como está realizada la configuración o conexión; a continuación se describirán las configuraciones más utilizadas en Colombia:

- **Barra sencilla**

Este arreglo consta de un barraje principal con todos los circuitos conectados a él (ver Figura 43), por su constitución es la configuración más simple y por lo tanto la más económica, aunque una de sus principales desventajas es que para realizar mantenimiento en alguno de los equipos es necesario desenergizar el circuito a intervenir.

Figura 43 Configuración barra sencilla.



Fuente: Autores

- **Doble barra**

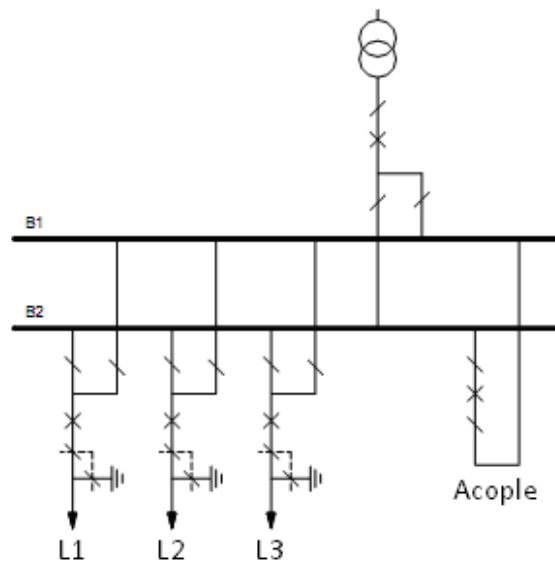
Este esquema está compuesto por dos barras principales, las cuales están diseñadas, cada una, para soportar la carga nominal de la subestación. Usando un

campo de acople, es posible realizar cambios de barra, de los circuitos conectados en una de las barras hacia la otra sin necesidad de desenergizarlo.

El mantenimiento de los seccionadores de barra se puede hacer sin necesidad de desenergizar el circuito por completo, pero, con los interruptores y seccionadores de línea se presenta el mismo problema de la configuración anterior.

La Figura 44 muestra la configuración de doble barra

Figura 44 Configuración de Doble Barra.

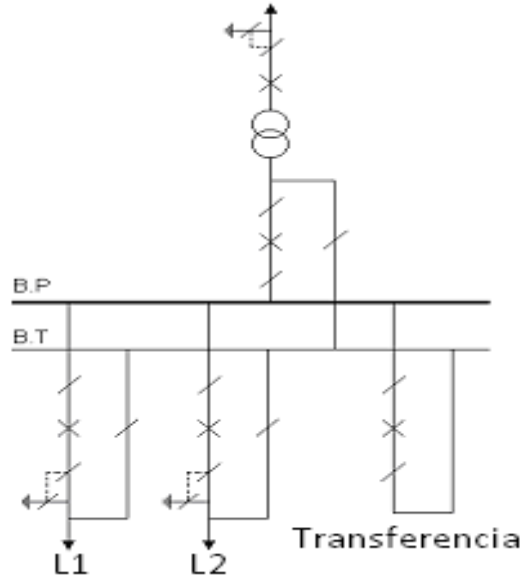


Fuente: Autores

- **Barra principal y transferencia**

Este esquema proporciona la ventaja de poder realizar mantenimiento a los equipos principales sin la necesidad de desenergizar el circuito, aunque se requiere gran cantidad de maniobras. Su principal inconveniente es la instalación de un seccionador más, lo cual aumenta los costos en la construcción de la subestación. Ver Figura 45.

Figura 45 Configuración Barra Principal y Transferencia.



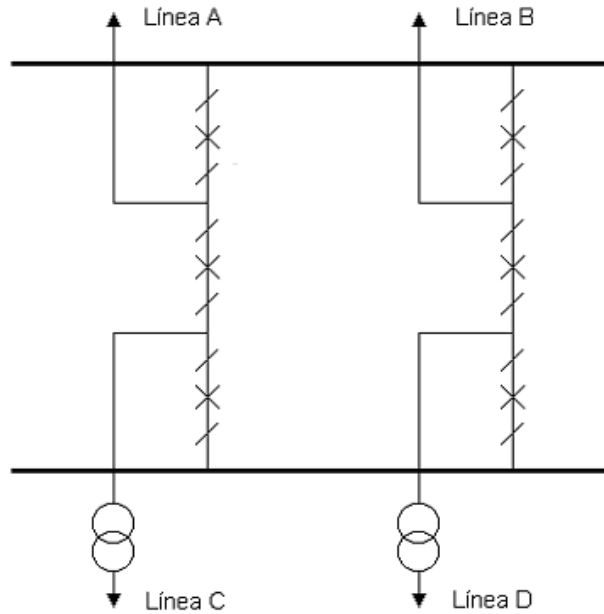
Fuente: Autores

- **Interruptor y medio**

En este esquema cada circuito es protegido por dos interruptores los cuales operan en el momento de una falla, aislándola sin interrumpir el suministro de energía en los otros circuitos; esta configuración presenta gran confiabilidad y seguridad en su operación.

Debido a la existencia de dos barrajes y tres interruptores por campo (ver figura 46), es posible realizar el mantenimiento en cada uno de ellos sin la necesidad de desenergizar ninguno de los circuitos.

Figura 46 Configuración Interruptor y Medio.



Fuente: Autores

A.1.2 ¿Por qué automatizar subestaciones?

En las subestaciones convencionales es necesario el registro por parte de los operadores de una gran cantidad de variables, las cuales deben ser vigiladas de manera constante, lo cual implica el monitoreo del tablero de control, o en el peor de los casos, la supervisión visual de los equipos de patio de la subestación entera. La automatización de subestaciones no tiene como objetivo el reemplazo de los operadores de subestaciones por controladores y equipos de computo, sino mas bien el de liberar a los operadores de las subestaciones del estrés de estar vigilando continuamente la gran cantidad de información generada, y de esta manera permitirle que se pueda concentrar en trabajos especializados como los mantenimientos programados u otros.

La automatización de subestaciones consiste básicamente en la implementación de IED, los cuales usan microprocesadores para monitorear y controlar el sistema

de potencia. Estos IED son capaces de obtener y almacenar gran cantidad de datos, los cuales son usados para conocer el estado del sistema en cualquier momento; el uso de esta información realmente genera los verdaderos beneficios que trae la automatización de subestaciones.

La automatización de subestaciones no es solamente la instalación de equipos de automatización para subestaciones, si no que es el primer paso para la realización de un sistema altamente confiable, que sea capaz de responder a cualquier evento del sistema de potencia de manera rápida y con información precisa.

Algunos ejemplos de los beneficios que se encuentran en las subestaciones automatizadas son, entre otros:

- **Reducción de los costos de operación y mantenimiento.** Debido a que se tiene información real de las operaciones de cada uno de los equipos, lo cual permite programar de manera más organizada los mantenimientos preventivos, y por otra parte se pueden identificar con mayor facilidad y rapidez donde se han producido fallas para la realización de los mantenimientos correctivos.
- **Postergación de la ampliación de los sistemas de potencia.** Debido a que se hace un manejo más eficiente de las instalaciones existentes.
- **Mejoramiento de la confiabilidad del sistema.** Las subestaciones automatizadas reducen el tiempo de cierre de un circuito, lo cual acorta el tiempo de restablecimiento del sistema.
- **Información actualizada y de mayor calidad para las operaciones de planeamiento.** Ya que la información con la que cuentan los departamentos de planeación y despacho esta actualizada y es de alta confiabilidad.
- **Mejor calidad del suministro de energía.** con la implementación de sistemas automáticos de control de reguladores de tensión como: cambiadores de TAP y banco de condensadores.

- **Rápida respuesta en momentos de emergencia.**

Los objetivos principales a la hora de presentar un Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS) son:

Primero: Monitorear el sistema en tiempo real, con el objeto de conocer los datos entregados por el sistema de potencia en cualquier momento, aun cuando se estén realizando operaciones que generen gran cantidad de información.

Segundo: Entregar disponibilidad remota del sistema con los objetivos de que sea operable en cualquier momento desde puntos remotos, y que la información contenida en los IED pueda ser accedida desde cualquier punto de la red de gestión; además que estos IED tengan la suficiente capacidad de almacenamiento de eventos, todo esto para poder realizar un eficiente análisis de cualquier situación que pueda ocurrir en la subestación, como, por ejemplo una falla en el sistema.

Tercero: Poder corregir y despejar rápidamente las fallas presentadas en el sistema de potencia, con la operación rápida de los equipos de patio, esto para mantener la alta disponibilidad y la calidad de la potencia del sistema.

A.1.3 Jerarquía de control de una subestación

Para la correcta operación de un sistema de potencia se requiere la habilidad de poder controlar la red de transmisión desde un punto (el centro de control), o desde un número de centros de control distribuidos, los cuales tengan además de control parcial del sistema, control delegado de él. Este proceso es llamado SCADA³⁰ o telecontrol, el cual, está basado en servicios de conexiones de

³⁰ SCADA, Supervisory Control and Data Acquisition (en español, supervisión control y adquisición de datos)

comunicaciones desde los centros de control hasta los dispositivos primarios a ser operados (interruptores, seccionadores, cambiadores de tomas, entre otros).

A.1.3.1 Niveles de operación

En la operación de sistemas de potencia, las responsabilidades son repartidas entre distintas áreas de trabajo, encargadas de la supervisión, control y monitoreo del sistema, las cuales trabajando dentro de una jerarquía organizada son las responsables del correcto y eficiente manejo de la red de potencia.

Este esquema de responsabilidades es el resultado, en el caso de Colombia, de la regulación realizada por organismos gubernamentales, exactamente la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG; organismo que por medio de la resolución 080 de 1999 faculta al Centro Nacional de Despacho como el encargado de definir las acciones a tomar por cada una de las empresas transportadoras, generadoras y distribuidoras de energía, para la operación del sistema de potencia, cumpliendo con el siguiente esquema jerárquico de operación.

- **Nivel 1, Centro Nacional de Despacho CND.** Es el más alto nivel de la jerarquía, es el responsable de la planeación, coordinación, supervisión y control del sistema de interconexión nacional SIN, y su objetivo es la operación segura, confiable y económica del sistema.
- **Nivel 2, Empresas prestadoras del servicio de transporte de energía eléctrica en el STN y/o servicios de conexión al STN.** Este nivel es el que se encarga de controlar la energía transmitida por el Sistema de Transmisión Nacional, incluyendo el despacho económico de los generadores. Son los responsables de la coordinación, supervisión y control de los activos propios o que les hayan sido encargados por otros del SIN, sujeto a la reglamentación

vigente, los acuerdos del Consejo Nacional de Operación CNO y las instrucciones impartidas por el CND.

- **Nivel 3, Subestación.** Es el nivel que se ocupa de la operación de los equipos necesarios para la conexión o desconexión de circuitos, además de comunicarse con todos los equipos de control, protección y medición de la subestación. En el caso de generación con despacho centralizado, son responsables de la coordinación, supervisión y operación de sus plantas; en el caso de generación no centralizada son responsables de la planeación, coordinación, supervisión y control de sus plantas. Para los operadores de red OR son responsables de la planeación eléctrica de corto plazo, coordinación supervisión y control de sus recursos del SIN. Sus funciones están sujetas a la reglamentación vigente, los acuerdos del CNO y las instrucciones impartidas por el CND.

A.1.3.2 Niveles de control

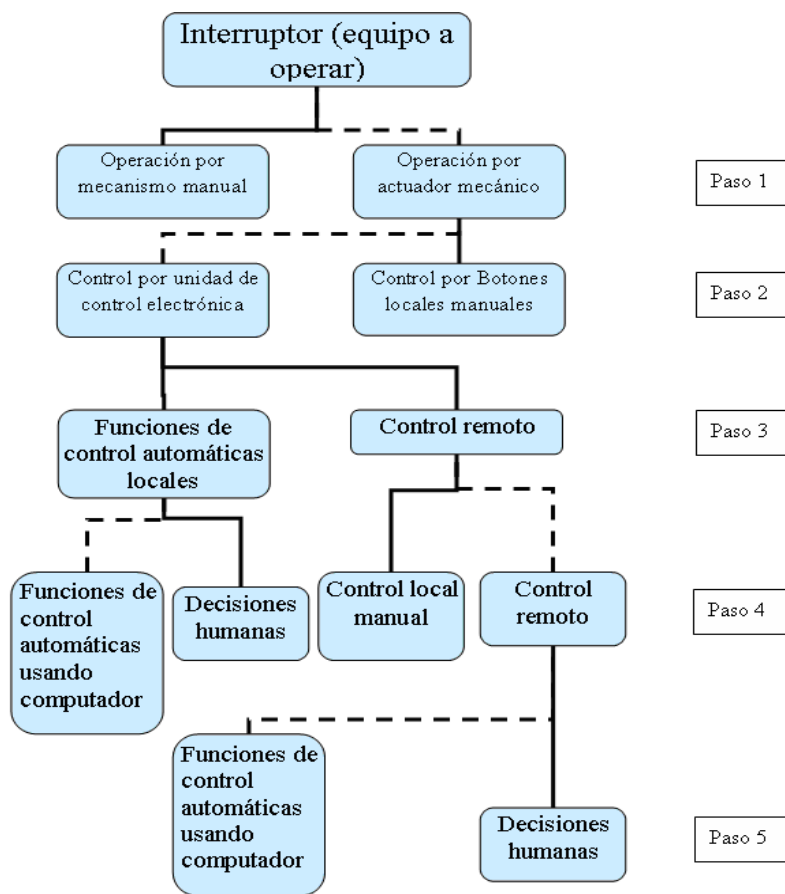
Para la implementación u operación de la automatización de cualquier interruptor, seccionador u otro equipo de patio manual, es necesaria la ejecución de un árbol de pasos, el cual debe cumplir con la jerarquía de operación anteriormente nombrada.

- **Paso 1.** Este se compone del selector que se encuentra en el equipo, el cual deshabilita la operación desde los actuadores mecánicos; es usado en momentos de mantenimiento, en los cuales es necesario por seguridad deshabilitar todo comando sobre el equipo.
- **Paso 2.** Dentro de los equipos existe un segundo selector, el cual es el encargado de permitir la operación local, desde botones de mando ubicados en el tablero de control, o de manera remota.

La combinación de los pasos 1 y 2 en las subestaciones Colombianas es conocida como operación desde nivel de control cero, este nivel de control es considerado como primario y tiene prioridad sobre los niveles superiores de control.

- **Paso 3.** Para realizar el control remoto del actuador eléctrico instalado en el equipo de patio, se utiliza un dispositivo electrónico inteligente IED; este equipo de automatización debe permitir operaciones locales desde la caseta de control, además de estar conectado a un sistema de comunicaciones para permitir operaciones remotas de los equipos de patio. De manera alternativa en este mismo paso, se puede implementar lógicas automáticas de control en los IED, permitiendo operar a los equipos de patio sin la intervención de un humano, un típico ejemplo es la función de recierre. Este nivel es conocido en Colombia como nivel 1 de control.
- **Paso 4.** En este paso se concretan las elecciones realizadas en el paso anterior; en el caso de las lógicas de control automáticas, es adicionado un control remoto, de manera que el operador este informado de las operaciones automáticas de control y estas puedan deshabilitarse desde cualquier nivel del sistema de control. En el caso del control remoto de los equipos de patio, cuando es seleccionado el control remoto en el patio y en el IED del paso anterior, el operador queda en la posibilidad de realizar las operaciones remotamente desde un punto con una perspectiva más general del sistema. Este paso es distinguido en las subestaciones eléctricas Colombianas como nivel 2 de control, éste se realiza desde el computador ubicado en la sala de control de la subestación.
- **Paso 5.** En este paso aplican las mismas opciones del paso anterior, aunque se suma la habilidad de operar el sistema desde un punto más generalizado, el CND para Colombia, o cualquiera de los centros regionales de control, llamado en Colombia nivel 3 de control.

Figura 47 Esquema de decisión (árbol de pasos) para la automatización de equipos en una subestación.



Fuente: Los Autores

Las funciones en las cuales se implementa este esquema aplican para la supervisión, monitoreo y control de seccionadores, interruptores, cambiadores de tomas, control de temperatura de transformadores, servicios auxiliares de la subestación y activación de secuencias automáticas

Esta división del control del proceso se realiza, debido a que la responsabilidad de control y operación del STN está organizado de una manera similar, lo cual permite mantener los actuales protocolos de operación de todo el sistema.

La Figura 47, muestra el árbol de control descrito por los cinco pasos anteriores

A.1.4 Normatividad nacional e internacional

En el mundo existen un grupo de estándares y normas relacionadas con la construcción, instalación, interoperabilidad y pruebas de sistemas y equipos que conforman un sistema SAS, las cuales son publicadas por importantes comunidades científicas internacionales como la Comisión Electrotécnica Internacional IEC, el Instituto de Ingenieros Electricistas, Electrónicos IEEE, o la Organización Internacional para la Estandarización ISO; a continuación se nombran los principales estándares relacionados con los sistemas SAS.

Las normas aplicables para la implementación de sistemas SAS en las subestaciones Colombianas son las siguientes:

- **Normas IEC**
 - Estándar No. 60068 Environmental Testing
 - Estándar No. 60478 Stabilized power Supplies, d.c. output
 - Estándar No. 60617 Graphical symbols for schematic diagrams
 - Estándar No. 60688 Electrical measuring transducers for converting a.c. electrical quantities to analogue or digital signals.
 - Estandar No. 60721-1 Classification of environmental parameters and their severities.
 - Estandar No. 60793 Optical fibers
 - Estandar No. 60794 Optical Fibers Cables.
 - Estándar No. 60847 Characteristics of LANs
 - Estándar No. 60870-2 Telecontrol equipment and Systems – part 2: Operating conditions.
 - Estándar No. 60870-5 Telecontrol equipment and Systems – part 5: Transmission Protocols.

- Estándar No. 60870-6 Telecontrol equipment and Systems – part 6: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations.
 - Estandar No. 60874 Connectors for optical fibers and cables
 - Estandar No. 61073 Splices for optical fibers and cables.
 - Estándar No. 61131 Programable controlers.
 - Estándar No. 61850 Communications Networks and systems in substations.
- **Normas ISO**
 - ISO/IEC joint Technical Committee 1 “Information Technology” Group 175/2370 Open systems interconnection.
 - ISO/IEC 8802 Information processing systems – Local Area Networks.
- **Normas IEEE**
 - IEEE C37.1 (1994) definition, specification and analysis of systems used for supervisory control, data acquisition and automatic control.
- **Resoluciones nacionales**
 - Resolución 080 de 1999. funciones del CND y agentes del STN.
 - Resolución 025 de 1995. Código de operación.

A.2 CONCEPTOS BÁSICOS DE LOS SISTEMAS SCADA

Los sistemas de potencia desarrollados tal como los se conoce hoy en día, se empezaron a construir en los años 1920; antes de eso solo existían centrales de generación aisladas con su propia carga, la cual sufría de cortes cuando el generador tenía problemas. Debido a los altos requerimientos de los sistemas de

potencia estos fueron ampliados, interconectando estos sistemas aislados, dando como resultado que todo el sistema cubriera grandes extensiones de terreno, mejorando así su confiabilidad.

Los sistemas SCADA (*supervisory control and data acquisition*) se refiere a un sistema que realiza la recolección de datos de distintos sensores o equipos dentro de un proceso por lo general en lugares remotos, los cuales son enviados a una computadora central que supervisa, almacena los datos e indica alarmas tanto visuales como sonoras.

A.2.1 Historia y principios básicos de sistemas SCADA modernos

Antes de la aparición de los sistemas SCADA para realizar una operación coordinada de un sistema de potencia era necesario que los operadores de cada una de las subestaciones pertenecientes al sistema de potencia, se comunicaran constantemente por vía telefónica, con el centro de operación o centro nacional de despacho, con el objeto informar la situación de la subestación o para realizar operaciones coordinadas de los equipos de patio. Como se ha mencionado anteriormente el problema de la operación de un sistema de potencia de esta manera, es la lenta respuesta al momento de fallas o eventos en la subestación.

Al principio algunos sistemas SCADA fueron montados sobre sistemas conmutados telefónicos, los cuales no ofrecían la suficiente velocidad y capacidad de transmisión como para tener en el centro de control la suficiente información de cada una de las subestaciones que conformaban los sistemas de potencia. Años después con la aparición del MODEM, el cual permitió el envío de datos por un par de cables de manera equivalente que la voz humana, y paralelamente la introducción de la electrónica y de los microprocesadores se dio el nacimiento de las Remote Terminal Unit RTU, las cuales dieron nacimiento al primer sistema

SCADA como hoy se conoce, al final de la década de 1960 y principio de la década de 1970.

Con el objetivo de mejorar la confiabilidad de los sistemas de potencia, los sistemas SCADA están en constante mejoramiento; desde la integración de los microprocesadores se han desarrollado nuevos equipos como RTU y a partir de los años 1980 se han introducido Controladores Lógicos Programables PLC con el objeto de realizar funciones de secuencia automáticas, los cuales dieron origen a los IED.

Otro de los aspectos que se han mejorado con el trabajo conjunto de múltiples fabricantes de componentes de sistemas SCADA y entidades científicas internacionales como IEC o IEEE, son los protocolos de comunicaciones como el IEC 60870-5 el DNP 3.0 y el más reciente el IEC 61850, el cual tiene como objetivo permitir la interoperabilidad de equipos de distintas casas matrices.

Como se ha mencionado, los SCADA se refieren a la combinación de la telemetría y la adquisición de datos; abarcando la recolección de información, transferencia hacia el centro de control, realización del procesamiento para ser mostrado en las pantallas de los operadores, y entonces poder ejecutar las acciones de control necesarias.

A.2.1.1 Adquisición de datos

Se relaciona con la recolección automática de la información de cada uno de los IED, RTU y subestaciones relacionadas con el sistema de control.

El estado de los equipos de patio, señales y alarmas es representado por indicadores de estado, normalmente con señales sencillas, usadas para la representación de alarmas y la gran mayoría de eventos; también son usadas

señales dobles, las cuales representan la posición de los equipo de patio, con el objetivo de detectar estados falsos o intermedios.

Los valores de medidas analógicas son transformados en primera instancia en señales digitales; luego, para la actualización por comunicación se realiza un escaneo cíclico de estas o un reporte por excepción del valor de los datos analógicos, para el reporte por excepción es necesario que los datos analógicos tengan una variación mayor a un parámetro llamado banda muerta, con el objeto de no saturar la red de comunicaciones, ya que la variación de magnitudes como tensión, corriente, potencia, etc. en una subestación son frecuentes.

Por otra parte los valores de energía son entregados y comunicados al sistema SCADA como pulsos de energía, los cuales constan de una señal indicadora, la cual es transmitida vía comunicaciones cada vez que se cumple un determinado intervalo de energía demandada o entregada, esta señal aumenta un contador que es almacenado en la computadora central del SCADA, indicando así, en un punto remoto, los valores de energía entregada y recibida visto desde un punto específico del sistema.

A.2.1.2 Monitoreo y procesamiento de datos

La recolección y almacenamiento de datos es una parte importante para los sistemas SCADA, ya que su propósito principal es el monitoreo de diferentes tipos de datos. Particularmente si un estado cambia o una variable analógica supera un límite preestablecido se genera un evento el cual debe ser almacenado y procesado.

En el caso de cambios de estado, cualquier cambio de estado genera un evento que es notificado al operador, quien debe reconocer la visualización del evento, aun este no se haya repuesto; si el evento se genera y desaparece de manera

instantánea, entonces al realizar el reconocimiento del evento este desaparece de la pantalla indicadora del operador, pero igualmente el evento es almacenado dentro de la base de datos del SCADA.

En los valores analógicos cuando las medidas superan los valores límites establecidos, se genera una alarma la cual es indicada al operador, quien debe tomar las acciones necesarias.

Para realizar un análisis de los eventos generados en el sistema es necesario que los datos sean almacenados con la estampa de tiempo, del momento en que sucedió. En este caso, todos los equipos de recopilación de información como RTU, PLC e IED deben estar sincronizados con el equipo SCADA maestro y de igual manera con todos los equipos de control, protección, medición y supervisión que hacen parte del STN; por lo general esto es realizado con relojes sincronizados con una misma señal satelital.

El procesamiento de datos es requerido para los eventos generados por funciones de monitoreo o los causados por la acciones de control. El procesamiento es crucial dentro del sistema de control en los casos donde se generan gran cantidad de eventos por ejemplo grandes fallas del sistema; generando como resultado una cantidad de eventos ordenados cronológicamente y clasificados, filtrando los más y los menos importantes.

A.2.1.3 Funciones de control

Las funciones de control en un sistema SCADA pueden ser generadas por un operador, de acuerdo a las condiciones del sistema o al despacho, o de manera automática. Las órdenes de control pueden ser clasificadas de la siguiente manera.

- **Control individual de dispositivos.** El cual es el comando directo hacia los equipos de patio como seccionadores e interruptores.
- **Mensajes de control a equipos de regulación.** Este tipo de control envía un mensaje de operación al equipo a controlar el cual ejecuta sus propias lógicas automáticas de control antes de ejecutar el mando, un ejemplo de esto son los comandos a cambiadores de tomas.
- **Control secuencial.** Este tipo de comando ejecuta una serie de acciones después de que la orden de inicio se ha efectuado.
- **Control automático.** Es iniciado por un evento en especial, el cual inicia una acción de control.

Los primeros tres tipos de control, son ejecutados o iniciados de manera manual por algún operador; a diferencia del último el cual es iniciado de manera automática.

A.2.1.4 Almacenamiento de datos, archivo y análisis

Como se menciona anteriormente los sistemas SCADA deben realizar almacenamiento de datos dentro de una base de datos, la cual guarda la información con las respectivas estampas de tiempo en una lista llamada *sequence of events SOE* la cual es usada para numerosos análisis posteriores como planeación energética y despacho.

A.2.2 Hardware de SCADA

Un sistema SCADA está compuesto por un conjunto de RTU, PLC, IED los cuales están conectados a una estación maestra por medio de un sistema de comunicaciones; la estación maestra es la encargada de realizar el

almacenamiento y visualización de todas las variables que están siendo monitoreadas, permitiendo al operador ejecutar tareas de control remotas.

Las RTU, PLC e IED son los encargados de realizar la recolección de información y el control de los equipos y funciones de la subestación.

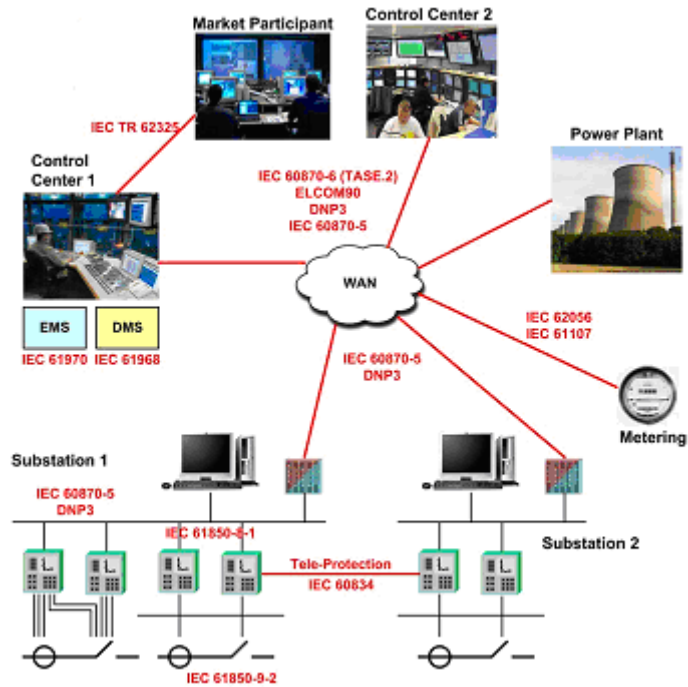
El sistema de comunicaciones es el camino entre la estación maestra y los equipos remotos. Este sistema de comunicaciones puede ser cableado usando fibra óptica o cobre, por líneas telefónicas, o de manera inalámbrica como las microondas, redes Wi-Fi o comunicaciones satelitales; dependiendo de la complejidad y tamaño del sistema.

La estación maestra o en algunos casos sub-maestros, realizan la recopilación, procesamiento y visualización de la información adquirida.

A.2.3 Software de SCADA

El software de un SCADA básicamente puede ser dividido en dos, software de propietario y el abierto; el software propietario es desarrollado por compañías que fabrican también equipo, como RTU, PLC e IED, este tiene especial facilidad para implementar comunicación con dispositivos del mismo fabricante; por otra parte el software abierto está diseñado con el objeto de brindar interoperabilidad entre distintos equipos de distintos fabricantes, razón por la cual ha generado popularidad entre usuarios y desarrolladores.

Figura 48 Esquema típico de un SCADA en los sistemas de potencia.



Fuente: BAILEY, David y WRIGHT, Edwin. *Practical SCADA for industry.*

Burlington. Newness and Elsevier. 2003, 288. p.

Las características típicas de un software SCADA son:

- Interfase con el usuario o *human interface machine* IHM.
- Visualizador de gráficos.
- Visualizador de alarmas y eventos.
- Visualizador de tendencias.
- Interfase con los RTU, PLC e IED.
- Escalabilidad.
- Acceso a los datos.
- Bases de Datos.

- Funcionamiento en red.
- Redundancia.
- Procesamiento Cliente / Servidor.

A.3 DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES (IED)

El elemento final de un sistema de automatización de subestaciones SAS y el que se encarga de ejecutar los comandos y realizar la lectura de datos, son los ya conocidos RTU, PLC, relés de protección e IED.

A.3.1 Definiciones

En una definición amplia se puede considerar los IED como cualquier dispositivo electrónico que posea algún tipo de inteligencia. Aunque dentro de los sistemas de potencia un IED es todo equipo con funciones de protección, control, monitoreo y comunicaciones; dentro de esta definición entra gran cantidad de relés que poseen funciones básicas de protección y control, aunque los relés de protección especializados no son considerados como IED.

Todo IED tiene la habilidad de desarrollar funciones de protección, control, monitoreo y comunicaciones con niveles superiores de manera independiente, sin necesidad de adicionar equipos extra como una RTU o un procesador de comunicaciones.

A.3.2 Funciones

Como se expuso anteriormente las funciones de todo IED esta clasificadas en cinco áreas: protección, control, monitoreo, medición y comunicaciones.

Un IED está diseñado para realizar funciones básicas de protección, por ejemplo: protección de sobre corriente de fases y de tierra; aunque no se espera que trabaje como un relé de protección especializado.

Las funciones de protección están típicamente dispuestas como bloques discretos, los cuales son activados y programados independientemente. Las más comunes en un IED son:

- Protección de sobre corriente no direccional de fases y de tierra.
- Protección de sobre corriente direccional de fases y tierra.
- Protección de sobre tensión de fases.
- Protección de subtensión trifásica.
- Función de Recierre.
- Protección de sobre frecuencia y subfrecuencia.
- Función de chequeo de condiciones de sincronismo.
- Protección de sobrecarga térmica.

Entre las funciones de control local y remoto que usualmente puede desarrollar un IED, las cuales son completamente programables, se tienen:

- Control local y remoto de elementos de patio como seccionadores e interruptores.
- Control y ejecución de secuencias, como conexión y desconexión de circuitos.

- Ínter bloqueo en nivel de bahía de los equipos a controlar, seccionadores e interruptores.
- Interfase IHM en el panel frontal.

En cuestión de monitoreo los IED son capaces de:

- Monitorear las condiciones de interruptores, tales como, contador de operaciones, tiempo de operación, esquema de mantenimiento, etc.
- Supervisión de disparos de interruptores.
- Auto supervisión de funciones básicas.
- Almacenamiento de eventos.
- Otras, como monitoreo de temperatura del relé o de la fuente de potencia auxiliar.

En aspectos como medición, los IED deben incluir entradas de tensión y corriente para medir los siguientes parámetros:

- Corrientes Trifásicas.
- Corriente de neutro.
- Tensiones Trifásicas.
- Tensión de neutro.
- Frecuencia.
- Potencia Activa.
- Potencia Reactiva.
- Factor de Potencia.
- Energía.

Las capacidades de comunicaciones de los IED son uno de los aspectos más importantes en un sistema de automatización de subestaciones, por definición los IED se deben comunicar directamente con el SCADA.