



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

" E S C I E N T I A H O M I N I S S A L U S "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES DE TOPOLOGÍA
DISYUNTOR Y MEDIO MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE
COMUNICACIÓN GOOSE. APLICACIÓN EN LA S/E SELVA ALEGRE
No 41 DE LA E.E.Q.S.A.**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICO**

EDGAR MAURICIO ACEVEDO PAEZ
acevedo_mauro6@yahoo.es

DIRECTOR: Ing. Luis Elías Tapia Calvopiña
luis.tapia@epn.edu.ec

Quito, Agosto 2014

DECLARACION

Yo, Edgar Mauricio Acevedo Páez, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Edgar Mauricio Acevedo Páez

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Edgar Mauricio Acevedo Páez, bajo mi supervisión.

Ing. MSC. Luis Tapia
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi reconocimiento a la Escuela Politécnica Nacional por haberme formado en sus aulas dentro de un marco de gran exigencia académica la misma que me ha servido para desempeñarme en las funciones profesionales que me han sido asignadas.

Al Sr. Ing. MSC. Luis Tapia por la colaboración y calidad personal en la dirección de este proyecto de titulación que hoy llega a puerto seguro.

A mis Padres Edgar y Mariani que han tenido gran paciencia y siempre han sabido estar dispuestos a realizar cualquier esfuerzo para darme una educación de calidad, a su gran ejemplo de integridad, respeto y por sobre todas las cosas amor filial que es el motor fundamental que mueve todas las actividades que realizo.

A mis Hermanos Francisco y Christian y mi cuñada Myriam que han acompañado mi vida y la han sabido llenar de experiencias inolvidables que las llevo dentro mi corazón.

A mis queridos sobrinos Natalia y Alex que ponen el tinte de alegría y de ilusión.

A mi suegra Esmeri por su ejemplo de valentía y trabajo para hacerle frente a la vida.

A mi compañera, a la persona que ha impulsado y ha llenado de amor mi existencia, con quien he podido compartir muy hermosos momentos y que es parte fundamental para el desarrollo de esta tesis, mi amada esposa Caty quien siempre me ha demostrado que con tenacidad y trabajo se superan los escollos que se presentan en la ruta de la vida. Te amo

Y a la luz que ilumina mi camino y es la fortaleza para ser mejor, mi amado hijo.

DEDICATORIA

Este trabajo que ha sido tan esperado y por el que he tenido que recorrer un largo camino para llegar a culminarlo lo dedico muy en especial a tres personas que llenaron de alegría y ejemplo mi vida y que pese a la distancia celestial siempre serán parte de mi ser y permanecerán en mi corazón hasta poder reencontrarnos en la eternidad.

- Blanquita Castro de Páez
- Ángel Acevedo Paredes
- Y mi ángel de la guarda Samantha María Acevedo Acevedo

INDICE DE CONTENIDOS

CAPITULO 1	1
GENERALIDADES	1
1.1 INTRODUCCION	1
1.2 ANTECEDENTES	2
1.3 JUSTIFICACION DEL PROYECTO	3
1.4 OBJETIVO GENERAL	4
1.5 OBJETIVOS ESPECIFICOS	4
1.6 IMPORTANCIA	5
1.7 ALCANCE	5
CAPITULO 2	6
DIAGNÓSTICO ACTUAL DE LA S/E SELVA ALEGRE	6
2.1 DESCRIPCIÓN DEL ESQUEMA TOPOLÓGICO DE LA SUBESTACION SELVA ALEGRE	8
2.1.1 PATIO DE 138 KV DE LA S/E SELVA ALEGRE	8
2.1.2 PATIO DE 46 KV DE LA S/E SELVA ALEGRE	9
2.2 ESTRUCTURA DE LA S/E SELVA ALEGRE	11
2.2.1. NIVELES JERÁRQUICOS DE LA S/E SELVA ALEGRE	12
2.2.1.1 Nivel (0) de Campo o Proceso	12
2.2.1.2 Nivel (1) de Bahía	13
2.2.1.3 Nivel (2) de Control de Subestación	13
2.2.1.4 Nivel (3) Centro de Control	14
2.2.2 DESCRIPCION DE LOS EQUIPOS DE PATIO DE LA S/E SELVA ALEGRE (NIVEL 0)	14
2.2.2.1 Disyuntor	16
2.2.2.2 Seccionador	19
2.2.2.3 Transformadores de Corriente (TC)	22
2.2.2.4 Transformadores de Voltaje o Potencial (TP)	25
2.2.2.5 Pararrayos	29
2.2.2.6 Transformadores de Fuerza	30
2.2.3 DESCRIPCION DE LOS EQUIPOS DEL CUARTO DE CONTROL DE LA S/E SELVA ALEGRE (NIVEL 1 Y NIVEL 2)	34

2.2.3.1 Equipos de control, protección y medición.	34
2.2.3.2 Características de los Relés instalados en la S/E Selva Alegre.	39
2.2.3.2.1 <i>Relé Siemens 7SJ645</i>	40
2.2.3.2.2 <i>Relé Siemens 7UT613</i>	41
2.2.3.2.3 <i>Relé ABB REB670</i>	43
2.2.3.2.4 <i>Relé ABB REL670</i>	44
2.2.3.3 Unidad Terminal Remota (RTU)	45
2.2.3.4 Gateway	47
2.2.3.5 Terminal de Operación Local (Sherpa-To)	48
2.2.3.6 Switches	49
2.2.3.6.1 <i>Switch RS8000H</i>	50
2.2.3.6.2 <i>Switch RSG2100</i>	51
2.2.3.7 Cuarto de baterías	53
2.3 RED DE COMUNICACIÓN	56
2.3.1 RED LAN	56
2.3.1.1 Anillo Redundante de fibra óptica	59
2.3.2 ARQUITECTURA DEL SISTEMA SCADA	61
2.3.3 INTERFAZ GRÁFICA DEL CENTRO DE CONTROL DE LA E.E.Q.	61
CAPITULO 3	64
ESQUEMA DE CONTROL PROPUESTO PARA LA S/E SELVA ALEGRE IMPLEMENTANDO MENSAJERIA GOOSE	64
3.1 ANÁLISIS PARA LA APLICACIÓN DE LA NORMA IEC61850	64
3.1.1 PROTOCOLO IEC 61850	65
3.1.1.1 Reseña histórica	65
3.1.1.2 Esquema del Estándar	66
3.1.1.2.1 <i>Parte 1: Introducción y revisión (IEC 61850-1).</i>	67
3.1.1.2.2 <i>Parte 2: Glosario (IEC 61850-2).</i>	67
3.1.1.2.3 <i>Parte 3: Requerimientos Generales (IEC 61850-3).</i>	68
3.1.1.2.4 <i>Parte 4: Manejo del sistema y del proyecto (IEC 61850-4).</i>	68
3.1.1.2.5 <i>Parte 5: Requerimientos de comunicación para modelos de fnciones y dispositivos</i>	68
<i>(IEC 61850-5).</i>	68
3.1.1.2.6 <i>Parte 6: Descripción del lenguaje de comunicación para subestaciones eléctricas</i>	68

relacionadas con IED's (IEC 61850-6).	68
3.1.1.2.7 Parte 7: Estructura de comunicación básica para comunicaciones y equipos de	69
alimentación (IEC 61850-7- 1- 2- 3- 4).	69
3.1.1.2.8 Parte 8: Mapeo del servicio específico de comunicación (SCSM) (IEC 61850-8-1).	69
3.1.1.2.9 Parte 9.1: Mapeo del servicio específico de comunicación (SCSM) (IEC 61850-9-1).	69
3.1.1.2.10 Parte 9.2: Mapeo del servicio específico de comunicación (SCSM) (IEC 61850-9-2)	69
3.1.1.2.11 Parte 10: Pruebas de conformidad (IEC 61850-10).....	70
3.1.1.3 Objetivos de la Norma.....	70
3.1.2 COMUNICACIONES HORIZONTALES	71
3.1.2.1 Mensajería GOOSE.....	73
3.1.2.2 Nodo Lógico	76
3.1.2.3 Ejemplo de aplicación de Mensajería GOOSE.....	79
3.2 MODIFICACIÓN DE LOS DIAGRAMAS DE CONEXIÓN DE LOS IEDs DE LA S/E SELVA ALEGRE	80
3.2.1 FILOSOFÍA DEL ESQUEMA DE CONTROL IMPLEMENTADO EN LA S/E SELVA ALEGRE.....	82
3.2.1.1 Conexión de señales en los IEDs de la S/E Selva Alegre.....	85
3.2.1.1.1 Diagramas de Flujo de las Condiciones de Operación de la L/T Santa Rosa Transelectric.....	87
3.2.1.1.2 Señales binarias conectadas en el IED de la L/T Santa Rosa Transelectric.....	90
3.2.1.2 Lógicas de Control implementadas en los IEDs de la S/E Selva Alegre.....	93
Lógicas de Control implementadas en el IED de la L/T Santa Rosa Transelectric...94	
3.2.3.6.1 Interbloqueo Seccionadores 89-14 y 89-18.....	105
3.2.3.6.2 Interbloqueo Seccionador de Línea 89-13.	105
3.2.3.6.3 Interbloqueo Seccionador de Tierra 89-11.	105
3.2.3.6.4 Interbloqueo Disyuntor 52-1	106
3.2.1.3 Alarmas de los IEDs de la S/E Selva Alegre.....	106
3.2.2 DEFINICIÓN DE SEÑALES PARA APLICACIÓN DE MENSAJERÍA GOOSE EN LA S/E SELVA ALEGRE.....	107
3.2.2.1 Definición de señales del IED de la L/T Santa Rosa Translectric, para aplicación de Mensajería GOOSE.	111

3.2.2.1.1 Agrupación de Señales conectadas en el IED de la L/T Santa Rosa Transelectric.....	112
3.3 CONFIGURACIÓN DE RELÉS SIEMENS IMPLEMENTANDO MENSAJERÍA GOOSE POR MEDIO DE DIGSI 4.8.....	117
3.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE DE CONFIGURACIÓN DE LOS RELÉS SIEMENS, DIGSI 4.8.....	117
3.3.1.1 Funciones y Ajustes de Protección.....	118
3.3.1.2 Matriz de Señales.....	121
3.3.1.3 Lógicas de Control CFC (Continuos Function Chart).....	123
3.3.1.4 Estación 61850.	124
3.3.2 CONFIGURACIÓN DE MENSAJERÍA GOOSE A TRAVÉS DEL SOFTWARE DIGSI 4.8.....	125
3.3.2.1 Configuración de la Matriz para integrar señales con Mensajería GOOSE.	125
3.3.2.2 Configuración de la Estación IEC61850.....	128
3.3.2.3 Consideraciones para configuración del sistema.....	131
CAPÍTULO 4.....	133
ANÁLISIS TÉCNICO–ECONÓMICO DEL PROYECTO.....	133
4.1 INTRODUCCIÓN.....	133
4.2. DEFINICIONES.....	134
4.2.1 ENERGÍA NO SUMINISTRADA (ENS).....	135
4.2.2 COSTO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA.....	135
4.2.3 FLUJOS DE INVERSIÓN.....	135
4.2.4 DEPRECIACIÓN.....	135
4.2.5 ACTIVOS FIJOS.....	136
4.2.6 ACTIVOS DIFERIDOS.....	136
4.2.7 MANO DE OBRA DIRECTA.....	136
4.2.8 MANO DE OBRA INDIRECTA.....	136
4.3 INDICADORES ECONÓMICOS.....	136
4.3.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	136
4.3.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	137
4.3.3 COSTO-BENEFICIO (C-B).....	137
4.4 COSTOS DE INVERSION DE AUTOMATIZACION DE LA S/E SELVA ALEGRE DE FORMA CONVENCIONAL.....	138

4.5 ANALISIS DE COSTOS	140
4.6 PROYECCION DE COSTOS	143
4.6.1 PRESUPUESTO DE INGRESOS PARA EL PRIMER AÑO	144
4.6.2 PROYECCION A 10 AÑOS DE VIDA UTIL	145
4.6.3 FLUJO DE CAJA	145
4.7 CALCULO DE INDICES FINANCIEROS	146
4.7.1 CALCULO DEL VAN	146
4.7.2 CALCULO DE LA TIR	147
4.7.3 CALCULO DE BENEFICIO/COSTO	148
4.8 COSTOS DE INVERSION DE LA AUTOMATIZACION DE LA S/E SELVA ALEGRE UTILIZANDO MENSAJERIA GOOSE	149
4.8.1 CALCULO DE INDICES FINANCIEROS EN EL PROYECTO CON MENSAJERIA GOOSE	152
4.8.1.1 Cálculo del VAN	152
4.8.1.2 Cálculo de la TIR	152
4.8.1.3 Cálculo de relación BENEFICIO/COSTO	153
4.9 RELACION DE CRITERIOS DE DECISIÓN EN PROYECTO CONVENCIONAL Y APLICANDO MENSAJERÍA GOOSE	153
CAPÍTULO 5	155
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	155
5.1 CONCLUSIONES	155
5.2 RECOMENDACIONES	157
BIBLIOGRAFÍA	159
PROYECTOS DE TESIS CONSULTADOS	160

RESUMEN

Esta tesis tiene la intención de evaluar la factibilidad de implementación de mensajería GOOSE para el control de la Subestación Selva Alegre de la Empresa Eléctrica Quito. Se basa principalmente en utilizar la herramienta del estándar internacional para automatización de subestaciones protocolo IEC 61850 con el fin de reemplazar señales físicas conectadas a los IEDs de cada bahía por señales virtuales que permitan realizar el control de la Subestación utilizando la red LAN existente.

En el Capítulo 1 se realiza la descripción de cada uno de los objetivos planteados así como la importancia y alcance del proyecto enmarcados en una visión general del tema planteado en la tesis.

El Capítulo 2 realiza un diagnóstico de los elementos constitutivos de la subestación tomando en cuenta los niveles jerárquicos que componen la automatización de subestaciones, de esta manera se tiene una visión clara de cómo se encuentran dispuestos estos elementos y su interrelación con cada una de las bahías. Se describe el esquema lógico que se encuentra implementado con la visión de tomarlo como base para la estructuración de las señales a ser tomadas en cuenta para comunicarlas a través de la mensajería GOOSE y se verifica la red de comunicación que va a ser el medio por el cual van a fluir los mensajes que permitirán realizar el control de la Subestación.

En el Capítulo 3 se realiza una reseña de la utilidad de la norma 61850 para la automatización de subestaciones, además se describe las características fundamentales de la mensajería GOOSE y las cualidades que permiten reemplazar señales físicas por señales virtuales que modifican el diagrama de conexiones que disponen actualmente los IEDs de la subestación Selva Alegre, de esta manera se

realiza la programación por medio del paquete computacional DIGSI 4,8 con la nueva disposición de dichas señales.

El análisis económico es fundamental en la decisión de aprobar un proyecto, esto se ve plasmado en el Capítulo 4 donde por medio de indicadores económicos como el VAN, la TIR y la relación Costo Beneficio se analiza la factibilidad del proyecto realizando una comparación entre la automatización convencional actual y la propuesta de utilización de mensajería GOOSE.

Finalmente es presentado en el Capítulo 5 el desarrollo tanto de las conclusiones así como de las recomendaciones fundamentales para la evaluación de los objetivos planteados en un inicio así como para validar la importancia de la aplicación de este proyecto.

CAPITULO 1

GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCION

Una de las partes fundamentales dentro de un sistema de potencia son las subestaciones transformadoras de distribución las mismas que adquieren suma importancia ya que son ellas las que cumplen el papel de enlazar la subtransmisión con el abastecimiento de energía al usuario final de la misma. Es por esto, que con el avance tecnológico, tanto de elementos constitutivos de una subestación eléctrica como de los procesos de comunicación entre ellos, se ha hecho imprescindible buscar la manera de optimizar estos recursos con la finalidad de cumplir con estándares de confiabilidad, eficiencia y continuidad de servicio, para de esta manera asegurar, por una parte, el correcto manejo de todo el sistema de distribución así como brindar un óptimo servicio de abastecimiento de energía al usuario.

Los sistemas de automatización de subestaciones *SAS (derivado de las siglas en inglés Substation Automation Systems)* permiten que el operador disponga de toda la información en un solo lugar para que pueda desde ese mismo sitio controlar, proteger y monitorizar el sistema eléctrico de una forma más segura. Al tener la información necesaria en el momento oportuno se consigue minimizar sus errores y agilizar la reposición de los circuitos ante eventos imprevistos.

La implementación de la automatización de subestaciones se basa en sistemas de comunicación muy fiables que permiten que se den respuestas en tiempo real a los eventos sucedidos en la red. Dentro de este tema se manejan protocolos de

comunicación que permiten que los equipos instalados dentro de una subestación interactúen entre sí.

El proceso de automatización de una subestación de energía eléctrica conlleva varios procesos los mismos que necesitan de un estudio adecuado de la función a cumplir dentro del sistema eléctrico y por tanto de sus características topológicas las que darán una idea clara de cuáles serán los pasos a seguir en la correcta implementación de sistemas autómatas dentro de la misma.

Cabe indicar que un aspecto de suma importancia dentro de este tema es la optimización de recursos a utilizar lo que asegurará una mejor maniobrabilidad de la subestación.

1.2 ANTECEDENTES

Una de las principales subestaciones de transformación que posee la E.E.Q. (Empresa Eléctrica Quito) es la Subestación Selva Alegre N.41 la misma que tiene una configuración topológica en Anillo para el patio de 138 kV y de Disyuntor y Medio en lo que hace referencia al patio de 46 kV.

En el año 2011 la subestación entró en un proceso de automatización e integración al sistema SCADA de la E.E.Q., en el cual fundamentalmente se remplazaron equipos de protección de tipo electromecánico por relés inteligentes IEDs (Intelligent Electronic Device) los mismos que prestan funcionalidades de control y protección además de registrar datos analógicos de corrientes y voltajes permitiendo de esta manera el monitoreo y la operación tanto en sitio como a distancia.

Estos IEDs al momento se encuentran funcionando y son parte del sistema SCADA implementado por la E.E.Q.S.A., fueron configurados basándose en un esquema de control en el cual no se incluyó un estudio para la implementación de señales virtuales a través de comunicación horizontal GOOSE

1.3 JUSTIFICACION DEL PROYECTO

La Empresa Eléctrica Quito se encuentra finalizando el proceso de integración a un nuevo sistema SCADA de cada una de las subestaciones que forman parte de su área de concesión, con la finalidad de cumplir con estándares de operatividad y continuidad de servicio a través de la capacidad de automatización y operación remota con la que cuenta este sistema.

Es así como para el desarrollo de este proyecto se utilizaron IEDs que remplazaron a los relés electromecánicos existentes en cada una de las subestaciones; estos equipos en su gran mayoría son de marca SIEMENS.

Las subestaciones de topología de disyuntor y medio se están utilizando en gran medida en los nuevos proyectos debido a todas sus funcionalidades y características de alta continuidad de servicio y confiabilidad.

Actualmente en las subestaciones de disyuntor y medio de la E.E.Q. a pesar de la utilización de IEDs y del protocolo 61850 se sigue utilizando el cableado tradicional.

Por tal razón se propone la posibilidad utilizar comunicación horizontal GOOSE entre IEDs, con el cual se eliminaría señales físicas y remplazarlas por señales virtuales.

Este trabajo se aplicará a la S/E Selva Alegre (41) de la E.E.Q, como un ejemplo específico, que luego se podría generalizar a subestaciones que tengan una disposición topológica similar como es la de Disyuntor y Medio.

1.4 OBJETIVO GENERAL

Por medio de este trabajo se propone la actualización del esquema de control de la S/E Selva Alegre de la E.E.Q., mediante la Implementación de comunicación GOOSE (Generic Object Oriented Substation Events, IEC-61850-8-1) para los IEDs (Intelligent Electronic Device) marca SIEMENS instalados en la subestación.

1.5 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Analizar factores y características del esquema topológico de Disyuntor y Medio en Subestaciones Eléctricas.
- Analizar el esquema de control implementado actualmente en la S/E Selva Alegre de la E.E.Q.
- Aplicar la Norma IEC-61850 para comunicación entre IED's SIEMENS mediante mensajería GOOSE
- Configurar relés SIEMENS mediante el programa computacional DIGSI 4.8 (SIPROTEC)
- Actualizar el esquema de control y protección de respaldo de la S/E Selva Alegre (41) de la E.E.Q. implementando comunicación GOOSE
- Realizar un análisis técnico-económico comparativo del esquema actual con el propuesto en este proyecto

1.6 IMPORTANCIA

La optimización de recursos físicos en cualquier proyecto es un aspecto básico a tomar en cuenta ya que permite realizar un mismo proceso con el menor requerimiento de elementos lo que conlleva por ende a un menor desembolso de recursos económicos y a una operación más efectiva, en este caso específico al reemplazar señales físicas por señales virtuales, lo que se pretende netamente es eliminar cableado tradicional con cobre y lo que es más importante reducir tiempos de respuesta ante imprevistos presentados en la operación diaria de la subestación

1.7 ALCANCE

- Se implementará señales virtuales a través comunicación GOOSE en los IEDs SIEMENS instalados en la S/E Selva Alegre
- Para la actualización del esquema de control que se encuentra implementado al momento se acudirá a los planos que son facilitados por la E.E.Q. para poder en base a estos, definir las señales físicas y virtuales
- Por medio del programa computacional DIGSI 4.8 se realizará la configuración para los relés SIEMENS y de esta manera generar un archivo de estación que contenga las modificaciones en cuanto el esquema de control de la subestación.
- El estudio técnico-económico estará basado netamente en la optimización de recursos que se espera conseguir mediante la aplicación de este trabajo

CAPITULO 2

DIAGNÓSTICO ACTUAL DE LA S/E SELVA ALEGRE

La subestación Selva Alegre de la Empresa Eléctrica Quito, es una subestación de transmisión, alimentada en 138 kV desde el SNI a través de la L/T Santa Rosa-Transelectric y de la L/T Pomasqui. La S/E Selva Alegre es una de las más importantes del sistema de la E.E.Q. puesto que es el punto de mayor entrega de energía desde el SNI.

Está conformada por un patio de 138 kV en esquema topológico Anillo, y por un patio de 46kV en esquema topológico doble barra con disyuntor y medio. La reducción de voltaje se realiza a través de dos transformadores de potencia con capacidad de 100 MVA y tres devanados de voltaje en: 138 kV, 46 kV y 6,3 kV. En la Figura 2.1 se muestra el Diagrama Unifilar Completo de la S/E Selva Alegre.

La subestación Selva Alegre fue automatizada en el año 2011, a través del contrato mantenido entre la E.E.Q. y la empresa española ELIOP. En este proceso de automatización se reemplazaron los equipos de protección electromecánica ubicados en el cuarto de control por IEDs (Intelligent Electronic Devices) concentrándose las funciones de control, protección y medición; y reduciéndose significativamente el cableado y espacio físico utilizado.

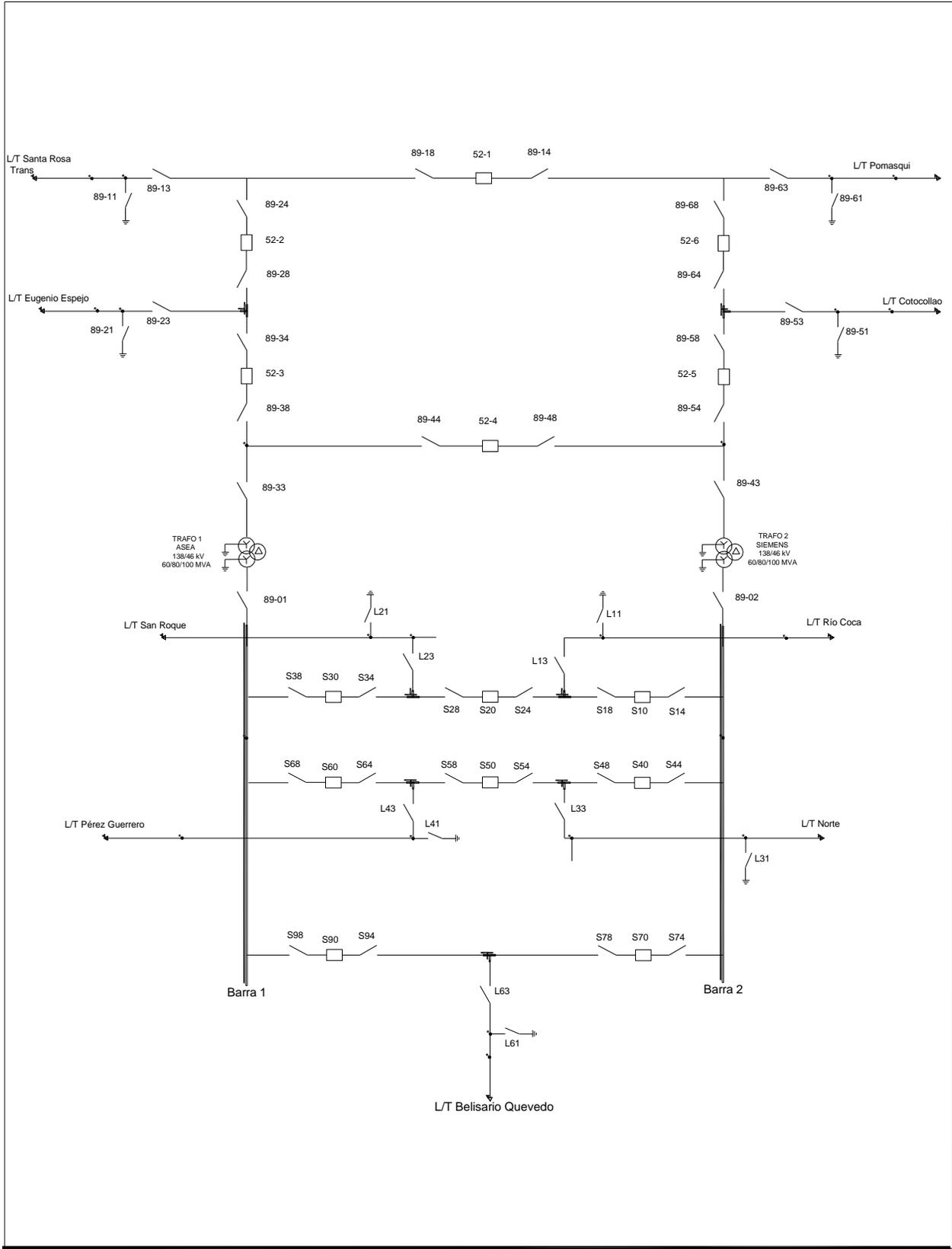


Figura 2. 1.- Diagrama Unifilar de la S/E Selva Alegre

2.1 DESCRIPCIÓN DEL ESQUEMA TOPOLÓGICO DE LA SUBESTACION SELVA ALEGRE.

2.1.1 PATIO DE 138 kV DE LA S/E SELVA ALEGRE

El patio de 138 kV de la S/E Selva Alegre tiene una configuración topológica en anillo el cual se presenta en la Figura 2.2.

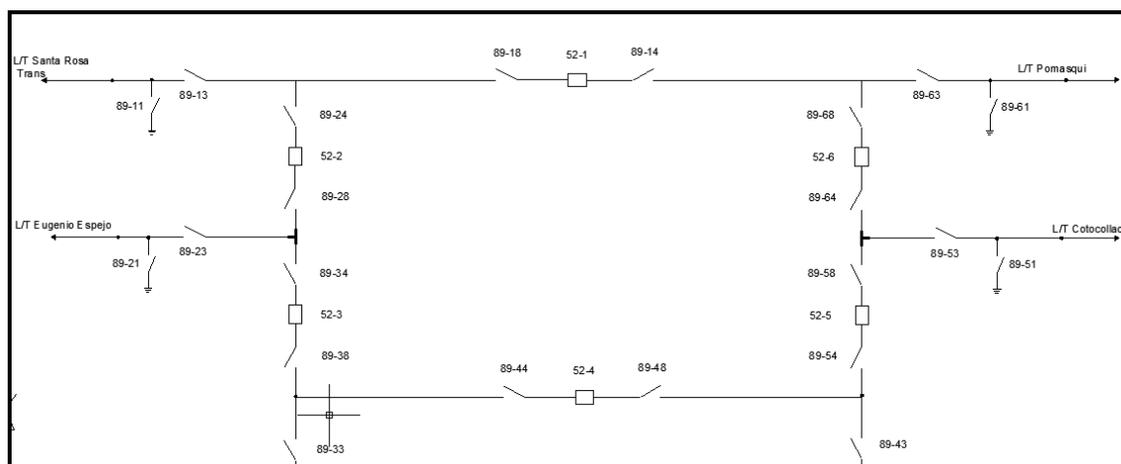


Figura 2. 2.- Diagrama Unifilar del Patio de 138 kV de la S/E Selva Alegre

Éste tipo de topología se caracteriza por tener la forma de un polígono, en donde los vértices corresponden a los nodos de interconexión de líneas o transformadores. El polígono se forma con la conexión de interruptores y los correspondientes seccionadores. Las líneas o transformadores requieren de seccionadores adicionales para poder aislar, y mantener cerrado el anillo. En esta topología el número de interruptores es igual al número de terminales.

Las ventajas y desventajas de esta topología son:

Ventajas

- Si hay una falla en una posición no afecta la continuidad de servicio
- Se requiere de un solo disyuntor por circuito pero tiene dos disyuntores por cada circuito de protección.
- Operación flexible para los mantenimientos a los disyuntores.
- Físicamente no usa barras

Desventajas

- Esquema complicado de recierre automático
- El anillo puede abrirse durante el mantenimiento de un disyuntor
- Sistema de protección complicado
- Si ocurre una falla durante un período de mantenimiento de cualquier disyuntor, el anillo puede separarse en dos secciones.
- Requiere dispositivos de potencial en todos los circuitos dado que no hay punto de referencia definido de potencial. Estos dispositivos pueden requerirse en todos los casos para sincronización o indicación de voltaje.

2.1.2 PATIO DE 46 KV DE LA S/E SELVA ALEGRE

El patio de 46kV de la SE Selva Alegre Figura 2.3 se encuentra topológicamente dispuesto en doble barra disyuntor y medio

Desventajas

- Para la realización del mantenimiento de los seccionadores conectados directamente al tramo, es necesario dejar fuera de servicio el tramo correspondiente.
- Necesita un disyuntor y medio en lugar de uno.
- Difícil sistema de protecciones del disyuntor central, ya que debe actuar con los dos circuitos asociados
- La protección con relevadores y la reconexión automática intervienen un poco, dado que el disyuntor central debe responder a cualquiera de sus circuitos asociados.
- Requiere gran espacio físico para su construcción

2.2 ESTRUCTURA DE LA S/E SELVA ALEGRE

En la Subestación Selva Alegre se distinguen los siguientes niveles jerárquicos que permiten el control, supervisión y protección:

- Nivel (0) de Campo o Proceso
- Nivel (1) de Posición o Control de bahía
- Nivel (2) de Control de Subestación, y
- Nivel (3) SCADA o Centro de Control

En la Figura 2.4 se observan los niveles jerárquicos de una subestación eléctrica.

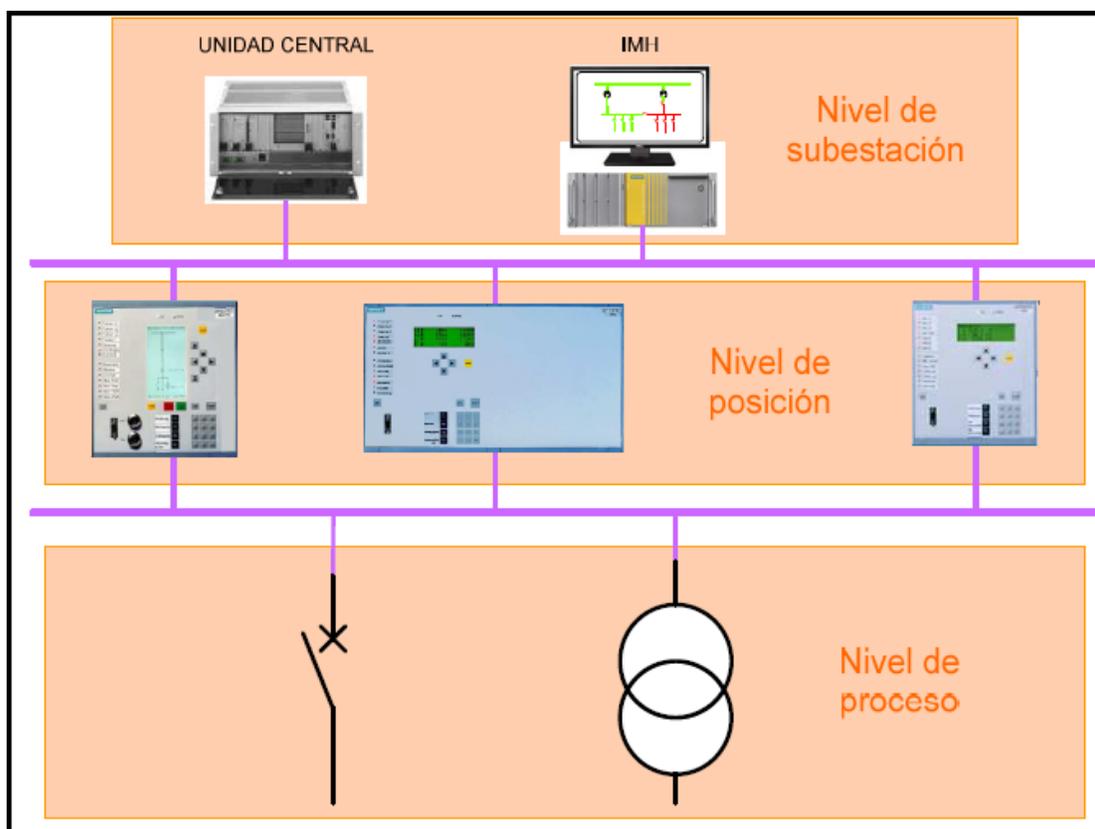


Figura 2. 4.- Niveles Jerárquicos de una subestación.

2.2.1. NIVELES JERÁRQUICOS DE LA S/E SELVA ALEGRE

2.2.1.1 Nivel (0) de Campo o Proceso

En este nivel se encuentran los equipos de patio o de maniobra, y que para la S/E Selva Alegre corresponden a:

- Disyuntores
- Seccionadores
- Transformadores de Corriente
- Transformadores de Voltaje
- Pararrayos
- Transformador de potencia o fuerza

2.2.1.2 Nivel (1) de Bahía

Corresponden a todos los equipos que se encuentran en el cuarto de control, y que realizan funciones *de supervisión, control y protección*, en este caso los IEDs,

En la S/E Selva Alegre existen varios tipos de IEDs encargados de proteger los elementos que conforman la subestación, así se tiene:

- Relés de Protección de Distancia (21), que corresponde a la protección principal de Líneas.
- Relés de Protección de sobrecorriente direccional (67/67N), que corresponde a la protección de respaldo de líneas y transformadores.
- Relés de protección diferencial de transformadores (87-T), que corresponde a la protección principal de los transformadores.
- Relés de protección diferencial de Barras (87-B)

Este nivel es el encargado directo de interactuar con el nivel de campo mediante el correcto procesamiento de las señales analógicas y digitales para el funcionamiento de los equipos de protección.

De igual manera en este nivel se realizan las funciones de control a través de los IEDs 67, en los cuales se concentran los estados de los equipos de patio de cada posición y se configuran los interbloqueos para la operación local y remota.

2.2.1.3 Nivel (2) de Control de Subestación

Es el nivel superior de la subestación donde se encuentran las consolas locales HMI (interfaz Hombre-Máquina) así como las unidades centrales de subestación

(Gateway) que permiten la comunicación remota con el centro de control (nivel 3) de la E.E.Q. (SCADA o Centro de Control).

2.2.1.4 Nivel (3) Centro de Control

Corresponde al nivel corporativo de la empresa, físicamente esta fuera de la subestación y es donde se desempeñan las funciones de monitoreo y operación remota de todo el sistema de transmisión y subtransmisión de la E.E.Q. por intermedio de despachadores que verifican a través del SCADA el correcto funcionamiento del sistema de Potencia del cual es parte la S/E Selva Alegre

2.2.2 DESCRIPCION DE LOS EQUIPOS DE PATIO DE LA S/E SELVA ALEGRE (NIVEL 0).

Los equipos de patio conforman el nivel 0 de una subestación, dentro de sus funciones están, la medición a través de Transformadores de corrientes (TC) y Transformadores de potencial (TP), la interrupción, seccionamiento o aislamiento de circuitos en alto voltaje, las cuales se realizan mediante disyuntores y seccionadores. Estas operaciones son fundamentales en el funcionamiento de una subestación, por eso es necesario que cumplan con una serie de características de operación tanto en condiciones normales de servicio como en situaciones anómalas de la red, como pueden ser sobrecargas o cortocircuitos.

Los equipos de patio son considerados equipos primarios en las subestaciones, puesto que se constituyen en una de las partes más importantes. Cada uno de los equipos tiene un papel importante en el sistema eléctrico, desde los transformadores que reducen o elevan el voltaje y corriente a niveles deseados, hasta los interruptores y seccionadores encargados de la conexión o desconexión de circuitos eléctricos para proteger los demás equipos.

Para realizar un análisis adecuado del sistema de protección y control de la subestación es necesario conocer cada uno de los equipos eléctricos instalados en ella, sus características y su función dentro del sistema eléctrico además de conocer cada una de las señales que estos equipos aportan al sistema.

A continuación se hace una descripción de los principales equipos y se detallan sus características tanto para el patio de 138 kV (Figura 2.3) como de 46 kV (Figura 2.4) de la S/E Selva Alegre



Figura 2.3.- Patio de maniobras de 138 kV S/E Selva Alegre, configuración en Anillo.



Figura 2.4.- Patio de maniobras de 46 kV (Disyuntor y Medio)

2.2.2.1 Disyuntor

El disyuntor tiene como función energizar o desenergizar una parte del sistema eléctrico de potencia bajo condiciones normales de trabajo sin una excesiva elevación de la temperatura, además de tener la capacidad de interrumpir las corrientes de falla. El interruptor conforma uno de los elementos más importantes de la subestación y su comportamiento determina el nivel de fiabilidad que puede tener el sistema eléctrico de potencia.

Los disyuntores interrumpen corrientes de falla para limitar a un mínimo los posibles daños que pueden causar los cortocircuitos, para ello deben ser capaces de interrumpir corrientes de carga, magnetización de transformadores y reactores.

Las funciones fundamentales de los disyuntores son:

- Conducir corriente en posición cerrada
- Aislar en dos partes el circuito eléctrico
- Aislar fallas

El patio de 138kV de la S/E Selva Alegre está conformado por seis disyuntores, dispuestos en anillo. Estos disyuntores son automáticos, funcionan a través de un mecanismo de resorte que permite habilitarlo para la operación de cierre del equipo, una vez ejecutada la operación, el resorte se carga automáticamente mediante un motor eléctrico que posee el equipo.

El tipo de aislamiento que poseen estos disyuntores es SF6, que es el medio a través del cual se despeja el arco eléctrico producido durante la operación de cierre del disyuntor. El detalle de las características de éstos equipos se muestra en la Tabla 2.1.

Tabla 2. 1.- Características de los Disyuntores del patio de 138kV de la S/E Selva Alegre.

DISYUNTORES PATIO DE 138 kV	
Disyuntores	52-1 , 52-2, 52-3, 52-4, 52-5, 52-6
Marca	ASEA
Ubicación	PATIO DE 138KV
Voltaje de operación	138 KV
Corriente Nominal	2500 A
Tipo	HPL 170/25
BIL kV	650
Medio de extinción del arco	SF6
Accionamiento	Hidráulico con motor eléctrico
Máximo Voltaje de Operación	170 kV
Tiempo de interrupción, ciclos	3
Voltaje de Disparo	DC 125 V
Nivel de Aislamiento	AT 750-325 kV

En el patio de 46 kV de la S/E Selva Alegre se dispone de ocho disyuntores, adaptados en topología doble barra disyuntor y medio. La característica principal de estos disyuntores es que tienen incluido los Transformadores de corriente como se puede ver en la Figura 2.5. Éstos disyuntores en su mecanismo son similares a los disyuntores del patio de 138kV, son automático y poseen aislamiento en SF6.

El detalle de las características de estos disyuntores se muestra en la Tabla 2.2.

Tabla 2. 2.- Características de los Disyuntores del patio de 46kV de la S/E Selva Alegre.

DISYUNTORES PATIO DE 46 kV	
Disyuntores	S10,S20,S30,S40,S50,S60,S70,S90
Marca	MITSUBISHI
Ubicación	PATIO DE 46KV
Voltaje de operación	46 KV
Corriente Nominal	1200 A
Tipo	70-SFMT-32F
Medio de extinction del arco	SF6
Máximo Voltaje de Operación	72,5 kV
Corriente de corto-circuito Nom.	31,5 kA
Tiempo de interrupción	3 ciclos
Frecuencia	60 Hz
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	
Relación Primaria (A)	1200/600/300
Relación Secundaria (A)	5
Burden (VA)	10
No. De devanados	3
Clase, según norma ANSI	0.2 , 20 VA (precisión para medición)
	C400 (precisión para protección)



Figura 2. 5.- Disyuntor S-10 del patio de 46kV de la S/E Selva Alegre.

2.2.2.2 Seccionador

Este equipo es utilizado dentro de la subestación para aislar los diferentes elementos que componen la instalación. Los seccionadores, permiten efectuar formas variadas de conexión entre las líneas y las barras, dando al esquema de la subestación una característica muy importante, la flexibilidad.

La característica más importante que distingue a los seccionadores de los interruptores es que los seccionadores deben maniobrase sin carga. Además no se requiere que su velocidad de operación sea muy alta. La forma constructiva de los seccionadores es muy variada depende sobre todo de la tensión nominal de la instalación y en menor grado de la corriente nominal y del espacio disponible.

Desde el punto de vista del sistema de protección y control se distingue entre seccionadores de accionamiento motorizado y manual. Con seccionadores manuales, las maniobras se hacen mediante manivelas o palancas mientras que los

motorizados se operan mediante circuitos eléctricos de control. Las funciones básicas de los seccionadores son:

- Acción de “bypass” de equipos (disyuntores, condensadores)
- Aislar equipos (disyuntores, condensadores, barras, transformadores, reactores)
- Operar circuitos (transferir circuitos de una a otra barra en una subestación)
- Poner a tierra componentes de un sistema en mantenimiento.
- Cambio de topología.

En la S/E Selva Alegre los seccionadores se encuentran asociados a cada uno de los disyuntores. En el patio de 138 kV los seccionadores se encuentran identificados como 89-n4 y 89-n8, donde n es el número identificativo de los disyuntores a los que están acoplados, éstos seccionadores se caracterizan por ser del tipo manual y por lo tanto su accionamiento debe ser realizado localmente. Sus características se muestran en la Tabla 2.3.

Tabla 2. 3.- Características de los Seccionadores del patio de 138kV de la S/E Selva Alegre.

SECCIONADORES PATIO DE 138 kV	
Seccionadores	89-14 y 89-18, 89-24 y 89-28, 89-34 y 89-38, 89-44 y 89-48, 89-54 y 89-58, 89-64 y 89-68
Marca	Gardy
Ubicación	PATIO DE 138KV
Corriente Nominal	1600 A
Corriente de Cortocircuito	20 kA
Máximo Voltaje de Operación	170 kV
Tipo	A3D
BIL	750 kV
Fases	Trifásico
Sistema de Operación	Manual

En el patio de 46 kV los seccionadores se identifican como Sn4 y Sn8, donde n representa el numero identificativo de cada uno de los disyuntores a los que hacen referencia. Estos seccionadores se caracterizan por tener operación manual, por lo

tanto los operadores deben realizar la maniobra localmente en el patio. En la Tabla 2.4 se presentan las principales características de los seccionadores de 46kV.

Tabla 2. 4.- Características de los Seccionadores del Patio de 46kV de la S/E Selva Alegre.

SECCIONADORES PATIO DE 46 kV	
Marca	Line Gear
Ubicación	PATIO DE 46 KV
Corriente Nominal	1200 A
Corriente de Cortocircuito	61 kA
Máximo Voltaje de Operación	72,5 kV
Tipo	A3D
Nivel de aislamiento (BIL)	350 kV
Fases	Trifásico
Sistema de Operación	Manual

Para casos de mantenimiento se dispone en cada salida de línea de seccionadores de línea que incluyen seccionadores de puesta a tierra, y tienen como objetivo aislar a los disyuntores y seccionadores asociados, interrumpiendo la circulación de corriente y asegurando la integridad del personal que realiza el mantenimiento. En el patio de 138kV, la principal característica de los *seccionadores de línea* es que son motorizados, y su operación se realiza en forma remota desde el nivel 1 de la subestación (cuarto de control), resguardando de esta forma la seguridad de los operadores, puesto que por el nivel de voltaje que se maneja (138kV) el arco eléctrico generado al operar estos seccionadores es muy grandes.

Los seccionadores de línea y de puesta a tierra son identificados como 89–n1 y 89–n3 respectivamente en 138 kV, mientras que en 46kV se identifican como Ln1 y Ln3 a los seccionadores de línea y tierra respectivamente, donde n representa el identificativo del circuito.

En la Tabla 2.5 se presentan los seccionadores de línea y de puesta a tierra de cada posición de la S/E Selva Alegre y en la Tabla 2.6 se muestran las características de éstos seccionadores.

Tabla 2. 5.- Seccionadores de puesta a tierra y de línea de la S/E Selva Alegre.

SECCIONADORES DE LÍNEA Y PUESTA A TIERRA PATIO DE 138 kV		
LÍNEA	SECC. LINEA	SECC PUESTA TIERRA
L/T Santa Rosa Trans.	89-11	89-13
L/T Eugenio Espejo	89-21	89-23
L/T Cotocollao	89-51	89-53
L/T Pomasqui	89-61	89-63
SECCIONADORES DE LÍNEA Y PUESTA A TIERRA PATIO DE 46 kV		
LÍNEA	SECC. LINEA	SECC PUESTA TIERRA
L/T Rio Coca	L11	L13
L/T San Roque	L21	L23
L/T Norte	L31	L33
L/T Pérez Guerrero	L41	L43

Tabla 2. 6.- Características de los Seccionadores de puesta a tierra y de línea de la S/E Selva Alegre.

SECCIONADORES TIERRA Y LINEA	
Marca	Line Gear
Ubicación	Salidas de Líneas
Corriente Nominal	1200 A
Corriente de Cortocircuito	61 kA
Máximo Voltaje de Operación	72,5 kV
Nivel de aislamiento (BIL)	350 kV
Fases	Trifásico
Sistema de Operación	Motorizado
Accionamiento	Hidráulico con motor eléctrico (para 138kV)

2.2.2.3 Transformadores de Corriente (TC)

Los transformadores de corriente para protección y medición reproducen en su circuito secundario la corriente de su primario, conservando la relación de fase entre dichas magnitudes.

Entre las principales funciones que tienen los transformadores de corriente están:

- Reducir las corrientes de cortocircuito a valores admisibles para aparatos de medida y protección.
- Obtener corrientes de proceso proporcionales con respecto a la corriente de entrada

En la S/E Selva Alegre se tienen dos tipos de transformadores de corriente de acuerdo a su ubicación en los patios. A nivel de 138kV, se dispone de TCs externos a los disyuntores, mientras que el patio de 46kV los TCs están acoplados a los disyuntores.

La ventaja de utilizar disyuntores con TCs acoplados, es que se requiere de menor espacio y obra civil en las subestaciones, ya que en un solo equipo se tienen dos elementos: el disyuntor y el TC.

Los principales parámetros que caracterizan a un transformador de corriente son: la clase, la precisión, el burden, el nivel de aislamiento o BIL, el número de devanados y la relación de transformación. En la tabla 2.8 se muestran las características de los TCs del patio de 138kV.

Tabla 2. 7.- Transformadores de Corriente del patio de 138kV de la S/E Selva Alegre.

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	
Marca	Arteche
Tipo	CTG 170
Relación de Transformación	2000/5 A
Ubicación	junto a disyuntores de 138 kV
Clase y precisión para medición:	0.2 , 20VA
Clase y precisión para protección	5P10
Número de devanados:	3
BIL	325/750 kV
Frecuencia	60 Hz

En la figura 2.6 se muestra los TCs del patio de 138kV de la S/E Selva Alegre.



Figura 2. 6.- Transformadores de Corriente del patio de 138kV de la S/E Selva Alegre.

En la Tabla 2.2 se muestra las características de los TCs de 46kV, acoplados a los disyuntores.

En las características de los TCs se indica que disponen de 3 devanados, de los cuales 2 son para protección y 1 es para medición.

Tanto en el patio de 138kV como en el patio de 46kV, existen juegos de TCs a cada lado de los disyuntores debido a que la topología de la subestación (Anillo y Disyuntor y medio) requiere que se conecten en serie los transformadores de corriente para el traslape de zonas de protección de las líneas, transformadores y barras, y de esta manera incluir al disyuntor en la zona de protección. En la figura 2.7 se muestra una parte del sistema de 46kV de la S/E Selva Alegre, en la cual se indica la conexión de los TCs y protecciones de las líneas.

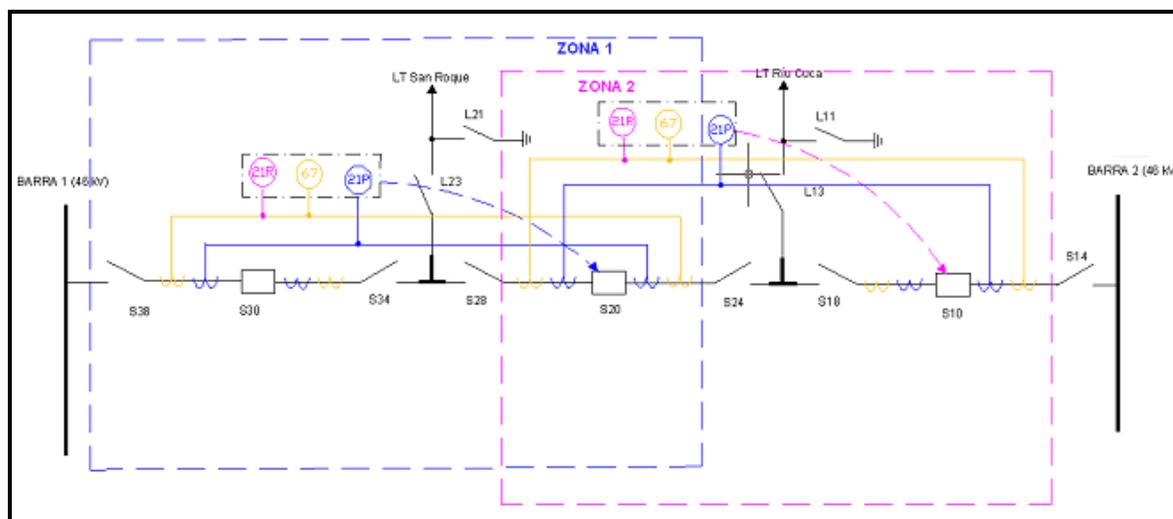


Figura 2. 7.- Diagrama Unifilar de conexión de TCs a nivel de 46kV.

2.2.2.4 Transformadores de Voltaje o Potencial (TP).

Un transformador de voltaje o potencial, transforma voltaje, convirtiendo la energía de un nivel de voltaje a otro nivel de voltaje (mayor o menor). Se define en términos de la máxima carga (burden) que puede entregar sin exceder los errores de razón y ángulo.

Los Transformadores de Voltaje en las subestaciones eléctricas son utilizados principalmente para transformar los niveles de voltaje, a niveles que puedan ser manejados por los equipos de protección y medición, los cuales están encargados de monitorear los niveles de voltaje del sistema y a la vez enviar ésta información a otros niveles de la subestación (nivel 2, centro de control).

En el patio de 138kV de la S/E Selva Alegre existen 3 juegos de TPs monofásicos conectados a los nodos del Anillo y 4 juegos de TPs trifásicos conectados en cada una de las líneas. Cada uno de los TPs tiene doble núcleo, uno de protección y otro de medición, tal como se muestra en el diagrama de la Figura 2.8.

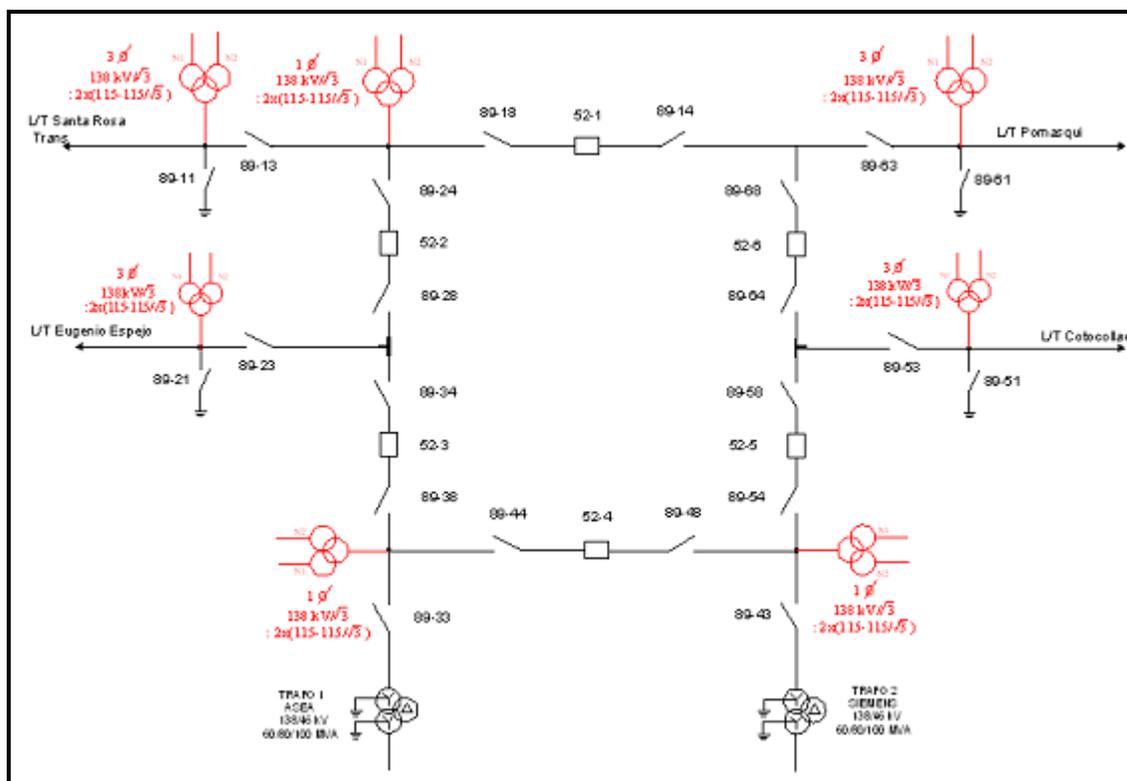


Figura 2. 8.- Diagrama de conexión de TPs en el patio de 138kV de la S/E Selva Alegre.

Los TPs monofásicos son utilizados para sincronización del sistema con cada una de las líneas de la subestación. Y los TPs trifásicos son utilizados para protección y medición de cada línea. Las características de los TPs de 138kV se muestran en la Tabla 2.8.

Tabla 2. 8.- Características de los Transformadores de Voltaje del patio de 138kV de la S/E Selva Alegre.

TRANSFORMADORES DE VOLTAJE DEL PATIO DE 138kV	
Marca	Nissin
Tipo	AH 145
Relación de transformación	138000/1,73-115/66,4 V
Burden	100 VA
Clase de precisión	0,6 ZZ
BIL AT/BT	350 kV
BIL (Bushings)	650 kV

En la Figura 2.9 se muestra los Transformadores de Voltaje de una de las líneas del patio de 138kV de la S/E Selva Alegre.



Figura 2. 9.- Transformadores de Voltaje del patio de 138kV de la S/E Selva Alegre.

En el patio de 46kV, se dispone de 7 juegos de Transformadores de Voltaje, 2 en Barras y 5 en líneas, éstos TPs se caracterizan por ser trifásicos y con doble núcleo, uno para protección y otro para medición. La conexión de los TPs en el patio de 46kV se muestra en la Figura 2.10.

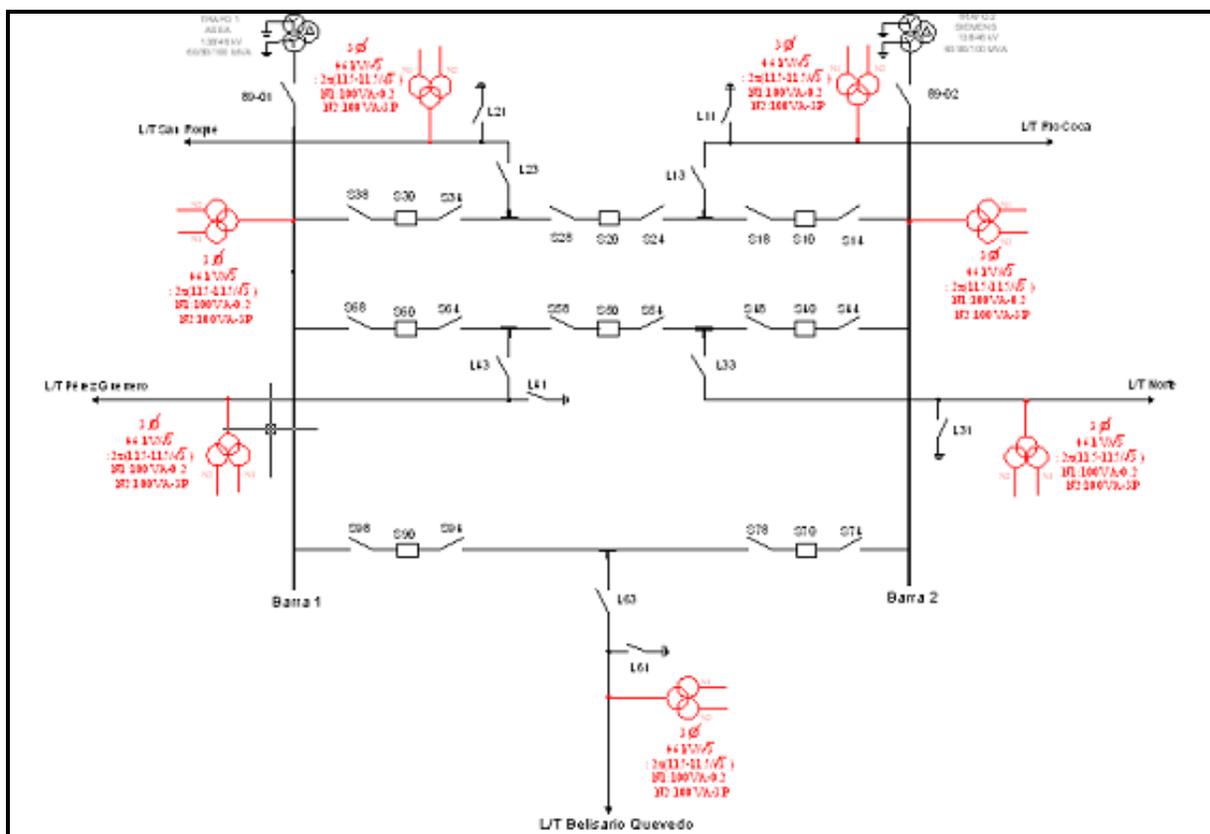


Figura 2. 10.- Diagrama de conexión de los TP en el patio de 46 kV de la S/E Selva Alegre.

En la Tabla 2.9 se muestran las características de los TP del patio de 46kV de la S/E Selva Alegre.

Tabla 2. 9.- Características de los Transformadores de Voltaje del patio de 46 kV de la S/E Selva Alegre.

PATIO DE 46 KV	
Marca	ASEA
Relación de transformación	46000/1,73-115/1,73 V
Normas	IEC, ANSI
Clase de precisión	0,3 (Z)/ 1,2 (Y)
BIL	250 kV

En la Figura 2.11 se visualizan los Transformadores de Voltaje del patio de 46kV de la S/E Selva Alegre.



Figura 2. 11.- Transformadores de Voltaje del patio de 46 kV de la S/E Selva Alegre.

En la S/E Selva Alegre las señales de los Transformadores de Voltaje son conectadas a los relés de protección para cumplir con funciones de medición y protección.

Los Transformadores de voltaje de 138 kV y de 46 kV de la S/E Selva Alegre, principalmente se caracterizan por ser del tipo capacitivo, por las ventajas que tienen en estabilidad, precisión y robustez mecánica, así como por la gama de aplicaciones en sistemas de potencia como son:

- Medida de tensión
- Medida de potencia
- Relés de protección

2.2.2.5 Pararrayos

Los pararrayos son equipos que limitan el voltaje en el equipo protegido mediante la descarga o derivación de corrientes de impulso, evitando el flujo de corriente subsiguiente a tierra que pueda fluir al voltaje normal a frecuencia industrial, teniendo la capacidad de repetir las funciones especificadas.

En la S/E Selva Alegre, los pararrayos son utilizados principalmente para protección de líneas y transformadores. En la Tabla 2.10 se muestran las características de los pararrayos de la subestación.

Tabla 2. 10.- Características de Pararrayos de la S/E Selva Alegre

PARARRAYOS DEL PATIO DE 138 kV	
CANTIDAD	6
Marca	SORRESTER
Voltaje de Operación	138 kV
Voltaje descarga frente de onda	347 kV
Voltaje de descarga 1.2x50 μ s	282
Ubicación	Salida de líneas
CANTIDAD	6
Marca	ASEA
Voltaje de operación	138 kV
Voltaje descarga frente de onda	347 kV
Voltaje de descarga 1.2x50 μ s	282 kV
Ubicación	Salida de líneas
PARARRAYOS DEL PATIO DE 46 kV	
CANTIDAD	21
Marca	WESTINGHOUSE
Voltaje de Operación	46 kV
Ubicación	trafos de fuerza y salida de líneas
Voltaje de diseño	39 kV

2.2.2.6 Transformadores de Potencia

El transformador de potencia es el equipo más importante de una subestación, puesto que es el que transforma los niveles de voltaje y corriente, a la misma frecuencia, de acuerdo a las características del sistema, además determina la capacidad de la subestación para el suministro de energía.

En la S/E Selva Alegre existen dos transformadores de fuerza que interconectan el patio de 138kV con el patio de 46kV. La capacidad de los transformadores es de 100 MVAs, se caracterizan por tener tres devanados de voltaje: 138kV, 46kV y 6.3kV, el tercer devanado es utilizado para servicios auxiliares. En las Tabla 2.11 y 2.12 se detallan las características de los transformadores de la S/E Selva Alegre, y en las Figuras 2.12 y 2.13 se los muestra físicamente.

Tabla 2. 11.- Características del Transformador 1 de la S/E Selva Alegre.

TRANSFORMADOR 1	
Marca	BBC (Brown Boveri)
Año de fabricación	1986
Potencia	60/80/100 MVA
Relación	138/46/6,3 kV
Tipo	TPFD 123940
Norma	ANSI/IEEE-C57.12.00
Serie	GM 103797
Conexión	YN y(n) d11
Refrigeración	OA/FA1/FA2
Capacidad AT, OA/FA1/FA2	60-67;80-89,6;100-112 MVA
Capacidad MT, A/FA1/FA2	60-67;80-89,6;100-112 MVA
Capacidad BT, OA/FA1/FA2	7,8-8,7;10,4-11,6,6;13-14,5 MVA
Fases	3
Voltaje Primario	138 kV
Voltaje Secundario	46 kV
Voltaje Terciario	6,3 kV
Amperios AT	251/334,7/418,4 A
Amperios MT	753/1004/1255 A
Amperios BT	714/953,2/1191,4 A
Frecuencia	60 Hz
Nivel de Aisl. (BIL) AT	550/750 kV
Nivel de Aisl. (BIL) MT	250/350 kV
Nivel de Aisl. (BIL) BT	95/125 kV
Impedancia OA/FA/FOA	14,2:AT/MT;6,4 AT/BT;MT/BT:4,1%
Elevación de Temperatura	55 C
Volumen de Aceite	21569 lts
Volumen Tanque	532 lts
Cambiador de Taps en AT	33 posiciones automático

Tabla 2. 12.- Características del Transformador 2 de la S/E Selva Alegre.

TRANSFORMADOR 2	
Marca	SIEMENS
Año de Fabricación	2006
Potencia	60/80/100 MVA
Relación	138/46/6,3 kV
Tipo	TLGN 7952
Norma	ANSI
Serie	GM 103797
Conexión	YN yn0d1
Refrigeración	ONAN/ONAF1/ONAF2
Capacidad AT, ONAN	60/80/100 MVA
Capacidad MT, ONAF1	60/80/100 MVA
Capacidad Ter, ONAF2	7,8/10,4/13,0 MVA
Fases	3
Voltaje Primario	138 kV
Voltaje Secundario	46 kV
Voltaje Terciario	6,3 kV
Amperios AT	218,3/291,0/363,8 A
Amperios MT	753,1/1004,1/12225,1 A
Amperios BT	714,8/953,1/1191,4 A
Frecuencia	60 Hz
Nivel de Aislamiento (BIL) AT-PN	550/150 kV
Nivel de Aislamiento (BIL) MT	250/150 kV
Nivel de Aislamiento (BIL) BT	150/95 kV
Impedancia OA/FA/FOA	15,25:AT/BT;6,55:AT/Ter;4,2:BT/Ter
Elevación de Temperatura	55 C
Volumen de Aceite (20C)	47000 lts
Conmutador bajo carga AT	MR –MIII 500-Y-72,5 B – 18353 W/ Corriente Nom 500A /BIL 550 kV
Conmutador sin carga AT	ABB – 3 x LO/ Corriente Nom 500A



Figura 2. 12.- Transformador 1 de la S/E Selva Alegre.



Figura 2. 13.- Transformador 2 de la S/E Selva Alegre.

2.2.3 DESCRIPCION DE LOS EQUIPOS DEL CUARTO DE CONTROL DE LA S/E SELVA ALEGRE (NIVEL 1 Y NIVEL 2).

El cuarto de control de la S/E Selva Alegre está conformado por equipos que realizan funciones de control, protección, medición, supervisión y comunicación; y por bancos de baterías encargadas de alimentar de energía continua a los equipos de la subestación.

Los equipos que realizan funciones de control, protección y medición forman parte del Nivel 1 de la subestación y corresponden a los IEDs y RTU. Los equipos que realizan las funciones de supervisión y comunicación forman parte del Nivel 2 y corresponden a: Gateway, Terminal de Operación Local (SCADA SHERPA) y conmutador; todos estos equipos fueron implementados durante el proceso de automatización de la subestación Selva Alegre.

2.2.3.1 Equipos de control, protección y medición.

Los IEDs (Intelligent Electronic Device), sustituyeron a los relés electrónicos y electromecánicos que han funcionado en la subestación desde su puesta en servicio, son los encargados de las funciones de control, protección y medición, se caracterizan porque pueden utilizarse en una o más bahías por el hardware que disponen (entradas y salidas binarias), realizan cálculos a gran velocidad y en tiempo real para activar señales binarias, y tienen puertos de comunicación para comunicarse con otros IEDs o con los demás niveles de una subestación.

En la modernización de la S/E Selva Alegre se implementaron IEDs de varias marcas y modelos, modificándose el esquema de conexión en la subestación y reduciéndose considerablemente el cableado. En las Figuras 2.14 y 2.15 se muestra el diagrama unifilar de la subestación con la conexión de los equipos de protección y control de cada una de las bahías para los niveles de voltaje de 138kV y 46kV.

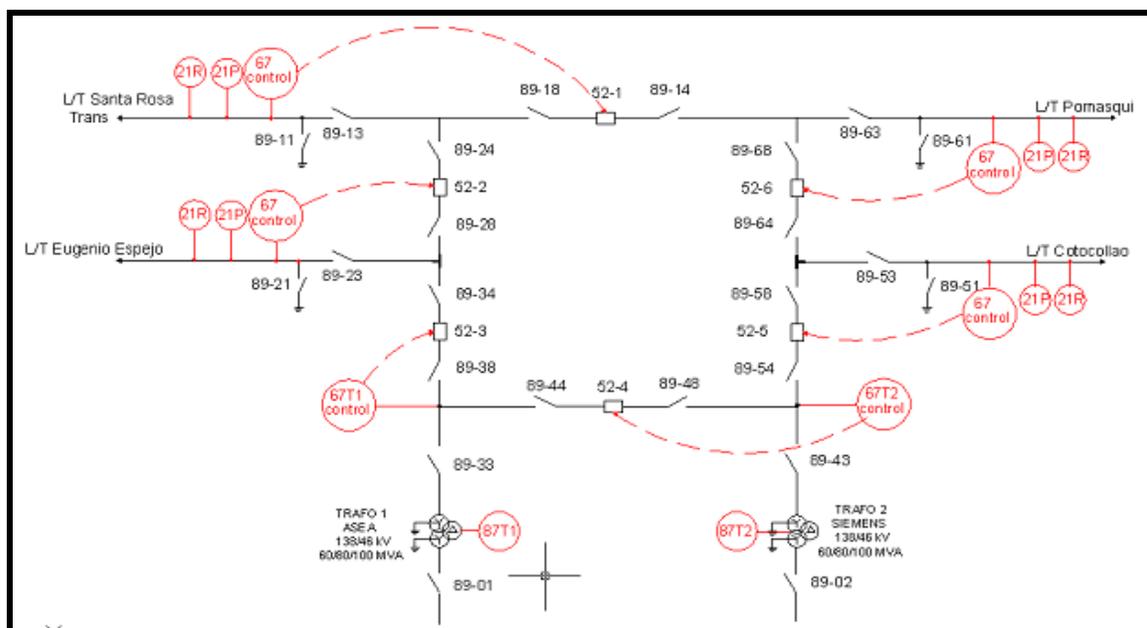


Figura 2. 14.- Diagrama de conexión de los equipos de protección y control del patio de 138 kV de la S/E Selva Alegre

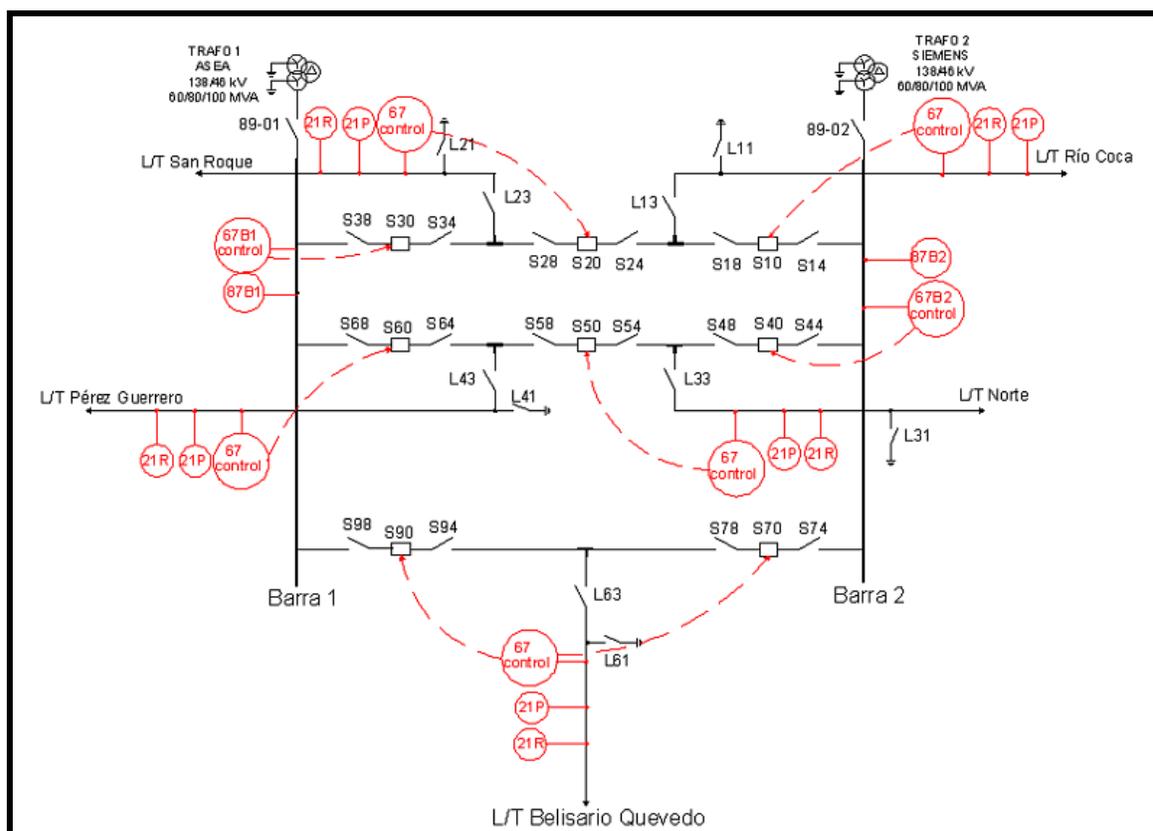


Figura 2. 15.- Diagrama de conexión de los equipos de protección y control del patio de 46 kV de la S/E Selva Alegre.

La filosofía de protección y control de la S/E Selva Alegre incluye:

- Para Líneas, protección principal de distancia (21P), y protección de respaldo distancia (21R denominación con la que se asigna al respaldo) y sobrecorriente direccional (67+control).
- Para Barras, protección principal diferencial de barra (87-B) y protección de respaldo de sobrecorriente direccional (67-B + control).
- Para Transformadores, protección principal diferencial de transformador (87-T) y protección de respaldo de sobrecorriente direccional (67-T + control).

En el IED 67 se reúnen funciones de protección y control, convirtiéndose en el controlador de bahía de cada posición. En la tabla 2.13 se muestran los tipos de relés implementados en la S/E Selva Alegre para cada elemento de la subestación y las funciones principales que realizan.

Tabla 2. 13.- Tipos de equipos de protección implementados en la S/E Selva Alegre.

ELEMENTO DE LA S/E	PROTECCIÓN	TIPO Y MARCA DEL RELÉ	FUNCIONES
BARRAS	87-B	REB670-ABB	Protección diferencial de barra
	67-B	7SJ645-SIEMENS	Protección de sobrecorriente direccional y control
TRANSFORMADORES	87-T	7UT635-SIEMENS	Protección diferencial de trafo
	67-T	7SJ645-SIEMENS	Protección de sobrecorriente direccional y control
LÍNEAS	67/67N	7SJ645-SIEMENS	Protección de sobrecorriente direccional y control.
	21-P	REL670-ABB	Protección de distancia principal
	21-R	REL670-ABB / 7SA611-SIEMENS	Protección de distancia secundaria o de respaldo

Los IEDs fueron integrados en tableros metálicos nuevos cuya distribución fue realizada de acuerdo a los niveles de voltaje de la subestación. En las Figuras 2.16 y 2.17 se muestran los tableros ubicados en el cuarto de control de la S/E Selva Alegre.



Figura 2. 16.- Tableros 1, 2,y 3 de control, protección y medición de 138 kV de la S/E Selva Alegre.



Figura 2. 17.- Tableros 4, 5 y 6 de control, protección y medición de 46 kV de la S/E Selva Alegre.

En las Tablas 2.14 y 2.15 se muestra el detalle de los tipos de relés instalados en cada una de las posiciones de la subestación para 138 kV y 46 kV.

Tabla 2. 14.- Detalle y características de IEDs de 138kV de la S/E Selva Alegre.

UBICACIÓN	POSICIÓN	PROTECCION	MARCA RELE	MODELO	OBSERVACIONES
TABLERO 1	L/T SANTA ROSA TRANS (138kV)	67/67N	SIEMENS	7SJ645	Realiza funciones de control y protección. Control para los disyuntores 52-1 y 52-2.
		21P	ABB	REL670	Protección de distancia principal
		21R	ABB	REL670	Protección de distancia de respaldo
	L/T POMASQUI	67/67N	SIEMENS	7SJ645	Realiza funciones de control y protección. Control para los disyuntores 52-6 y 52-1.
		21P	ABB	REL670	Protección de distancia principal
		21R	ABB	REL670	Protección de distancia de respaldo
TABLERO 2	L/T COTOCOLLAO	67/67N	SIEMENS	7SJ645	Realiza funciones de control y protección. Control para los disyuntores 52-5 y 52-6.
		21P	ABB	REL670	Protección de distancia principal
		21R	ABB	REL670	Protección de distancia de respaldo
	L/T EUGENIO ESPEJO	67/67N	SIEMENS	7SJ645	Realiza funciones de control y protección. Control para los disyuntores 52-2 y 52-3.
		21P	ABB	REL670	Protección de distancia principal
		21R	ABB	REL670	Protección de distancia de respaldo
TABLERO 3	TRANSFORMADOR 1	67/67N	SIEMENS	7SJ645	Realiza funciones de control y protección. Control para los disyuntores 52-3 y 52-4
		87-T1	SIEMENS	7UT613	Protección diferencial de transformador
	TRANSFORMADOR 2	67/67N	SIEMENS	7SJ645	Realiza funciones de control y protección. Control para los disyuntores 52-4 y 52-5
		87 -T2	SIEMENS	7UT613	Protección diferencial de transformador

Tabla 2. 15.- Detalle y características de IEDs de 46 kV de la S/E Selva Alegre.

UBICACIÓN	POSICIÓN	PROTECCIÓN	MARCA RELÉ	MODELO	OBSERVACIONES	
TABLERO 4	L/T NORTE	67/67N	SIEMENS	7SJ645	Realiza funciones de control y protección. Control para los disyuntores S50 y S40	
		21P	ABB	REL670	Protección de distancia principal	
		21R	ABB	REL670	Protección de distancia de respaldo	
	L/T PÉREZ GUERRERO	67/67N	SIEMENS	7SJ645	Realiza funciones de control y protección. Control para los disyuntores S60 y S50	
		21P	ABB	REL670	Protección de distancia principal	
	TABLERO 5	L/T RÍO COCA	67/67N	SIEMENS	7SJ645	Realiza funciones de control y protección. Control para los disyuntores S10 y S20
21P			ABB	REL670	Protección de distancia principal	
21R			SIEMENS	7SJ645	Protección de distancia de respaldo	
L/T SAN ROQUE		67/67N	SIEMENS	7SJ645	Realiza funciones de control y protección. Control para los disyuntores S20 y S30	
		21P	ABB	REL670	Protección de distancia principal	
		21R	ABB	REL670	Protección de distancia de respaldo	
TABLERO 6		L/T BELISARIO QUEVEDO	67/67N	SIEMENS	7SJ645	Realiza funciones de control y protección. Control para los disyuntores S90 y S70
		BARRA 1	67/67N	SIEMENS	7SJ645	Realiza funciones de control y protección. Control para los disyuntores S30, S60 y S90.
			87-B	ABB	REB670	Protección diferencial de barra
	BARRA 2	67/67N	SIEMENS	7SJ645	Realiza funciones de control y protección. Control para los disyuntores S10, S40 y S70.	
		87-B	ABB	REB670	Protección diferencial de barra	

2.2.3.2 Características de los Relés instalados en la S/E Selva Alegre.

Las características principales de los relés instalados en los tableros de la subestación se detallan a continuación.

2.2.3.2.1 Relé Siemens 7SJ645

En el esquema de protección de la subestación este relé corresponde a la protección de distancia de respaldo de líneas, barras y transformadores, posee la función de sobrecorriente direccional y adicionalmente funciona como controlador de bahía de la posición en la cual está instalado, posee una pantalla LCD para visualización de medidas y diagrama mímico de la bahía, en la Figura 2.18 se muestra el relé 7SJ645.

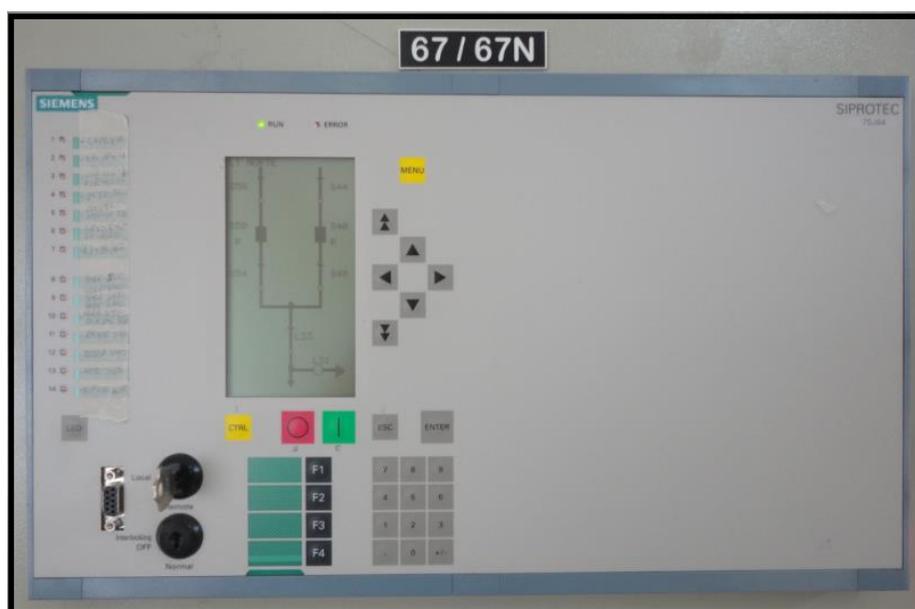


Figura 2. 18.- IED SIEMENS 7SJ645 (protección (67/67N))

En el software del relé se encuentran activadas las siguientes funciones de protección:

- Sobrecorriente direccional para fase y neutro (67/67N)
- Sobrecorriente NO direccional para fase y neutro (50/51 – 50N/51N)
- Registro oscilográfico
- Falla a tierra sensitiva
- Desbalance de Carga (secuencia negativa)
- Sobre voltaje y bajo voltaje(59/27)
- Sobre frecuencia y bajo frecuencia (81)

- Sincronismo (Grupos 1,2,3 y4)
- Falla de Disyuntor (50BF)
- Localización de falla
- Supervisión circuito de disparo

El Hardware del relé está conformado por:

- Entradas Binarias (33)
- Salidas Binarias (19)
- Pantalla LCD para visualización de medidas y diagrama mímico
- Entradas análogas (4 de corriente y 4 de voltaje)
- Puertos de comunicación: 1 Frontal RS232 para comunicación directa con un computador portátil, y 2 puertos posteriores de fibra óptica para integración al SCADA a través del protocolo IEC61850.
- Leds (14)

2.2.3.2.2 Relé Siemens 7UT613

Este relé corresponde a la protección principal de los transformadores de la subestación (diferencial de transformador 87-T). Posee hardware con entradas y salidas binarias, en las cuales se conectan las protecciones mecánicas principales y secundarias del transformador tales como: buchholz, nivel de aceite, relé de flujo, sobrepresión, sobre-temperatura de aceite y de bobinados, y mediante una lógica de control interna se configuran las salidas binarias para el disparo hacia los disyuntores. En la Figura 2.19 se muestra el relé 7UT613.



Figura 2. 19.- IED SIEMENS 7UT613 (protección 87-T)

En el software del relé se encuentran incorporadas las siguientes funciones de protección:

- Protección Principal diferencial de transformador (87T)
- Arranque de carga fría
- Sobrecorriente de fase (50/51)
- Sobrecorriente 3IO (50/51)
- Sobrecorriente de neutro (50N/51N)
- Protección sobrecarga térmica

El hardware del relé está conformado por:

- Entradas Binarias (5)
- Salidas Binarias (8)
- Entradas análogas (3 posiciones, 3 corrientes por posición)
- Pantalla LCD para visualización de medidas.

- Puertos de comunicación: 1 Frontal RS232 para comunicación directa con un computador portátil, y 2 puertos posteriores de fibra óptica para integración al SCADA a través del protocolo IEC61850.
- Leds (14)

2.2.3.2.3 Relé ABB REB670

Este relé corresponde a la protección diferencial de barra, está provisto por funciones de protección, control y medición, por las características que posee en cuanto hardware y software, permiten realizar un esquema de protección con mayor confiabilidad, ya que se pueden conectar las señales de corriente trifásicas de cada una de las posiciones de la barra en las entradas análogas del relé. En la Figura 2.20 se muestra el relé REB670.

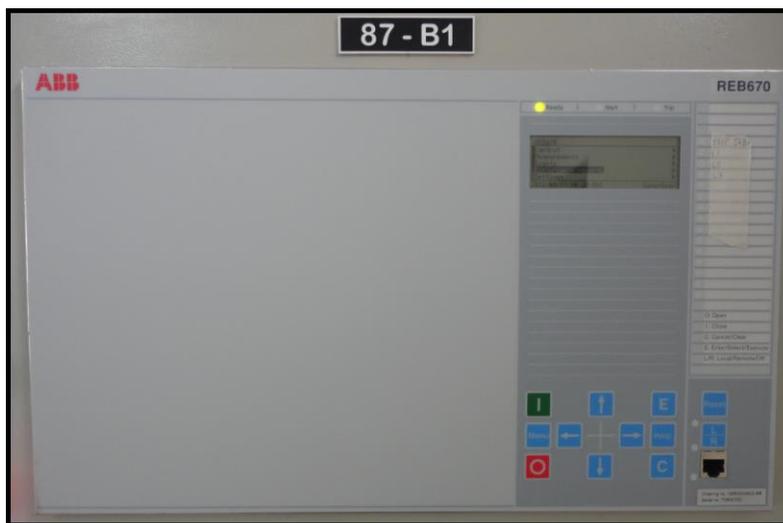


Figura 2. 20.- IED ABB REB670 (protección 87-B)

El Software del relé está conformado por las siguientes funciones:

- Diferencial de barra (87)
- Protección sobrecorriente NO direccional para fase y neutro (50/51 – 50N/51N)
- Protección Falla de Disyuntor (50BF)

El Hardware del relé está conformado por:

- Entradas binarias (32)
- Salidas binarias (24)
- Entradas análogas (8 posiciones, 3 corrientes para cada posición)
- Pantalla LCD para visualización de medidas.
- Puertos de comunicación: 1 Frontal RJ45 para comunicación directa con un computador portátil, y 2 puertos posteriores de fibra óptica para integración al SCADA a través del protocolo IEC61850.
- Leds (15)

2.2.3.2.4 Relé ABB REL670

Este relé tiene la función de protección de distancia (21), corresponde a la protección principal de líneas. Se caracteriza por disponer de software y hardware que permiten realizar funciones control, protección y monitoreo. Actualmente en la subestación Selva Alegre es utilizado únicamente para la protección de distancia. En la Figura 2.21 se muestra el relé REL670

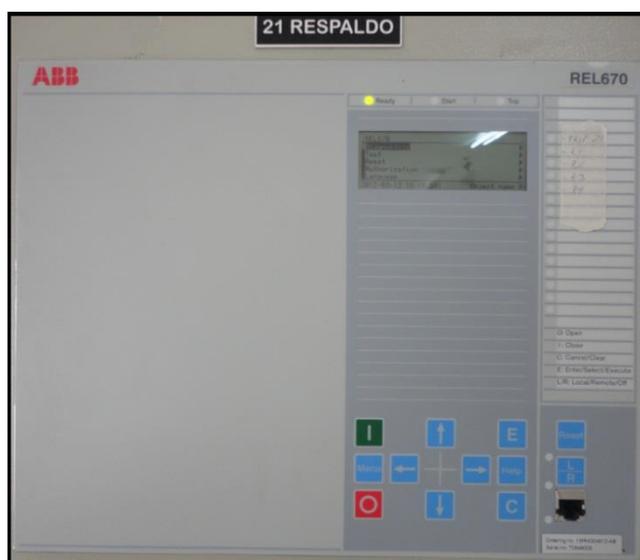


Figura 2. 21.- IED ABB REL670 (protección de distancia 21)

Esté relé está equipado con un software compuesto por las siguientes funciones:

- Protección de distancia (21)
- Protección sobrecorriente direccional para fase y neutro (67/67N)
- Protección sobrecorriente NO direccional para fase y neutro (50/51 – 50N/51N)
- Protección Falla de Disyuntor (50BF)
- Protección de sobre voltaje y bajo voltaje(59/27)
- Localización de falla

El Hardware del relé está conformado por:

- Entradas binarias (24)
- Salidas binarias (36)
- Entradas análogas (6 entradas corrientes , 5 entradas de voltaje)
- Pantalla LCD para visualización de medidas.
- Puertos de comunicación: 1 Frontal RJ45 para comunicación directa con un computador portátil, y 2 puertos posteriores de fibra óptica para integración al SCADA a través del protocolo IEC61850.
- Leds (15)

2.2.3.3 Unidad Terminal Remota (RTU)

Como parte de la automatización de la S/E Selva Alegre se instaló una Unidad Remota de Telecontrol o RTU (Figura 2.22), este equipo multifunción pertenece a la serie 5 de ELIOP es decir una ELITEL 5000 la que permite realizar Sistemas de Control con arquitectura distribuida y abierta. Las funciones básicas se centran en la Medida, Supervisión y Control; la RTU de la S/E Selva Alegre básicamente concentra señales de los transformadores, señales de interruptores y señales análogas de corriente y voltaje, por lo tanto realiza funciones como un IED más de la subestación y pertenece al Nivel 1 de la subestación.



Figura 2. 22.- RTU ELIOP instalada en la S/E Selva Alegre.

Está basada en procesadores de 32 bits, proporciona una estructura de comunicaciones multiprotocolo lo que facilita la interoperabilidad, es decir puede interactuar con equipos de diferentes fabricantes que manejen protocolos estándares de comunicación tales como IEC-61850, IEC-60870-5-101, 102, 103 y 104, DNP 3.0, HARRIS-500, MODBUS, PROCOME, GESTEL y COURIER.

A nivel de hardware está conformada por una plataforma modular, en la cual se integran tarjetas de señales digitales, tarjetas de señales analógicas a la que se conectan directamente las señales de los transformadores de voltaje y de corriente, y módulos de comunicaciones con interfaces RS-232, RS-485, Ethernet y fibra óptica. El interfaz para el operador, está compuesto por: un display LCD, LED's y pulsadores, todo ello equipado en el panel frontal de la unidad.

La RTU de la S/E Selva Alegre cumple con la función de ser un interfaz de comunicación y se encuentra conectada directamente con el Gateway a través de cable de datos que forma parte de la red LAN de la subestación. En este equipo se encuentran conectadas señales de entrada y salida digitales y entradas análogas, tales como: estado de los IEDs, señales de breakers de tableros y disyuntores, y

señales analógicas de los transformadores como: nivel de aceite, nivel de temperatura e intercambiador de pasos.

En la Tabla 2.16 se presentan las señales de la L/T Santa Rosa Transelectric (Disyuntor 52-1) conectadas a la RTU de la S/E Selva Alegre. a –Transelectric. El detalle de todas las señales que llegan a la RTU se encuentran en el ANEXO 1 donde se puede verificar cada una de las posiciones de la subestación Selva Alegre.

Tabla 2. 16.- Señales conectadas a la RTU, L/T Santa Rosa Transelectric.

Ubicación (Cabina)	Señales conectadas a la RTU
Tablero 1	Anormalidad Relé 7SJ645 - L/T Santa Rosa
Tablero 1	Anormalidad Relé REL-670 - L/T Santa Rosa
Tablero 1	Anormalidad Relé REL-670 - L/T Santa Rosa
Tablero 1	Mando Emergente Habilitado Disy 52-1
Tablero 1	Mando Emergente Deshabilitado Disy 52-1
Tablero 1	Apertura Desde Cabina Disy 52-1
Tablero 1	Cierre Desde Cabina Disy 52-1
Tablero 1	Falta VCC Alim IED's
Tablero 1	Falta VCC Control IED's
Tablero 1	Falta VAC Tablero 1
Tablero 52-1 (Patio)	Apertura Desde Patio Disy 52-1
Tablero 52-1 (Patio)	Cierre Desde Patio (Disy 52-1)
Tablero 52-1 (Patio)	Falta VCC Control
Tablero 52-1 (Patio)	Contactador Motor Resorte
Tablero 52-1 (Patio)	Alarma Bajo Nivel SF6 (Disy 52-1)
Seccionador 89-13	
Tablero 1	Falta VCC Control
Tablero 89-13 (Patio)	Apertura Desde Patio
Tablero 89-13 (Patio)	Cierre Desde Patio
Tablero 89-13 (Patio)	Falta VCC Control Patio

2.2.3.4 Gateway

La subestación Selva Alegre tiene instalado un Gateway de comunicación marca ELIOP (Figura 2.23), el cual se encarga de dar el acceso y control de datos al Centro de Control, por lo tanto es un interfaz de comunicación externa. Tiene conexión física con el sistema de comunicaciones utilizado por el Centro de Control de la EEQ, y

posee un traductor de protocolos, el cual interpreta los mensajes de acuerdo al protocolo del Centro de Control y los traduce en acciones para el SAS (Sistema de Automatización de Subestaciones)

El Gateway es un equipo de comunicación encargado de: la tele-protección, tele-alarmas y tele-monitoreo. Está ubicado físicamente en el Cuarto de Control de la subestación y por las funciones que realiza, pertenece al Nivel 2 de la subestación que es el enlace con el Centro de Control (Nivel 3).

Las funciones principales que se encuentra cumpliendo este equipo son:

- Intercambio de información con el Centro de control de la E.E.Q. por medio del SCADA.
- A través de la MAN (Metropolitan Area Network – Red de Area Metropolitana) se realiza el intercambio de información con el Centro de Control del CENACE
- Canaliza datos de cada uno de los IEDs para la operación desde el sistema de control remoto.

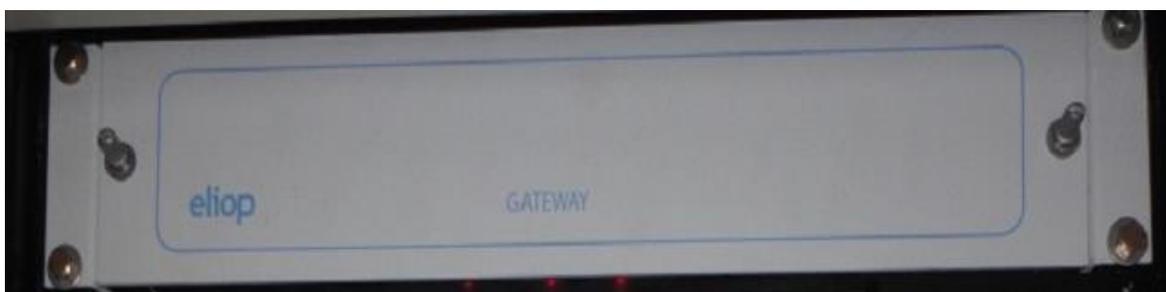


Figura 2. 23.- Gateway ELIOP instalada en la S/E Selva Alegre.

2.2.3.5 Terminal de Operación Local (Sherpa-To)

La subestación Selva Alegre posee un Terminal de Operación Local conformado por un interfaz HMI (Human Machine Interfaz), que mediante un software de control permite realizar la gestión local independientemente del Centro de Control Principal

(Nivel 3), de tal forma que si existe algún problema de comunicaciones o mantenimiento del Sistema SCADA del Centro de Control principal, toma el mando el sistema local.

El software de PC corresponde a un interfaz de Windows que a través de diagramas gráficos del sistema de telecontrol proporciona al usuario una herramienta eficaz para la gestión de información y control.

Por medio de la representación gráfica de los elementos de telecontrol del Sistema se accede al estado de las señales, a los comandos de los elementos de mando, con procedimientos de seguridad del modo Local o Remoto. En la Figura 2.24 se visualiza el Terminal de Operación Local de la S/E Selva Alegre.



Figura 2. 24.- Terminal de Operación Local de la S/E Selva Alegre.

2.2.3.6 Switches

Un switch o conmutador de comunicaciones permite la interconexión de diferentes equipos, esto es pasando los datos de un lado a otro con la capacidad de entregar una correcta inserción de comunicaciones.

En la subestación Selva Alegre se dispone de 2 tipos de switches de la marca RUGGEDCOM de las familias RS8000H y RSG2100

2.2.3.6.1 Switch RS8000H

Se dispone de 2 switches de este tipo y se los puede apreciar en la Figura 2.25, se encuentran ubicados en el rack donde está alojada la RTU y son parte del anillo redundante de interconexión de los IEDs Siemens.

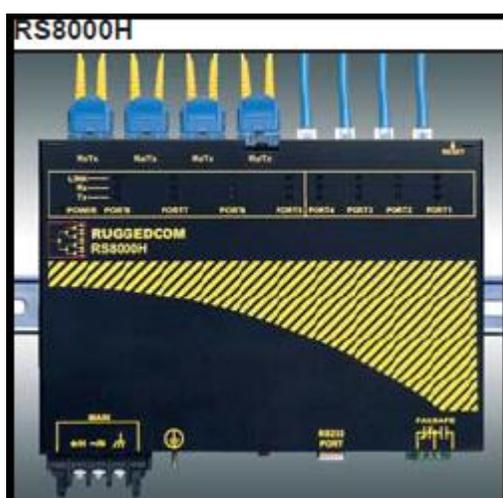


Figura 2. 25.- Switch RS800H

El switch está conformado por 4 puertos para fibra óptica del tipo SC y 4 puertos para cable de Ethernet del tipo RJ45. En la Figura 2.26 se muestra la disposición de los puertos del switch.

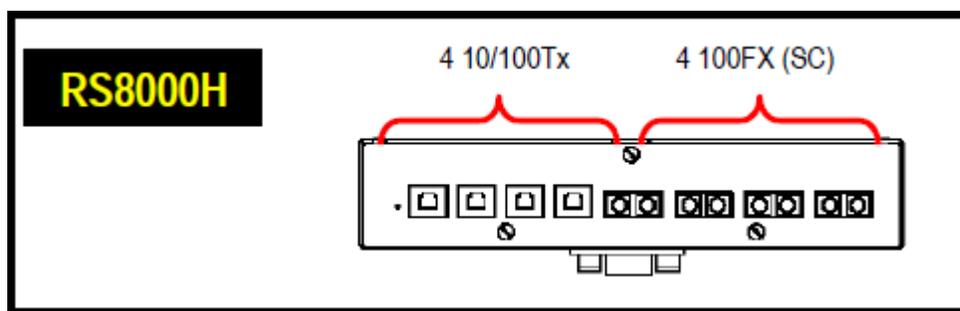


Figura 2. 26.- Disposición de puertos en switch RS800H

2.2.3.6.2 Switch RSG2100

El RuggedSwitch RSG2100 tiene gran aplicación industrial por su robustez, es totalmente administrado y modular, es un switch Ethernet diseñado específicamente para operar confiablemente en condiciones eléctricamente duras. El RSG2100 dispone de un diseño de hardware robusto, proporcionando mayor fiabilidad del sistema y avanzada seguridad cibernética, además de características de red que lo hacen ideal para la creación de redes Ethernet en tiempo real.

Está instalado junto con diferentes switches de comunicación que se encuentran alojados en el rack de comunicaciones, que forma parte de la S/E Selva Alegre y que permite la intercomunicación externa con tres subestaciones más, que forman parte de la red MAN (Metropolitan Area Network) de la E.E.Q. como son: S/E El Bosque, S/E Miraflores, S/E Belisario Quevedo y S/E Granda Centeno. En las Figura 2.27 se muestra el switch RSG2100 de la S/E Selva Alegre y en la Figura 2.28 se muestra el rack donde está ubicado el switch RSH2100.



Figura 2. 27.- Interconexión con Subestaciones del red MAN de la E.E.Q.

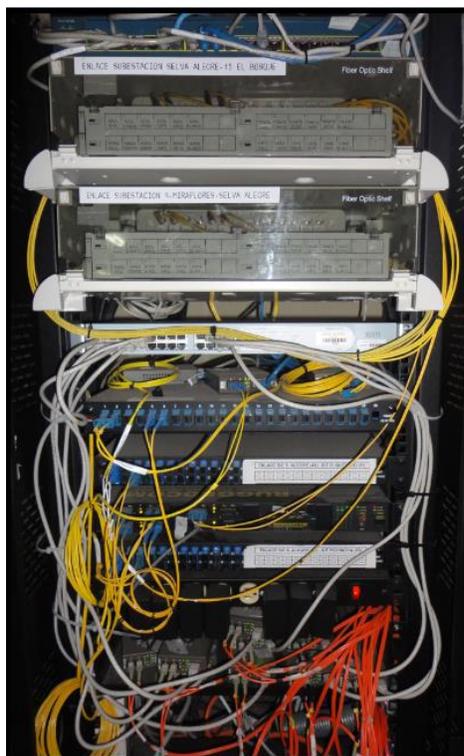


Figura 2. 28.- Rack de comunicaciones de la S/E Selva Alegre.

se utiliza en el disparo de los interruptores, por lo que deben hallarse siempre en óptimas condiciones de funcionamiento.

Las baterías forman parte de los servicios auxiliares de la subestación y se encuentran instaladas en un cuarto cerrado, que forma parte del cuarto de control de la subestación, lo más cerca posible a los tableros para reducir al máximo la longitud de los cables y por lo tanto la posibilidad de la aparición de sobretensiones, por acoplamiento capacitivo o inductivo.

Las baterías se mantienen al nivel de la carga nominal gracias a los cargadores, los cuales empiezan a funcionar una vez que la subestación, por cualquier motivo, se queda sin alimentación de corriente alterna. La S/E Selva Alegre posee tres juegos de Bancos de Baterías, los cuales se muestran en la Figura 2.30.



Figura 2. 30.- Cuarto de Baterías de la S/E Selva Alegre.

En las Tablas 2.16 y 2.17 se indican las características de los Bancos de Baterías y Cargadores de la S/E Selva Alegre.

Tabla 2. 17.- Características de los Bancos de Baterías de la S/E Selva Alegre.

BANCO DE BATERIAS 1	
Marca	EXIDE E
Tipo	EHGS-05
Voltaje de banco	125 VDC
Voltaje de Celda	2,1 VDC
Cantidad de celdas	60
Capacidad	154 Ah
BANCO DE BATERIAS 2	
Marca	ABSOLLYTE GNB
Tipo	EHGS-05
Voltaje de banco	125 VDC
Voltaje de Celda	2,1 VDC
Cantidad de celdas	60
Capacidad	160 Ah

Tabla 2. 18.- Características de los Cargadores de Baterías de la S/E Selva Alegre.

CARGADOR DE BATERIAS 1	
Marca	AI HOVATH
Voltaje de Entrada	AC 218 V
Voltaje de Salida	DC 125 V
Amperaje de Salida	25 A
Voltímetro	0-150 V DC, Siemens
Amperímetro	0-25 A DC, Siemens
CARGADOR DE BATERIAS 2	
Marca	ASEA
Voltaje de Entrada	AC 218 V
Voltaje de Salida	DC 125 V
Amperaje de Salida	25 A
Voltímetro	0-40 V DC, Siemens
Amperímetro	0-15 A DC, Siemens

2.3 RED DE COMUNICACIÓN

La subestación Selva Alegre de la Empresa Eléctrica Quito dispone de una red de comunicación basada en Ethernet mediante una red LAN (Local Area Network – Red de Área Local) que presenta diversas ventajas en cuanto a rapidez y confiabilidad de comunicación.

2.3.1 RED LAN

En la Red LAN de la S/E Selva Alegre se encuentran conectados los siguientes equipos: RTU, Gateway, Switches, SCADA Local y los IEDS. Esta red se caracteriza principalmente por:

- Tener comunicaciones punto a punto de alta velocidad entre IEDs
- El cableado entre IEDs es mínimo.
- Tener múltiples protocolos sobre la misma red física
- Acceso fácil y confiable de “Datos sobre IP” mediante el uso de switches Ethernet, conversores de medio, servidores seriales y routers diseñados con los mismos estándares.

Los equipos instalados dentro de la red garantizan que no se pierda la información incluso bajo difíciles condiciones EMI (*Electromagnetic Interference*), características avanzadas de administración Ethernet, y protocolos tolerantes a faltas con velocidades menores a 20 mseg, ya que la información de la LAN se utiliza para medir y controlar la operación de la subestación.

En la Figura 2.31 se muestra la configuración en anillo en la que se halla dispuesta la red de comunicación dentro de la subestación, cabe destacar que los IEDs que se interconectan en el anillo corresponden a los de marca Siemens, por las facilidades que presentan en su configuración de control, protección y comunicación, no así los IEDs ABB los cuales se mantienen independientes y tan solo se interconectan a cada

uno de los relés 67 a través de cableado rígido para cumplir con funciones específicas como son: disparos directos hacia los disyuntores y disparos hacia los IEDs 67 para las lógicas de interbloques de operación.

Para la integración de los relés ABB al SCADA, la E.E.Q. tiene previsto en lo posterior adquirir los switch de comunicación que permitan enlazar a la red LAN todos los relés ABB que cumplen con funciones de distancia principal y secundario (21P y 21R), con la finalidad de aplicar en un futuro las funcionalidades de la Norma IEC61850 igual que en los relés SIEMENS.

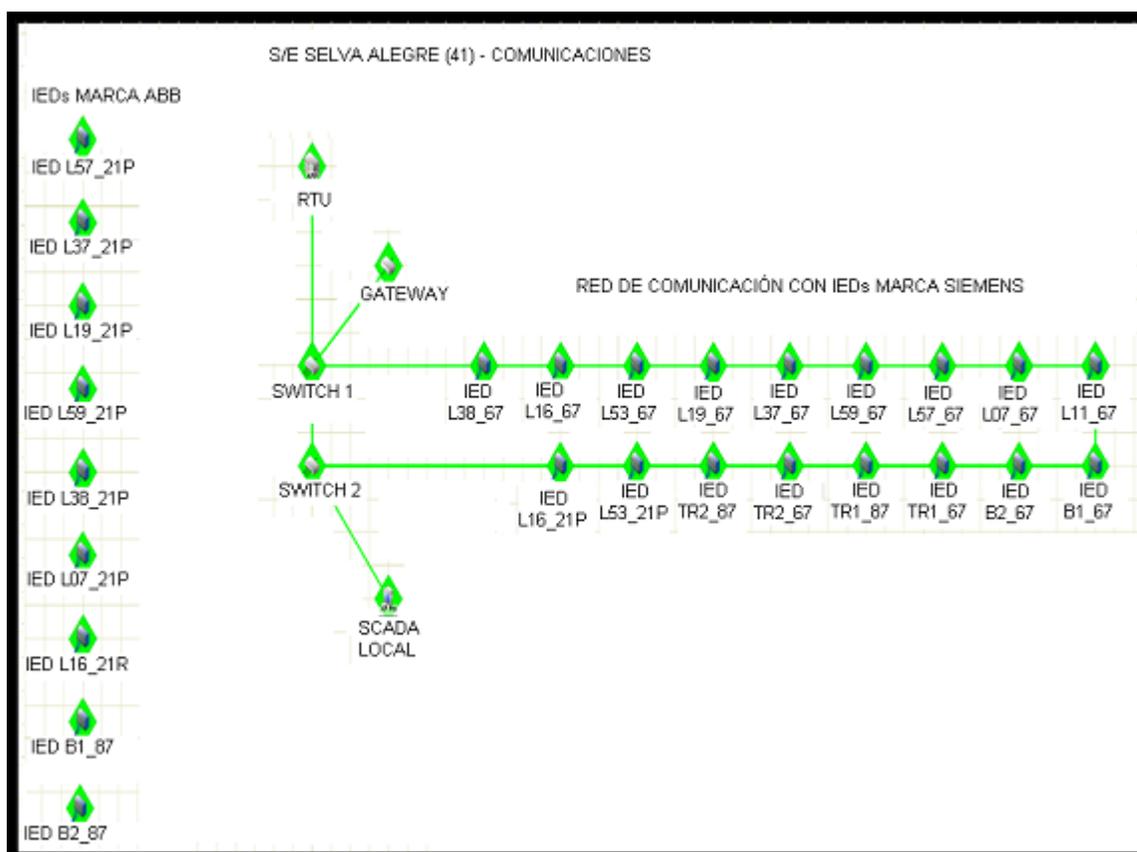


Figura 2. 31.- Red en Anillo Redundante S/E Selva Alegre IEDs SIEMENS.

Para la interconexión entre equipos se utiliza una red de fibra óptica multimodo con terminales ST (redondos) además de conexiones sólidas mediante cable de comunicación UTP con terminales RJ45, los IEDs disponen de las tarjetas de

comunicación que disponen de 4 terminales de conexión para fibra óptica como se muestra en la Figura 2.32.



Figura 2. 32.- Puertos de Fibra Óptica de los IEDs SIEMENS (Vista posterior).

El tipo de fibra óptica multimodo es empleada en redes internas de comunicación de las subestaciones, porque permite que los haces de luz puedan circular por más de un camino o modo, lo que permite que no lleguen todos a la vez, su principal característica es que se las utiliza para distancia menores a 1 km, como es el caso de la S/E Selva Alegre, en la cual, la longitud de las fibras ópticas no sobrepasan los 20 m, y su utilización, en el cuarto de control, es para la intercomunicación de los equipos.

Los conectores utilizados para la conexión de las fibras en los diferentes equipos de la S/E Selva Alegre corresponden a los ST (redondos) y SC (cuadrados), dependiendo de las tarjetas de comunicación que disponen los IEDs SIEMENS. Para el switch Ruggedcom se emplea conectores SC (cuadrados). En la Figura 2,33 se distinguen los dos tipos de conectores empleados en la S/E Selva Alegre.

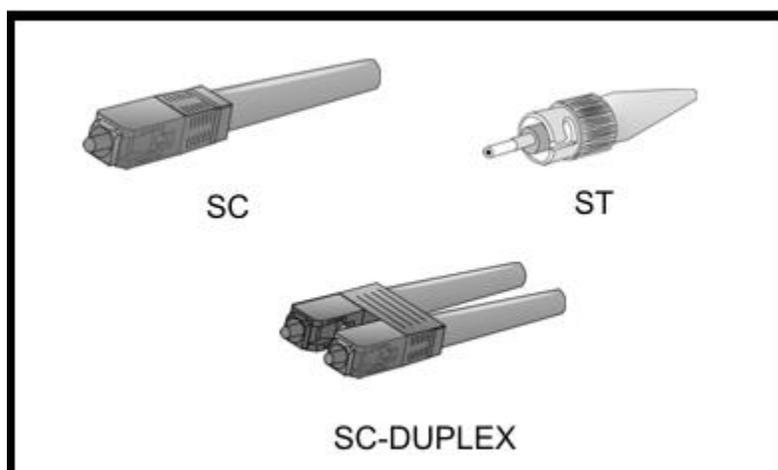


Figura 2. 33.- Tipos de conectores de Fibra Óptica utilizados en la S/E Selva Alegre.

2.3.1.1 Anillo Redundante de fibra óptica

Este anillo es eficiente para soportar las necesidades de concentración de datos en el nivel de Estación (comunicación vertical), conexión entre Bahías (comunicación horizontal) y conexión con los sistemas externos. En las Figuras 2.34 y 2.35 se distinguen las interconexiones de fibra óptica entre los diferentes equipos.



Figura 2. 34.- Vista Frontal Rack S/E Selva Alegre (Gateway, Switches y RTU)

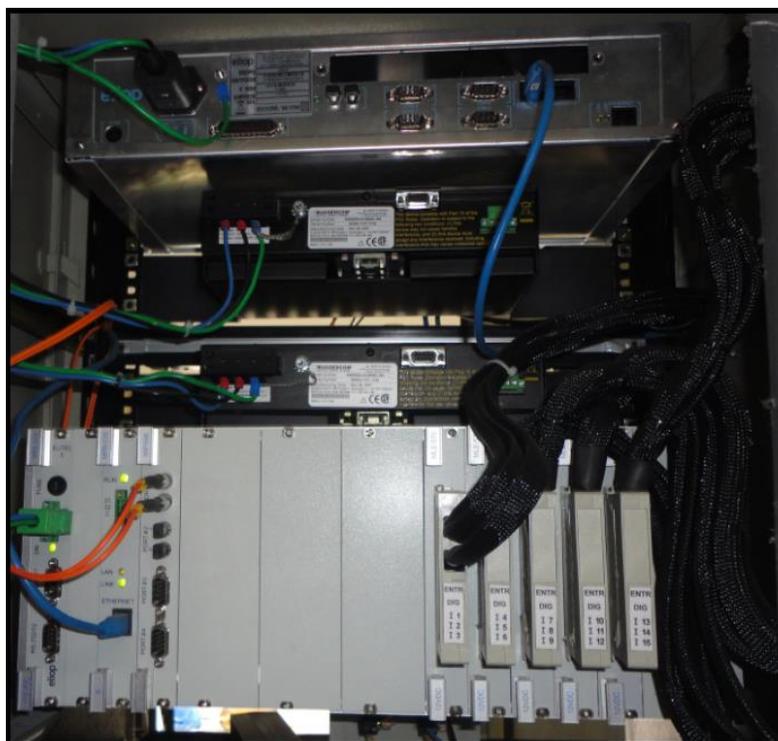


Figura 2. 35.- Vista Posterior Rack S/E Selva Alegre (Gateway, switches y RTU).

2.3.2 ARQUITECTURA DEL SISTEMA SCADA

La S/E Selva Alegre como parte del sistema SCADA de la Empresa Eléctrica Quito se encuentra dentro de la arquitectura de comunicación con el Centro de Control, en la Figura 2.36 se puede apreciar la disposición de los diferentes equipos dentro del centro de mando con sus diferentes redes de comunicación, en donde se distingue que por medio de la red MAN se tiene comunicación directa con la subestación con la RTU ELITEL 5000 en este caso.

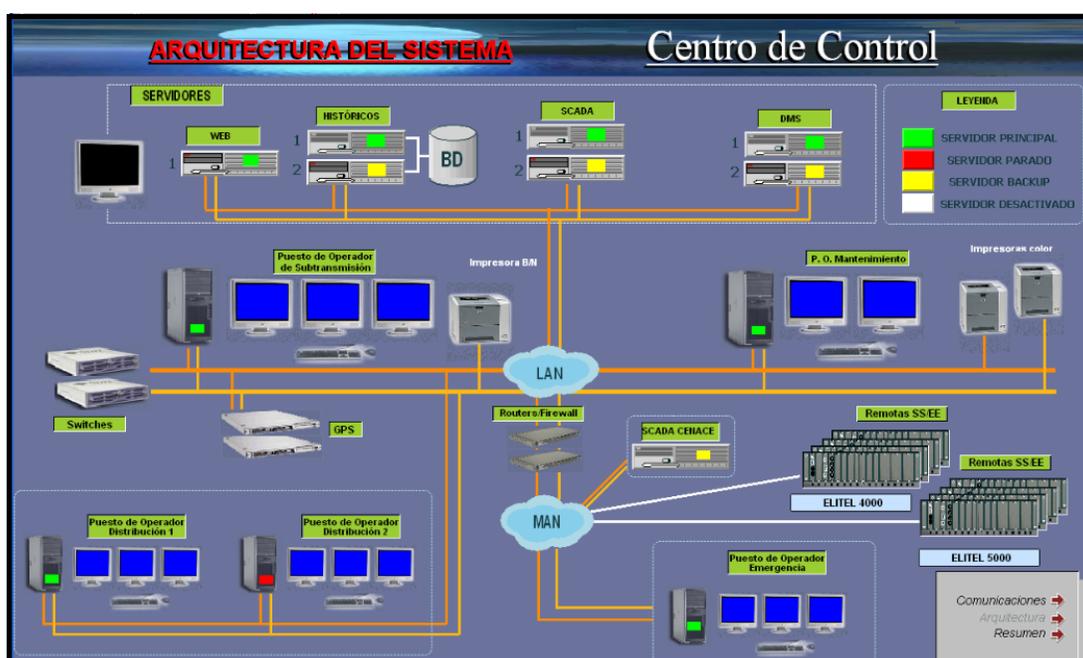


Figura 2. 36.- Arquitectura del Sistema SCADA de la E.E.Q.

2.3.3 INTERFAZ GRÁFICA DEL CENTRO DE CONTROL DE LA E.E.Q.

La operación remota de la Subestación Selva Alegre se la realiza mediante la interfaz gráfica (Figuras 2.37 y 2.38) que se encuentra instalada en los computadores o puestos de administración de redes, puesto del operador de Subtransmisión, donde se puede apreciar un gráfico referido al diagrama unifilar tanto en 138 kV como en 46 kV. Los elementos básicos a ser operados son los Disyuntores.

En el Interfaz Gráfico, se visualizan las siguientes señales:

- Estado de disyuntores o seccionadores (abierto o cerrado)
- Medidas de Potencia Activa y Reactiva con el respectivo sentido de flujo
- Medidas de corriente y voltaje para cada posición
- Identificación en cada posición de: disyuntores, seccionadores y transformadores

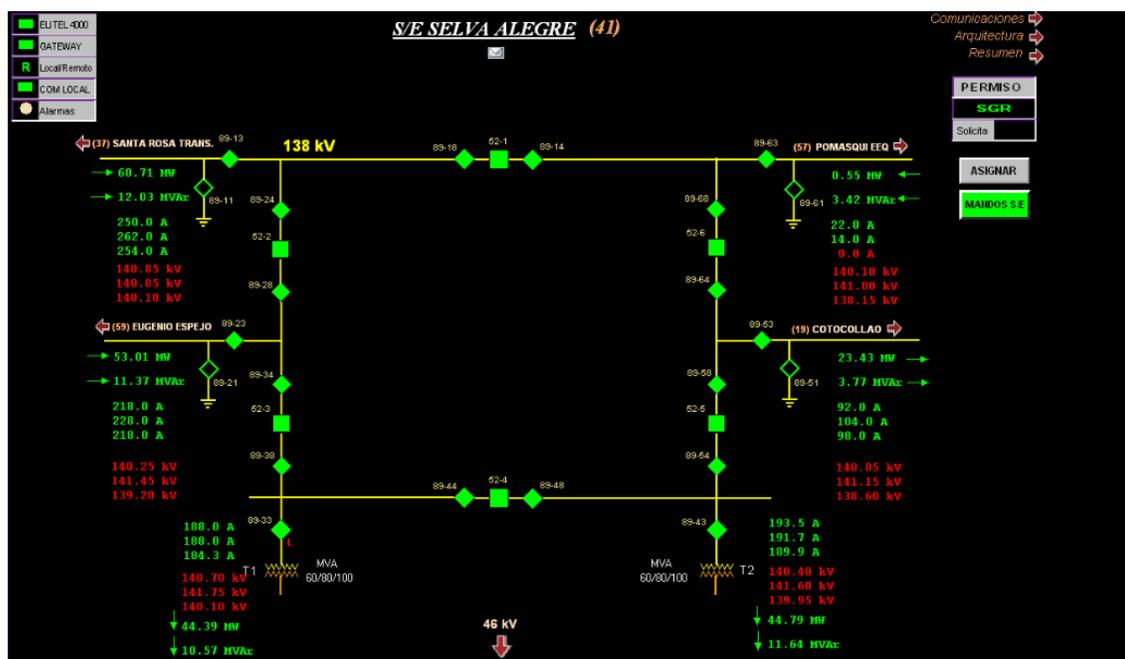


Figura 2. 37.- Interfaz Gráfica del Puesto de Operación del Centro de Control de la E.E.Q. (S/E Selva Alegre, patio 138kV)

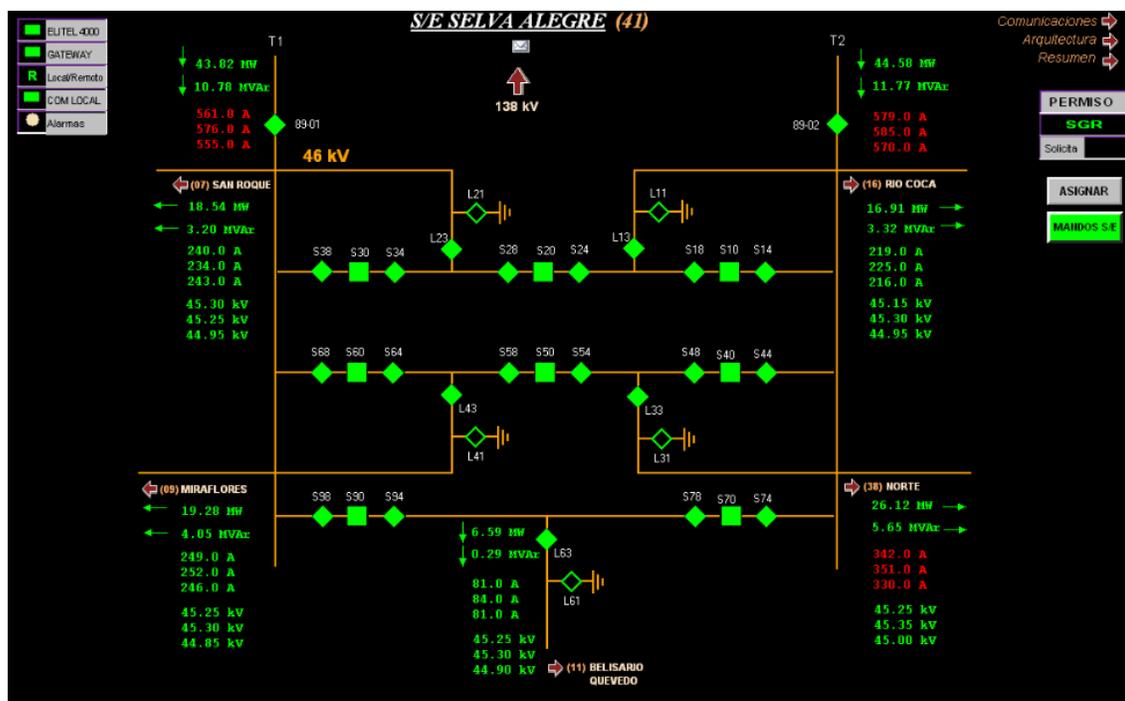


Figura 2. 38.- Interfaz Gráfica del Puesto de Operación del Centro de Control de la E.E.Q. (S/E Selva Alegre, patio 46kV).

CAPITULO 3

ESQUEMA DE CONTROL PROPUESTO PARA LA S/E SELVA ALEGRE IMPLEMENTANDO MENSAJERIA GOOSE

3.1 ANÁLISIS PARA LA APLICACIÓN DE LA NORMA IEC61850

A nivel mundial se encuentra en gran expectativa la aplicación del estándar internacional para automatización de subestaciones IEC61850 el mismo que se encuentra en plena vigencia y que exige requisitos eléctricos de calidad así como plataformas o perfiles de comunicación específicos.

Una de las novedades interesantes de este protocolo es el mecanismo de *comunicaciones horizontales*, mediante modelos de comunicación GSE (Generic Substation Event) y GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) con los cuales existe la posibilidad de un intercambio rápido y fiable de datos de entrada y salida, basado en tecnología de redes de comunicación LAN que han agilitado los procesos de comunicación comparados con el conexionado tradicional.

Como se indicó en el capítulo anterior, en la S/E Selva Alegre se reemplazaron los equipos de protección electromecánicos por IEDs, los cuales además de poseer un hardware y un software que permite la concentración de señales de control y protección, disponen del protocolo de comunicación IEC61850, mismo que fue utilizado para la implementación de la S/E Selva Alegre al SCADA de la E.E.Q.

En base a lo indicado, el objetivo de éste capítulo es realizar la implementación del esquema de control en la S/E Selva Alegre mediante mensajería GOOSE,

considerando que se dispone de la infraestructura necesaria para realizarlo como es el caso de: IEDs con protocolo IEC61850 y red de fibra óptica redundante en anillo.

3.1.1 PROTOCOLO IEC 61850

3.1.1.1 Reseña histórica

La automatización de subestaciones pasó de simplemente cambiar procesos o equipos antiguos con tecnologías modernas a generar verdaderamente una interacción entre dichos procesos y de esta manera generar funciones nuevas que anteriormente habría sido imposible cumplirlas.

Los fabricantes de equipos de protección y control para subestaciones, solían generar funciones y protocolos de comunicación que pese a funcionar de una manera adecuada en cada uno de ellos no permitían o era una situación muy difícil la interoperabilidad con equipos de otros fabricantes, es por esto, que se creó la necesidad de permitir una comunicación abierta entre dispositivos inteligentes IED's así como una estructura independiente del fabricante que permitiera la integración de diversos elementos conjuntamente.

En 1994 la EPRI (Electric Power Research Institute) y la IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) comienzan a trabajar dentro del proyecto UCA (Utility Communications Architecture) en la definición de una arquitectura para el bus de comunicaciones de subestación.

En 1996, el Comité Técnico de la IEC comienza a trabajar con el mismo objetivo en el estándar IEC61850. Ya en 1997, los dos grupos acuerdan trabajar juntos en la consecución de un estándar internacional, cuyo resultado es la actual norma IEC61850, cabe destacar que las casas fabricantes de equipos tuvieron una vital participación en este logro ya que por medio de ellos se pudieron realizar diferentes pruebas piloto.

La primera edición de la norma IEC61850 se completó entre los años 2003 y 2004, formada por 14 partes, todas ellas fueron convirtiéndose en Norma Internacional, desde entonces no ha dejado de enriquecerse con mejoras y correcciones y de crecer en su alcance.

En la Figura 3.1 se muestra el desarrollo en el tiempo de la Norma IEC 61850.

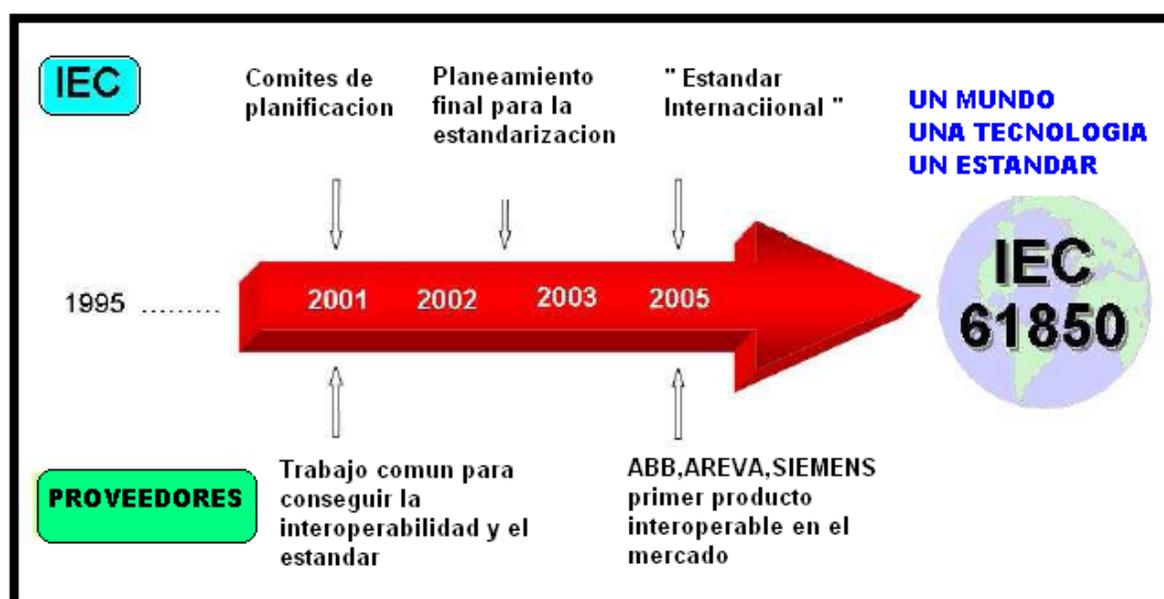


Figura 3. 1.- Desarrollo del Estándar IEC61850.

3.1.1.2 Esquema del Estándar

Este estándar no es únicamente el más avanzado estándar universal de comunicaciones, sino que además es un sistema comprensivo orientado al SAS.

El estándar IEC61850 para redes de comunicación y sistemas de automatización de subestaciones se encuentra compuesto básicamente de las siguientes partes como se detalla en la Figura 3.2.

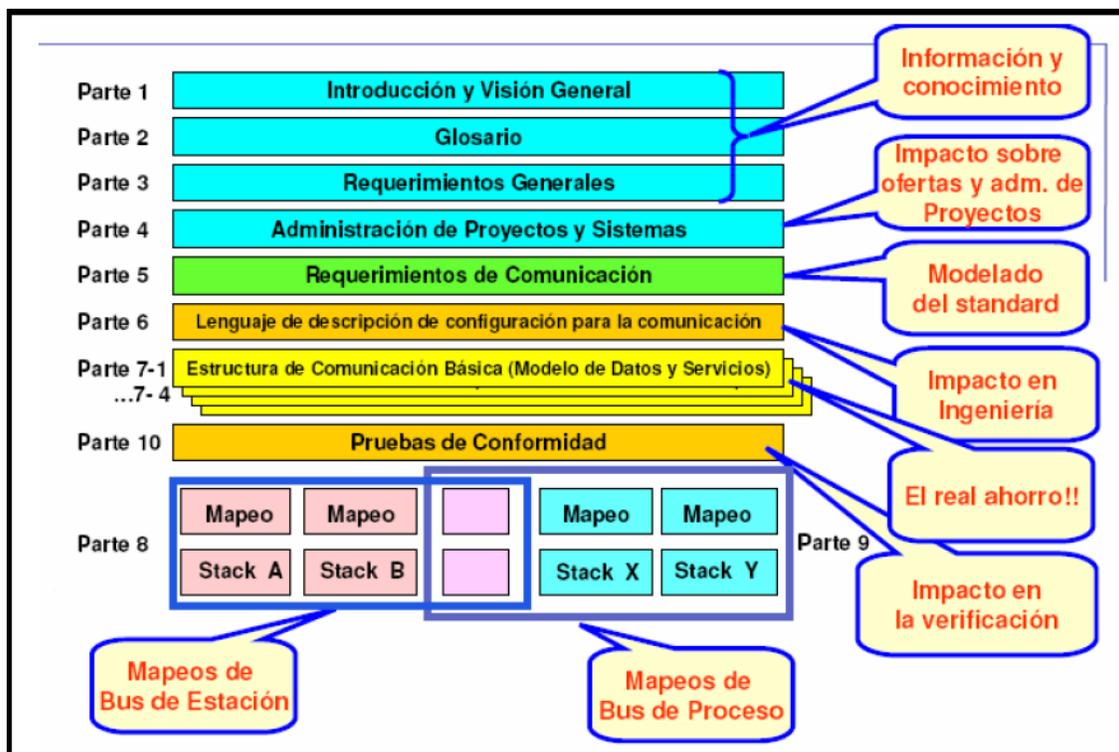


Figura 3. 2.- Estructura de la Norma IEC61850.

3.1.1.2.1. Parte 1: Introducción y revisión (IEC 61850-1).

Se realiza una descripción del avance que ha tenido la norma en el transcurso del tiempo así como conceptos generales que ayudan a tener una visión clara de la misma.

3.1.1.2.2 Parte 2: Glosario (IEC 61850-2).

En esta parte se detallan los diferentes términos que se manejan a lo largo de la norma y que permiten familiarizarse con cada una de las áreas que engloba, tales como automatización de subestaciones, tecnologías de información y comunicación.

3.1.1.2.3 Parte 3: Requerimientos Generales (IEC 61850-3).

Mediante esta parte se pueden verificar necesidades que deben cumplir los dispositivos del SAS y el sistema de comunicación a manejar.

3.1.1.2.4 Parte 4: Manejo del sistema y del proyecto (IEC 61850-4).

De acuerdo a los requerimientos de un SAS se prevé reglas claras que deben cumplir los proveedores de los equipos que conforman el sistema y las comunicaciones

3.1.1.2.5 Parte 5: Requerimientos de comunicación para modelos de funciones y dispositivos (IEC 61850-5).

La tecnología que haya sido aplicada está en estrecha relación con el tipo de comunicación a ser implementada, es por esto que se deben definir las funciones a cumplir en el sistema

3.1.1.2.6 Parte 6: Descripción del lenguaje de comunicación para subestaciones eléctricas relacionadas con IED's (IEC 61850-6).

Se define el lenguaje de comunicación de subestación SCL (Substation Configuration Language) con el objeto de estandarizar y permitir la comprensión de un único idioma entre los dispositivos de diferentes proveedores así como de las herramientas de ingeniería dedicadas.

3.1.1.2.7 Parte 7: Estructura de comunicación básica para comunicaciones y equipos de alimentación (IEC 61850-7-1-2-3-4).

Se realiza una introducción a los principios de modelamiento orientado a datos y servicios en las subestaciones necesarios, de acuerdo a los requerimientos estipulados en la parte 5 de esta norma

3.1.1.2.8 Parte 8: Mapeo del servicio específico de comunicación (SCSM) (IEC 61850-8-1).

Mapeo de MMS (ISO/IEC 9506 Parte 1 y Parte 2) y de ISO/IEC 8802-3. El modelo abstracto de datos y servicios tiene que ser realizado por el nivel de aplicación de la pila de comunicación. La parte 8-1 especifica el mapeo de los servicios comunes entre el cliente (HMI en la mayoría) y el servidor (IED) y de la comunicación de los Eventos en la Subestación Orientados a Objetos Genéricos (GOOSE) entre dispositivos (IED's).

3.1.1.2.9 Parte 9.1: Mapeo del servicio específico de comunicación (SCSM) (IEC 61850-9-1).

Valores muestreados a través del enlace serial unidireccional, multipunto y punto a punto. La parte 9-1 especifica el mapeo de muestras analógicas a través del enlace serial unidireccional, multipunto, punto a punto (comunicación serial entre transductores de voltaje o corriente y unidades de bahía, por ejemplo, para tareas de protección).

3.1.1.2.10 Parte 9.2: Mapeo del servicio específico de comunicación (SCSM) (IEC 61850-9-2)

Valores muestreados a través del ISO/IEC 8802-3. La parte 9-2 especifica el mapeo de muestras analógicas a través del enlace serial, tipo bus, bi-direccional. Como un adicional a la parte 8-1, esto permite el uso múltiple de los datos, el cambio de

parámetros de los transductores electrónicos y la transmisión de la supervisión de los datos y comandos.

3.1.1.2.11 Parte 10: Pruebas de conformidad (IEC 61850-10)

De acuerdo al estándar global IEC61850, para garantizar la interoperabilidad entre todos los proveedores y para minimizar los riesgos en la integración de sistemas, el estándar tiene que ser probado de la misma manera en todo el mundo. Por esto, las pruebas de conformidad están estandarizadas en la parte 10.

3.1.1.3 Objetivos de la Norma

- *Permitir conectar dispositivos de diferentes fabricantes.*

La interoperabilidad entre dispositivos de diferentes fabricantes, implica el correcto intercambio de información y realización de funciones en común entre dos o más dispositivos, los que deben estar conectados a una misma red con un mismo protocolo.

- *Validez para las instalaciones presentes y futuras.*

Implica que en el caso de existir cambios tanto en estructura como en equipos se tiene la facilidad de que estas nuevas herramientas puedan ser reconocidas por el sistema.

- *Flexibilidad ante las diferentes arquitecturas de los Sistemas de Automatización.*

Asignación de funciones a dispositivos inteligentes que soporten cualquier arquitectura de automatización así como diferentes enfoques de integración.

- *Capacidad de combinar las tecnologías de comunicación presentes y futuras con las aplicaciones existentes, garantizando su estabilidad a largo plazo.*

Esta Norma separa las aplicaciones de las tecnologías de comunicaciones con lo que se permite actualizar dichas tecnologías manteniendo la información.

- *Reducción de plazos y costes del proceso de ingeniería y puesta en marcha de las subestaciones*

A manejarse un solo lenguaje de configuración denominado SCL (Substation Configuration Lenguaje) se facilita el proceso de comunicación e interacción haciendo más eficiente al mantenimiento del sistema.

3.1.2 COMUNICACIONES HORIZONTALES

En la arquitectura que se manejaba anteriormente, maestro (Unidad Central de Subestación)/esclavo (equipos de posición IEDs), la unidad central interroga de manera cíclica a los equipos para obtener información para el control de la subestación, así como enviarla al despacho de telecontrol.

El nuevo modelo de arquitectura IEC61850 se basa en comunicaciones sobre redes Ethernet y los modelos son del tipo cliente servidor, permitiendo además las comunicaciones horizontales entre equipos IEDs. De esta manera podemos visualizar mediante la Figura 3.3 la estructura a la que se hace referencia.

La posibilidad de comunicación horizontal entre los diferentes dispositivos de protección y control del nivel de bahía es uno de los servicios que representan una mayor diferencia respecto de los tradicionales sistemas de control basados en un modelo maestro/esclavo, en los que un equipo realiza las funciones de concentrador

de la información de todas las posiciones y los equipos situados a nivel de cada posición no disponen de conexión a través de un bus de comunicaciones entre ellos.

Los servicios de comunicación horizontal o mensajes GOOSE, proporcionan un sistema rápido y fiable de intercambio de valores de entrada y salida a través del sistema. El objetivo fundamental de este servicio es la supresión del tradicional cableado físico entre equipos, permitiendo así una reducción de los costes de la instalación e ingeniería.

Es necesario aclarar que el estándar IEC61850 define dos tipos de mensajes asociados a las comunicaciones horizontales: los mensajes GOOSE y los mensajes GSSE (Generic Substation Status Event).

Los mensajes GOOSE permiten el intercambio de cualquier tipo de información, digital o analógica, mientras que los mensajes GSSE definen un intercambio de información de estados digitales (parejas de bits) y se han definido para mantener compatibilidad con los mensajes definidos en la arquitectura UCA.

Por lo tanto debe tenerse en cuenta que los mensajes que la arquitectura UCA define como GOOSE, en el ámbito de la IEC61850, se denominan mensajes GSSE.

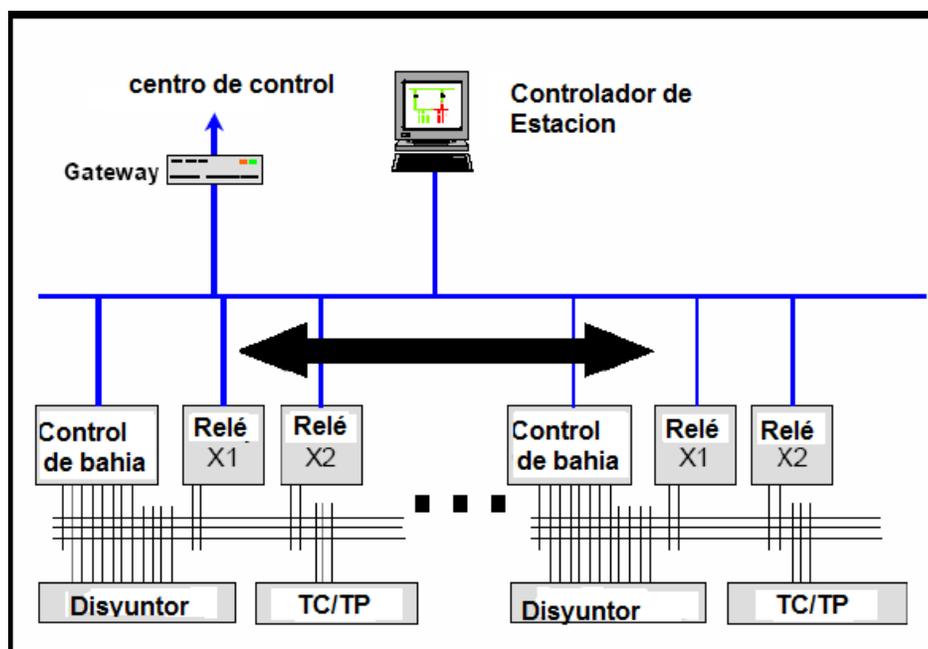


Figura 3. 3.- Diagrama esquemático de Comunicaciones Horizontales.

3.1.2.1 Mensajería GOOSE

GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) es un servicio de comunicación que ofrece la norma IEC61850 por medio del cual se realiza la transferencia rápida de eventos dentro de la red LAN implementada en una subestación eléctrica

Se puede definir a GOOSE de la siguiente manera:

Generic: permite cualquier tipo de información, es decir ya sea análoga o digital.

Object Oriented: modelamiento de datos basado en objetos

Substation: todos los objetos de la subestación pueden verificar la información

Event: interacción de eventos

Entre las características principales de GOOSE se tiene:

- Cada equipo puede transmitir un mensaje GOOSE
- Cada mensaje pueden contener hasta 96 pares de bits
- Estos mensajes tiene un tratamiento prioritario
- Existen estrategias de repetición de mensajes para garantizar la llegada a su destino
- A través de ellos se puede realizar intercambio rápido de datos.
- Pueden ser utilizados para intercambio de datos de protección y control.
- Son publicados en una red multicast y son difundidos a múltiples destinos simultáneamente.
- Son publicados periódicamente, con un máximo tiempo de transmisión (60s, 10s, 1s) bajo condiciones normales.
- Cuando ocurre un evento, el mensaje actualizado es enviado múltiples veces, siguiendo un patrón, hasta que se alcanza el tiempo máximo de transmisión.

Como se mencionó los mensajes GOOSE están basados en el modelamiento genérico de datos de los elementos constitutivos de la subestación eléctrica con la finalidad de que cada procesador inteligente (IED) parte del sistema de automatización pueda generar, compartir y comprender cualquier información referente a estos elementos dentro del sistema. Estos modelos se encuentran definidos mediante el documento GOMSFE (Generic Object Models for Substation and Feeder Equipment), como ejemplo se tienen modelos de:

- Unidad terminal Remota
- Controlador de Interruptor
- Controlador de Seccionador
- Controlador de Banco de condensadores

En la tecnología GOOSE, los mensajes están pensados para pasar información crítica entre IEDs dentro de la subestación, lo que antes se realizaba con cableado tradicional con cobre, ahora se lo puede hacer mediante mensajes GOOSE, básicamente son usados para transmitir eventos entre IEDs en una subestación en forma de punto a punto. La velocidad de transmisión de los mensajes es primordial, esta velocidad se define a través de un perfil de mapeado específico.

La principal ventaja que tiene la comunicación horizontal a través de mensajería GOOSE es que todos los equipos pueden comunicarse independientemente de un maestro. Un ejemplo son los enclavamientos de una subestación, en los cuales los equipos de control intercambian información como: estados de disyuntores y seccionadores, alarmas, señales de disparo por protecciones, etc. En la Figura 3.4 se esquematiza la transmisión de eventos a través de una comunicación horizontal.

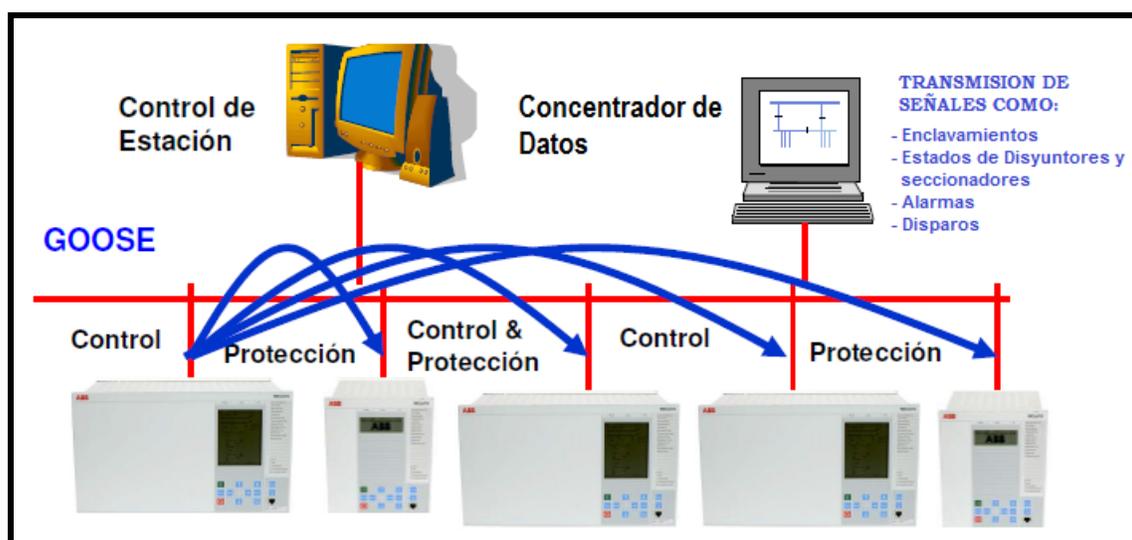


Figura 3. 4.- Transmisión de señales a través de una comunicación horizontal.

El modelo para el servicio de mensajes GOOSE es del tipo publicadores suscriptores, es decir, los mensajes se difunden en la red (multicast) por parte de los publicadores y los IEDs que lo necesitan se suscriben para recibir los mensajes. Para garantizar que la información sea recibida por los suscriptores, se prevén mecanismos de reintentos durante la transmisión de señales.

Los mensajes GOOSE pueden estar conformados por diferentes tipos de datos, el interfaz a través del cual fluyen los datos o mensajes se denominan Nodos Lógicos.

3.1.2.2 Nodo Lógico

Un Nodo Lógico es considerado como un recipiente en el que se reúnen todos los datos que se intercambian entre IEDs. Los IEDs numéricos con protocolo de comunicación IEC61850 poseen funciones específicas a través de las cuales se realiza el intercambio de información con otros equipos o IEDs integrados en un sistema. Las funciones están conformadas por Nodos Lógicos y en los Nodos Lógicos se agrupan todos los datos suministrados por las funciones. En la Figura 3.5 se observa la estructura de un IED con Nodos Lógicos.

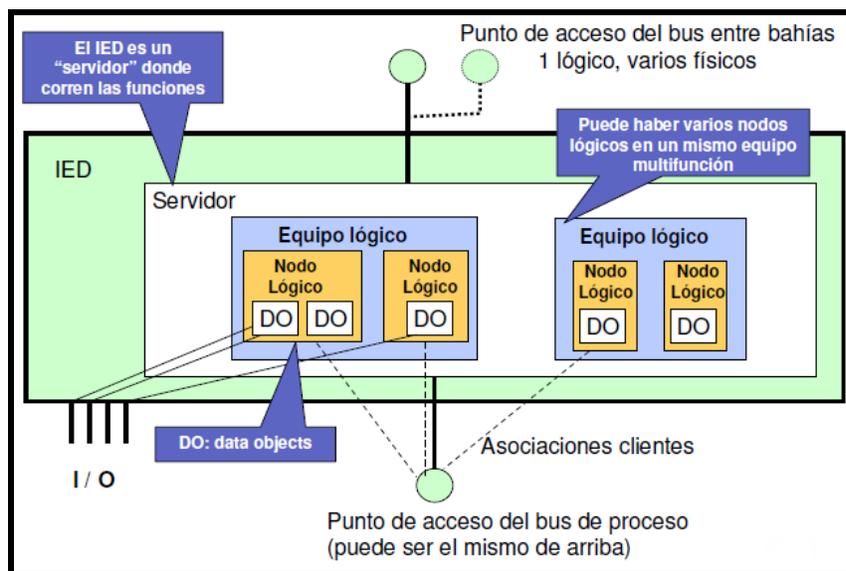


Figura 3. 5.- Estructura de un IED con Nodos Lógicos.

En esta Figura se observa que un IED puede estar conformado por varias funciones lógicas (equipo lógico) como son Control, Protección y Medición, estas funciones se identifican en la Norma IEC61850 como: CTRL, PROTEC y MEAS respectivamente.

En cada función se agrupan los Nodos Lógicos, y en los Nodos Lógicos se agrupan los Datos de Objetos (DO), estos objetos pueden ser intercambiados a través del bus de proceso (red en anillo de fibra óptica), entre varios IEDs.

Un nodo lógico puede ser visto como la ventana hacia el mundo exterior de una función, cabe indicar que la norma define los nodos no las funciones, las funciones dependen de la especificación del equipo. La Norma ha definido un listado de Nodos Lógicos (Tabla 3.1), con los cuales se pueden estructurar nuevos Nodos Lógicos.

Tabla 3. 1.- Nodos Lógicos definidos en la Norma IEC61850.

Denominación	Grupos de Nodos Lógicos
A	Control Automático
C	Control
G	Genéricos
I	Interfaz y Archivo
L	LNs (Nodos Lógicos) del sistema
M	Medidas
P	Protección
R	Relacionado con protección
S	Sensores y monitorización
T	Transformador de Medida
X	Disyuntor
Y	Tranformadores de potencia
Z	Otros equipos del sistema eléctrico

La estructuración de nuevos Nodos Lógicos no es más que el agrupamiento de la denominación del NL definido en la Norma con la designación del equipo al que se hace referencia. Ejemplo:

PDIF: Protección Diferencial

En este ejemplo el agrupamiento corresponde a la primera letra P que de acuerdo a la Norma corresponde a la Función de Protección asociado al tipo de función que corresponde a la diferencial.

A continuación se presentan otros ejemplos de Nodos Lógicos estructurados.

RBRF: Falla de interruptor

XCBR: Disyuntor

CSWI: Control de Switch

MMXU: Unidad de Medida

YPTR: Transformador de Potencia

En la Figura 3.6 se muestra un ejemplo de asignación de Nodos Lógicos a equipos (IEDs).

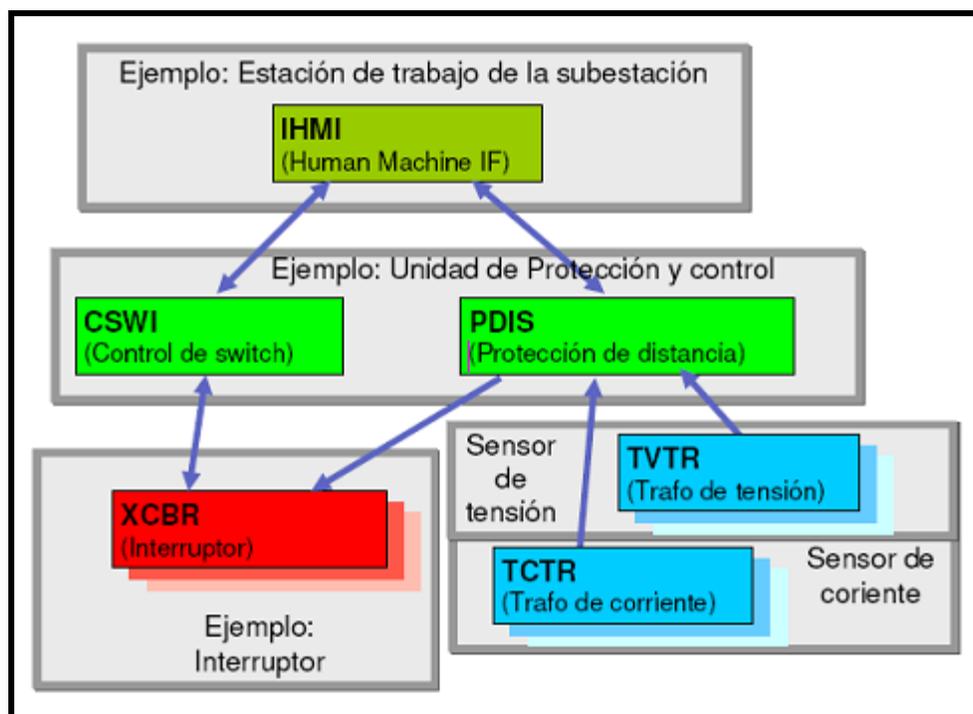


Figura 3. 6.- Ejemplo de asignación de Nodos Lógicos a equipos (IEDs).

3.1.2.3 Ejemplo de aplicación de Mensajería GOOSE.

En este ejemplo se explica la comunicación entre IEDs mediante la transmisión de señales a través de mensajería GOOSE.

En la Figura 3.7 se muestra un esquema de Barra Simple, con un alimentador y dos salidas, aquí se encuentran asociados a cada posición un relé de protección y control, los cuales están conectados a una red de fibra óptica con protocolo de comunicación IEC61850.

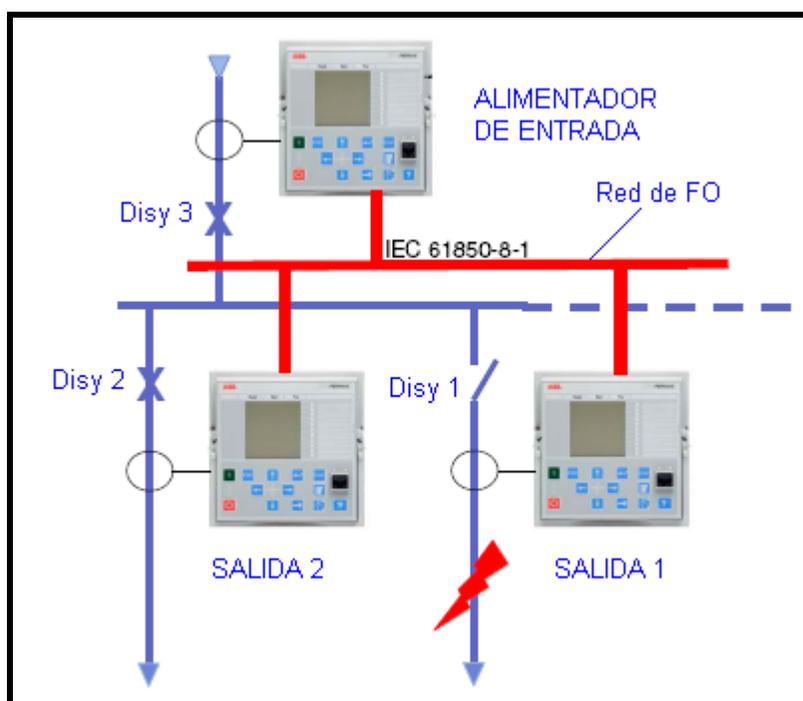


Figura 3. 7.- Ejemplo de aplicación de mensajería GOOSE.

- Se detecta una falla en la salida 1.
- El IED de la salida 1 envía a través de mensajes GOOSE información de la falla al IED del alimentador de entrada.
- A la vez el alimentador conoce el estado de los Disyuntores 1 y 2, por las señales de estados enviadas por mensajes GOOSE.

- Con esta información el IED 3 (DisY 3) bloquea el disparo a los Disyuntores 2 y 3, puesto que conoce que la falla ha sido despejada por el Disyuntor 1, al verificar la apertura del mismo.

3.2 MODIFICACIÓN DE LOS DIAGRAMAS DE CONEXIÓN DE LOS IEDs DE LA S/E SELVA ALEGRE.

Como se mencionó en el Capítulo 2, debido a la automatización e integración al SCADA de la subestación Selva Alegre, el sistema de control y protección fue integrado mediante IEDs.

La configuración del esquema de control de un IED o Controlador de Bahía, está basada en varios aspectos como son: la topología de la subestación, las condiciones de operación de la subestación, las características y funciones de los equipos de patio, las protecciones y enclavamientos, así como el Hardware y Software que disponen los IEDs. Hardware en cuanto a la disponibilidad de entradas y salidas binarias y Software en cuanto a la capacidad y funciones de control. Cabe mencionar que debido a las funciones que realizan estos equipos en una subestación, se han convertido en los más importantes del sistema de control, ya que en ellos se concentra la operación de toda la subestación.

Para la subestación Selva Alegre los equipos que realizan las funciones de control en cada posición o bahía corresponden a los relés de protección de sobrecorriente (67), marca SIEMENS, tipo 7SJ645, este equipo dispone de 33 entradas binarias y 19 salidas binarias, (en el Capítulo 2, punto 2.2.2.2.1, se detallan las características de éste IED).

En las entradas binarias se conectan las señales de estados de los equipos de patio (disyuntores y seccionadores), alarmas de fallas y disparos de protecciones, estas señales son procesadas internamente en los IEDs mediante la configuración de

lógicas de control, cuyos resultados se asignan a las salidas binarias para operación de disyuntores y seccionadores (apertura y cierre), o para enviar señales de alarmas a otros IEDs. En la Figura 3.8 se muestra un diagrama esquemático de la configuración de entradas y salidas binarias mediante procesamiento interno con lógicas de control.

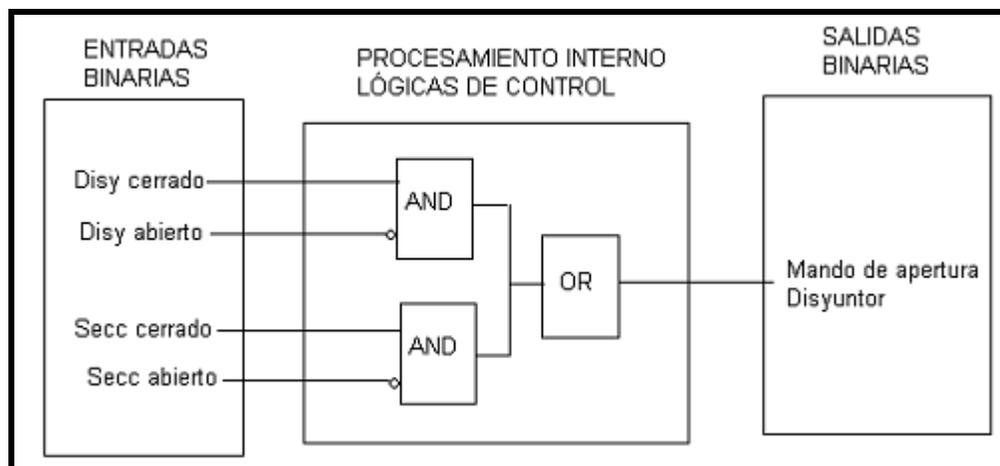


Figura 3. 8.- Diagrama esquemático de configuración de entradas y salidas binarias de los IEDs, mediante procesamiento interno con lógicas de control.

En este esquema se visualiza que en las entradas binarias se conectan los estados del disyuntor y seccionador, estas entradas se convierten en condiciones para la configuración de las lógicas de control, obteniéndose como resultado en la salida binaria el mando de apertura del disyuntor.

La modificación de los diagramas de conexión de los IEDs de la S/E Selva Alegre es planteada en base a la posibilidad de implementar mensajería GOOSE en la subestación, por lo tanto para la modificación de los diagramas, primeramente se analizará la filosofía del esquema de control implementado en los IEDs y en la subestación para luego determinar las señales que pueden ser configuradas mediante mensajería GOOSE.

3.2.1 FILOSOFÍA DEL ESQUEMA DE CONTROL IMPLEMENTADO EN LA S/E SELVA ALEGRE.

La S/E Selva Alegre como se mencionó en el capítulo anterior está conformada por dos patios, el de 138kV con topología anillo y el de 46kV con topología disyuntor y medio. Estas dos topologías funcionan de forma similar, ya que cada posición (líneas y transformadores) está conformada por dos disyuntores, y cada disyuntor es compartido. Las barras que forman parte del patio de 46kV están conformadas por tres disyuntores, y cada uno de ellos es compartido con otras posiciones.

En las Figuras 3.9 y 3.10 se puede observar cada una de las posiciones con sus respectivos disyuntores e IEDs.

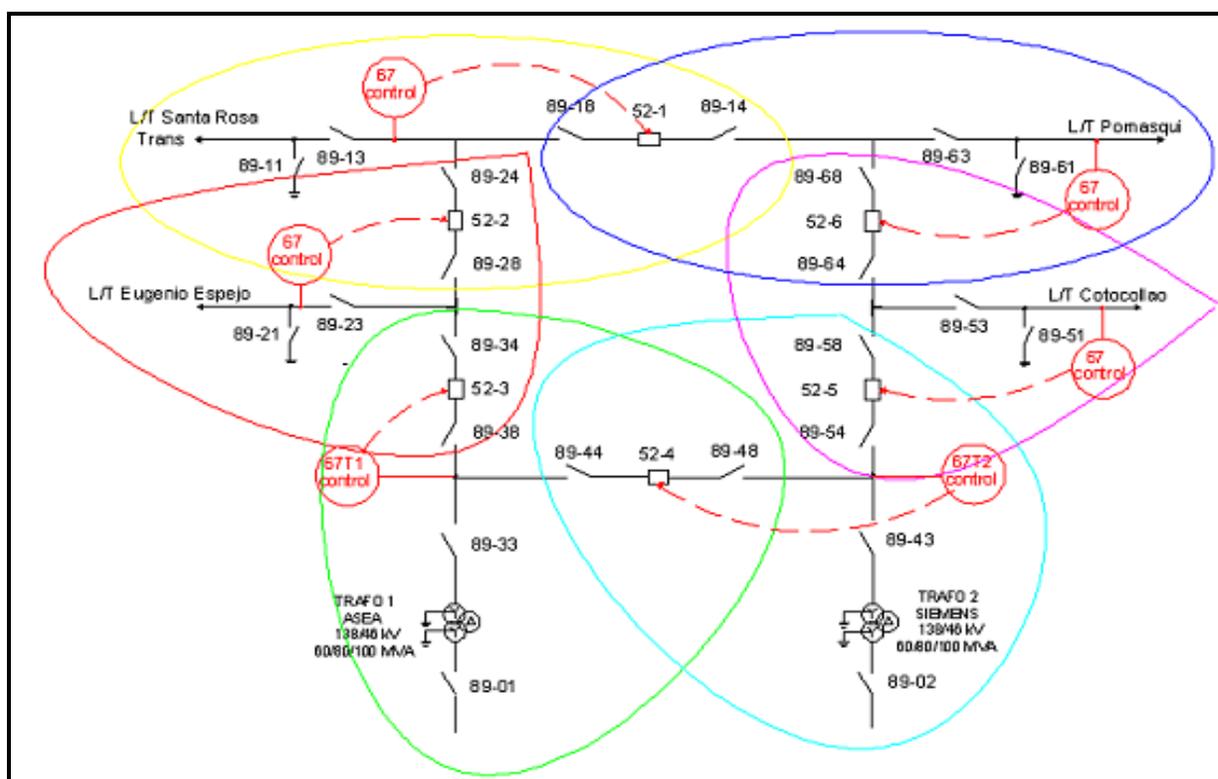


Figura 3. 9.- Esquema anillo, patio de 138kV de la S/E Selva Alegre.

En el esquema de 138kV (Figura 3.9) se visualiza claramente como cada posición está conformada por dos disyuntores y como cada uno de los disyuntores es

compartido por la posición adyacente. Ejemplo, para el caso de la L/T Santa Rosa Transelectric, está conformada por los disyuntores 52-1 y 52-2, los cuales son compartidos con la L/T Pomasqui el 52-1 y con la L/T Eugenio Espejo el 52-2.

De igual manera se visualiza la distribución de los IEDs, observándose que cada posición tiene un IED y cada IED controla un disyuntor. Esta distribución es realizada debido a la limitación de las funciones de control que poseen los IED como son: Falla de Breaker (50BF) y Supervisión del Circuito de Disparo (74), las cuales se pueden aplicar para un solo disyuntor, a esto se suma la limitada cantidad de entradas y salidas binarias.

En base a esto, el esquema de control de cada IED, tiene asignado a uno de los disyuntores como principal y al otro como respaldo, de modo que, para el disyuntor principal se realizan las funciones 50BF y 74 mientras que para el secundario lo realiza el siguiente IED. Así se tiene para el IED de la L/T Santa Rosa Transelectric el disyuntor principal es el 52-1, y el secundario es el 52-2 el cual se convierte en principal para el IED de la L/T Eugenio Espejo.

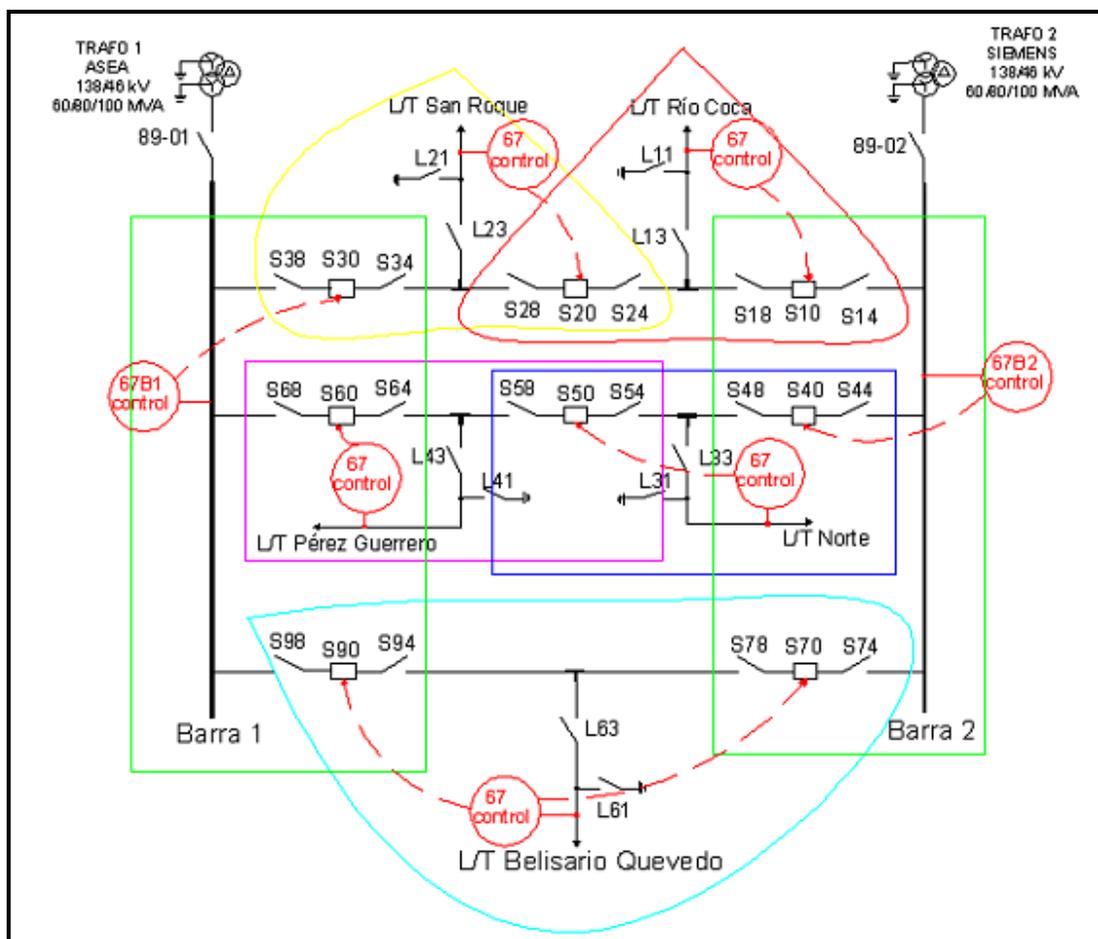


Figura 3. 10.- Esquema disyuntor y medio, patio de 46kV de la S/E Selva Alegre.

Para el caso del patio de 46kV (Figura 3.10) la filosofía del esquema de control aplicado a las líneas es similar al del patio de 138kV, excepto la L/T Belisario Quevedo y las Barras. En el caso de la L/T Belisario Quevedo, los dos disyuntores que la conforman son principales para el IED, y en el caso de las barras, existen tres disyuntores que las conforman de los cuales uno de ellos es asignado como principal en el IED. Ejemplo el caso de la Barra 1, que está conformada por los disyuntores S30, S60 y S90, siendo el disyuntor principal el S30.

En la Tabla 3.2 se detalla la conformación de disyuntores de cada posición del patio de 138kV y del patio de 46kV.

Tabla 3. 2.- Conformación de las posiciones o bahías de la S/E Selva Alegre.

IED de cada Posición	Disyuntor Principal	Disyuntor Secundario
PATIO DE 138kV		
IED - L/T Santa Rosa Trans.	52-1	52-2
IED - L/T Eugenio Espejo	52-2	52-3
IED - Transformador 1	52-3	52-4
IED - Transformador 2	52-4	52-5
IED - L/T Cotocollao	52-5	52-6
IED - L/T Pomasqui	52-6	52-1
PATIO DE 46kV		
IED - L/T Rio Coca	S10	S20
IED - L/T San Roque	S20	S30
IED - Barra 1	S30	S60 y S90
IED - L/T Pérez Guerrero	S60	S50
IED - L/T Norte	S50	S40
IED - Barra 2	S40	S10 y S70
IED - L/T Belisario Quevedo	S70 y S90	NA

Cabe indicar que en cada IED se encuentran conectadas las señales de los disyuntores que conforman una posición o bahía, puesto que el esquema de control está vinculado al esquema de protección ya que ante fallas en alguno de los elementos (líneas, transformadores o barras) o en caso de mantenimiento, deben desconectarse los disyuntores asociados a cada posición.

Ejemplo en la L/T Santa Rosa Transelectric, los disyuntores vinculados son el 52-1 y 52-2, por lo tanto las señales de los dos disyuntores están conectadas en el IED.

3.2.1.1 Conexión de señales en los IEDs de la S/E Selva Alegre.

Las señales conectadas en los IEDs están definidas en base a las condiciones de operación de la subestación como son:

- apertura y cierre de los disyuntores y seccionadores,
- interbloqueos y esquemas de protección,

De igual manera dependen de las características de los equipos de patio, por ejemplo si el disyuntor es aislado en SF6, vacío o aceite, si tiene las señales de resorte y de Local/Remoto, en el caso de los seccionadores si son equipos motorizados o manuales.

En base a lo indicado, se procederá a detallar las condiciones de operación de la S/E Selva Alegre, mediante la representación de diagramas de flujo.

Es necesario considerar que, en la topología de la S/E Selva Alegre todas las posiciones manejan el mismo criterio, por lo tanto para realizar esta descripción se tomará como ejemplo a una de las líneas, en este caso la L/T Santa Rosa Transelectric (Figura 3.11).

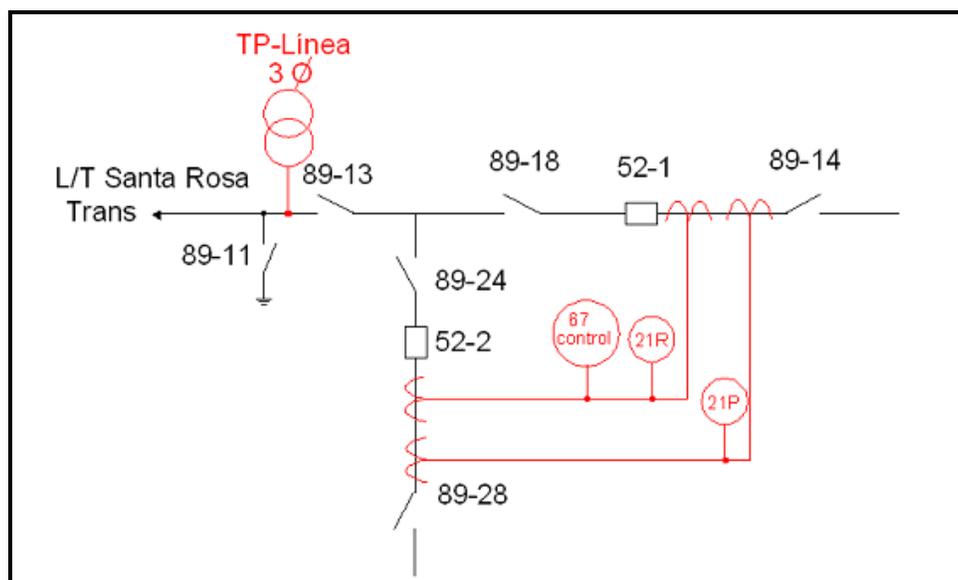


Figura 3. 11.- Diagrama Unifilar de la bahía de la L/T Santa Rosa Transelectric.

En la Figura 3.11 se visualiza a los equipos que conforman la bahía de la línea, aquí se observa que está conformada por los disyuntores 52-1 y 52-2, estos disyuntores se caracterizan por ser automáticos y aislados en SF6 (como se explicó en el Capítulo 2, párrafo 2.2.1.1).

Cada uno de los disyuntores se complementa con seccionadores adyacentes, como son el 89-14 y 89-18 para el disyuntor 52-1 y los seccionadores 89-24 y 89-28 para el disyuntor 52-2. Estos seccionadores se caracterizan por ser del tipo manual.

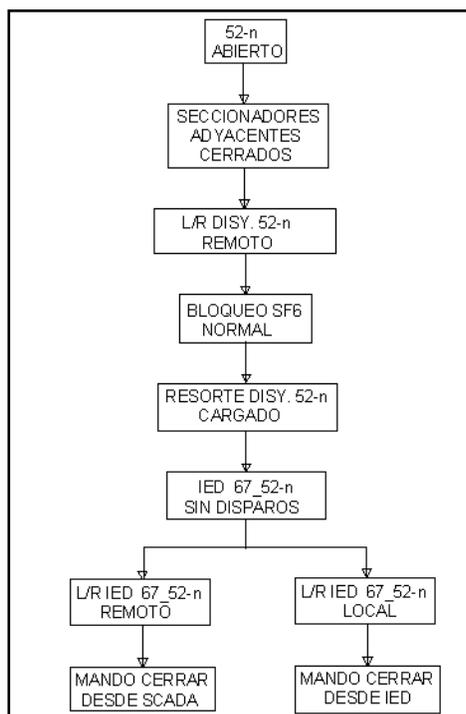
Adicionalmente la salida de la línea está conformada por un seccionador de línea (89-13) y un seccionador de puesta a tierra (89-11), éstos seccionadores permiten aislar totalmente la bahía cuando se requiera realizar mantenimiento de alguno de los equipos, y de esta forma resguardar la integridad de los trabajadores. Cabe mencionar que para el caso de las líneas de 138 kV de la S/E Selva Alegre los seccionadores de línea son del tipo motorizados.

En base a las condiciones y características mencionadas se detallan a continuación, en Diagramas de Flujo, las condiciones de operación de la bahía.

3.2.1.1.1 Diagramas de Flujo de las Condiciones de Operación de la L/T Santa Rosa Transelectric.

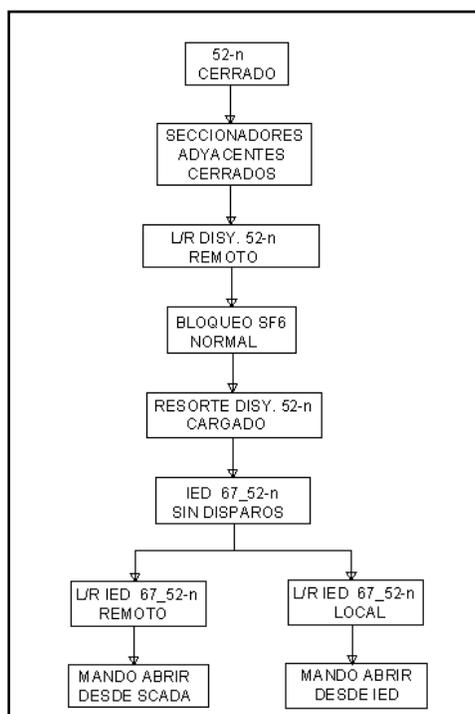
A través de las condiciones de operación expresadas en diagramas de flujo se puede verificar el funcionamiento de cada uno de los equipos involucrados en el control de la Subestación Selva Alegre tanto para el patio de 138 kV como para el de 46 kV, los diagramas que a continuación se muestran son de carácter general

- **Operación de cierre de un disyuntor**

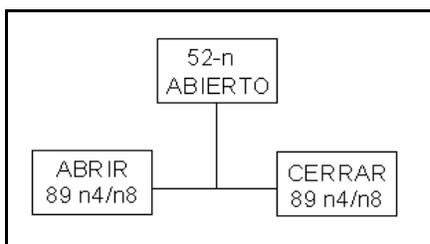


*Cabe indicar que la función de SINCRONISMO no se encuentra implementada en los IEDs ya que el sistema es único en el caso líneas de transmisión, por lo que no se hace necesario su verificación; es así que los equipos antiguos de comprobación de sincronismo (25) fueron eliminados

- **Operación apertura de un disyuntor**



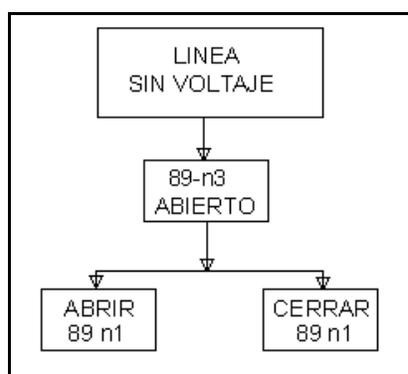
- **Condicion de Operación de seccionadores**



- **Condiciones de operación de seccionadores de linea**



- **Condiciones de operación de seccionadores de puesta a tierra**



Las condiciones de operación de la S/E Selva Alegre son el fundamento para la definición de las entradas y salidas binarias que se requieren configurar en cada uno de los IEDs que realizan el control. A continuación se detallan las señales binarias conectadas en el IED de la L/T Santa Rosa Transelectric, teniendo en cuenta que el mismo criterio es aplicado en las demás posiciones de la subestación.

3.2.1.1.2 Señales binarias conectadas en el IED de la L/T Santa Rosa Transelectric.

En el ANEXO 2 se presentan los diagramas de conexión de los IEDs 67 de todas las posiciones de la S/E Selva Alegre. Considerando el ejemplo de la L/T Santa Rosa Transelectric, en este diagrama se observa que el IED está conformado por entradas análogas, entradas binarias y salidas binarias.

Entradas Análogas.- las entradas análogas corresponden a las señales de corriente y voltaje de la bahía.

Las corrientes son tomadas de los juegos de TCs que se encuentran a cada lado de los disyuntores (como se explicó en el Capítulo 2, párrafo 2.2.1.3). Para la L/T Santa Rosa Transelectric, los juegos de TCs del disyuntor 52-1 son conectados en serie con los juegos de TCs del disyuntor 52-2 (ver figura 3.11), de modo que, en la zona de protección se incluye a los disyuntores. Finalmente se obtiene una sola señal de corriente por cada fase, las cuales son llevadas hasta las entradas análogas de corriente del IED.

Cada juego de TCs de los disyuntores es utilizado para una protección diferente, en el caso de la L/T Santa Rosa Transelectric, uno de los juegos de TCs es para el relé de protección de distancia principal (21P) mientras que el segundo juego es utilizado para los relés de protección de respaldo correspondientes a, sobrecorriente (67/67N) y distancia de respaldo (21R).

Las señales de voltaje son tomadas del Transformador de Potencial de línea, de acuerdo con lo explicado en el Capítulo 2, numeral 2.2.1.4.

En la Tabla 3.3 se presentan las señales análogas conectadas en el IED de la L/T Santa Rosa Transelectric con sus respectivos puntos de conexión.

Tabla 3. 3.- Entradas Análogas conectadas en el IED de la L/T Santa Rosa Transelectric.

ENTRADA ANÁLOGA	PUNTO DE CONEXIÓN IED	SEÑAL CONECTADA
IA	Q1	Corriente Fase A
IB	Q3	Corriente Fase B
IC	Q5	Corriente Fase C
IN	Q7	Corriente de Neutro
VA	R15	Voltaje Fase A
VB	R17	Voltaje Fase B
VC	R18	Voltaje Fase C
VN	R16	Voltaje Neutro

Entradas Binarias.- de acuerdo a los diagramas del ANEXO 2, las señales conectadas en las entradas binarias corresponden a estados de disyuntores y seccionadores, disparos externos y condiciones de los equipos. En la Tabla 3.4 se indican las entradas binarias con sus correspondientes señales.

Tabla 3. 4.- Entradas Binarias conectadas en el IED de la L/T Santa Rosa Transelectric.

No. BINARI INPUT (BI)	PUNTO DE CONEXIÓN IED	SEÑAL CONECTADA
BI1	F5	Disyuntor 52-1 Abierto
BI2	F6	Disyuntor 52-1 Cerrado
BI3	F7	Seccionador 89-14 Abierto
BI4	F8	Seccionador 89-14 Cerrado
BI5	F9	Bloqueo SF6 Disyuntor 52-1
BI6	R9	Supervisión Bobina de Disparo Disyuntor 52-1
BI7	R11	Supervisión Bobina de Cierre Disyuntor 52-1
BI8	K1	Seccionador 89-18 Abierto
BI9	K2	Seccionador 89-18 Cerrado
BI10	K3	Seccionador 89-11 Abierto
BI11	K4	Seccionador 89-11 Cerrado
BI12	K6	Seccionador 89-13 Abierto
BI13	K7	Seccionador 89-13 Cerrado
BI14	K8	Seccionador 89-13 en Local

BI15	K9	Seccionador 89-13 en Remoto
BI16	K10	Disyuntor 52-2 Abierto
BI17	K11	Disyuntor 52-2 Cerrado
BI18	K12	Seccionador 89-24 Abierto
BI19	K13	Seccionador 89-24 Cerrado
BI20	K15	Disparo 21-P L/T Santa Rosa Transelectric
		Disparo 21-R L/T Santa Rosa Transelectric
BI21	P1	Seccionador 89-28 Abierto
BI22	P2	Seccionador 89-28 Cerrado
BI23	P3	Disparo (21P+21R+67) desde relé 67- LT Pomasqui
BI24	P4	Disparo 50BF(52-2) al 52-1 desde relé 67 LT Eugenio Espejo
BI25	P6	Disparo 50BF(52-6) al 52-1 desde relé 67 L/T Pomasqui
BI26	P7	Disparo (21P+21R+67) desde relé 67 LT Eugenio Espejo
BI27	P8	Disyuntor 52-1 en Local
BI28	P9	Disyuntor 52-1 en Remoto
BI29	P10	Disyuntor 52-2 en Local
BI30	P11	Disyuntor 52-2 en Remoto
BI31	P12	Bloqueo SF6 Disyuntor 52-2
BI32	P13	Resorte Descargado Disyuntor 52-1
BI33	P15	Resorte Descargado Disyuntor 52-2

Salidas Binarias.- las salidas binarias no son más que los mandos de apertura y de cierre de disyuntores y seccionadores, interbloqueos y señales de disparo requeridos en otras posiciones. En la Tabla 3.5 se indican las salidas binarias del IED de la L/T Santa Rosa Transelectric.

Tabla 3. 5.- Salidas Binarias conectadas en el IED de la L/T Santa Rosa Transelectric.

No. BINAY OUTPUT (BO)	PUNTO DE CONEXIÓN IED	SEÑAL CONECTADA
BO1	R1	Interbloqueo seccionador 89-14
BO2	R2	Interbloqueo seccionador 89-18
BO3	R3	Interbloqueo seccionador 89-13
BO4	R5	Interbloqueo seccionador 89-11
BO5	R7	Disparo al disyuntor 52-1 en el relé 67-L/T Pomasqui
BO6	J3	Disparo 50BF(52-1) al disyuntor 52-2 en el relé 67-L/T Eugenio Espejo
BO7	J4	Disparo 50BF(52-1) al disyuntor 52-6 en el relé 67-L/T Pomasqui
BO8	K18	Disparo (21P+21R+67) al disyuntor 52-2 en el relé 67-L/T Eugenio Espejo
BO9	K17	RESERVA
BO10	J7	Apertura disyuntor 52-1
BO11	J9	Cierre disyuntor 52-1
BO12	J11	Disparo disyuntor 52-1
BO13	N3	Apertura disyuntor 52-2
BO14	N4	Apertura disyuntor 52-2 (RESERVA)
BO15	P18	Cierre disyuntor 52-2
BO16	P17	Cierre disyuntor 52-2 (RESERVA)
BO17	N7	Apertura seccionador 89-13

BO18	N9	Cierre seccionador 89-13
BO19	N11	Disparo disyuntor 52-2

3.2.1.2 Lógicas de Control implementadas en los IEDs de la S/E Selva Alegre.

En el ANEXO 3 se presentan los diagramas de control de cada una de las posiciones de la S/E Selva Alegre, las cuales son determinadas en base a las condiciones operativas de la subestación y de acuerdo a la definición de las entradas y salidas binarias de los IEDs.

Los Diagramas de Control se fundamentan en la lógica BOOLEANA de compuertas lógicas básicas como AND, OR y NOT, que posteriormente serán trasladadas a la configuración de cada IED por medio de la utilización del programa computacional DIGSI 4.8.

De acuerdo a los diagramas del ANEXO 3, las lógicas de control de la subestación se encuentran definidas en tres campos:

- Entrada SCADA
- Entrada IED
- Salida

La **Entrada SCADA**, verifica las condiciones que se deben cumplir para poder realizar el mando remoto por medio del interfaz gráfico que se encuentra instalado en el centro de control de la E.E.Q. así como por medio del HMI del SCADA LOCAL ubicado en el cuarto de control de la subestación.

La **Entrada IED** hace referencia a las condiciones que deben cumplirse cuando se realizan las operaciones desde los IEDs ubicados en el cuarto de control, por medio de un operador en sitio, este campo está relacionado con las entradas binarias de los IEDs.

La **Salida** corresponde a la acción a ser tomada dentro de la operación así como, sobre cual equipo se lo va a realizar (disyuntor o seccionador), este campo está vinculado con las salidas binarias de los IEDs.

Para la explicación de las lógicas de control, se continuará con el ejemplo de la L/T Santa Rosa Transelectric.

Lógicas de Control implementadas en el IED de la L/T Santa Rosa Transelectric.

Operación del Disyuntor 52-1

Para el control del disyuntor 52-1 se toman en cuenta las características del equipo y las condiciones de operación de la bahía. El control del disyuntor contempla la operación de apertura y cierre, de acuerdo a lo indicado en la Figura 3.12. Las lógicas de operación muestran la interacción de la señales para poder operar de manera correcta cada una de ellas; así se tiene que tanto para la operación de cierre como de apertura se necesitan los siguientes estados con sus respectivas variantes:

- IED ----- Local/Remoto
- Disyuntor 52-1 ----- Abierto/Cerrado
- Disyuntor L/R ----- Local/Remoto
- Resorte Disyuntor (condición Negada) ----- Descargado/Cargado
- Seccionador 89-14 ----- Abierto/Cerrado
- Seccionador 89-18 ----- Abierto/Cerrado
- Bloqueo SF6 (condición Negada) ----- Normal/Alarma
- IED sin disparos (cond. neg) ----- Operación de protecciones
- Mando ----- Cerrar/Abrir

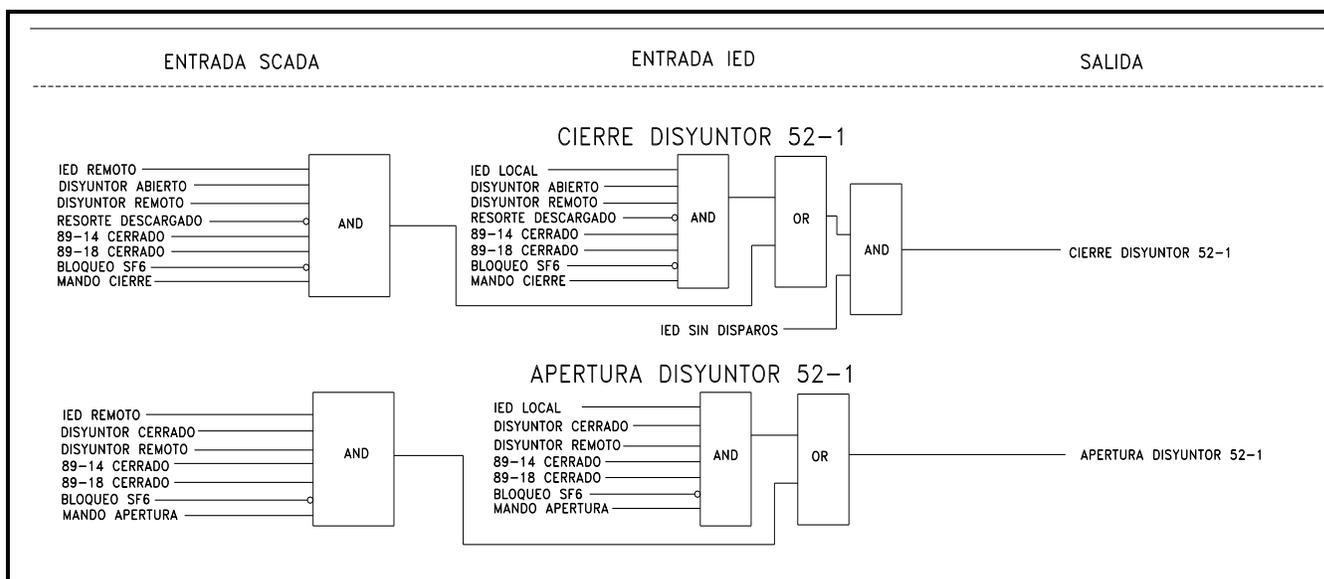


Figura 3. 12.- Lógicas de Control Disyuntor 52-1.

Cierre Disyuntor 52-1

- **IED**, el estado de esta señal varía entre LOCAL y REMOTO, para poder manipular esta señal se lo debe hacer directamente desde el IED en el cuarto de control ya que se dispone de una llave por medio de la cual el operador puede cambiar la señal. Para la operación remota desde el SCADA del Centro de Control o desde el SCADA Local, el estado normal de operación debe ser REMOTO, y para la operación desde el IED el estado debe permanecer en LOCAL.
- **Disyuntor**, el estado de esta señal varía entre ABIERTO y CERRADO, en la pantalla del IED o en el diagrama mímico del Centro de Control, se puede verificar el estado de esta señal o también se lo puede ver a través del listado de señales, para el caso de operación de cierre, esta señal debe estar ABIERTO ya que el mando de cierre así lo requiere. En la Figura 3.13 se muestra el diagrama mímico de un IED de la S/E Selva Alegre.



Figura 3. 13.- Diagrama Mímico del IED 67 de la S/E Selva Alegre.

- **Disyuntor L/R**, el estado de esta señal varía entre LOCAL y REMOTO, en este caso nuevamente, como en el caso del IED, se dispone en sitio es decir en el propio disyuntor de un switch donde se selecciona a través del operador el estado del mismo que normalmente debe estar funcionando en REMOTO para de esta manera poder operarlo a distancia.
- **Resorte del Disyuntor**, el estado de esta señal varía entre CARGADO y DESCARGADO, esta es una función automática del disyuntor ya que al abrirse el resorte se descarga y se vuelve a cargar para la operación de cierre, es decir que en el caso de cierre del disyuntor, la señal de resorte debe reflejar como CARGADO, en el bloque AND ingresa la señal NEGADA debido a que se toma la señal de DESCARGADO desde el patio de maniobras, por tanto ésta debe aparecer con su negación para que el IED pueda entender que la señal del resorte se encuentra cargada.
- **Seccionador**, el estado de esta señal varía entre ABIERTO y CERRADO, para el mando de cierre los seccionadores adyacentes al disyuntor deben estar cerrados antes de realizar la operación del disyuntor (apertura o cierre).

- **Bloqueo SF6**, el estado de esta señal varía entre NORMAL y ALARMA, esta señal entra al bloque lógico AND como negada ya la maniobra del equipo se podrá llevar a cabo sólo si no hay bloqueo de los equipos por baja densidad de SF6.
- **IED sin Disparos**, significa que no existan señalizaciones de protecciones activas, posterior a la actuación de la protección el IED realiza un reset lo que permite realizar una operación de cierre sin ningún inconveniente.
- **Mando Cerrar**, una vez que se han cumplido las condiciones previamente señaladas se envía el mando de cierre sobre el disyuntor y de esta manera el mando se ejecuta en el disyuntor 52-1 de la subestación.

Apertura Disyuntor 52-1

La descripción de cada una de las señales que intervienen en este caso se las realizó anteriormente en el cierre, a continuación se definen simplemente el estado que debe tener la señal para poder realizar la operación de apertura del disyuntor.

- ENTRADA SCADA
 - IED ----- Remoto
 - Disyuntor 52-1 ----- Cerrado
 - Disyuntor L/R ----- Remoto
 - Seccionador 89-14 ----- Abierto
 - Seccionador 89-18 ----- Abierto
 - Bloqueo SF6 (condición Negada) ----- Normal
 - Mando Abrir desde el SCADA
- ENTRADA IED
 - IED ----- Local
 - Disyuntor 52-1 ----- Cerrado
 - Disyuntor L/R ----- Remoto

- Seccionador 89-14 ----- Abierto
- Seccionador 89-18 ----- Abierto
- Bloqueo SF6 (condición Negada) ----- Normal
- Mando Abrir desde el IED

Operación del Disyuntor 52-2.

El disyuntor 52-2 para la L/T Santa Rosa Translectric corresponde al disyuntor secundario, por lo tanto las señales de este disyuntor son indispensables para la operación de la línea, el control de su operación se lo puede realizar desde el IED de la L/T Santa Rosa Transelectric y desde el IED de la L/T Eugenio Espejo, por lo tanto las mismas lógicas se repiten en los dos IEDs. La lógica de control implementada para este disyuntor se muestra en la Figura 3.14.

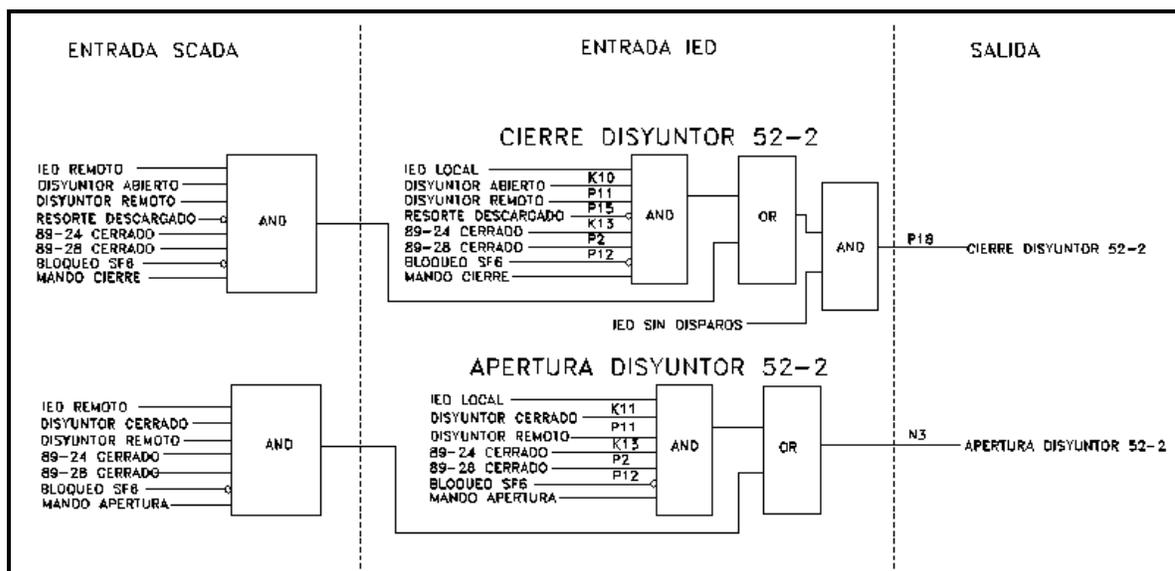


Figura 3. 14.- Lógicas de Control del Disyuntor 52-2.

Las señales consideradas para la operación de apertura y cierre del disyuntor 52-2 se detallan en la Tabla 3.6.

Tabla 3. 6.- Condiciones de operación del disyuntor 52-2.

CONDICIONES	MANDO CIERRE		MANDO APERTURA	
	(SCADA)	(IED)	(SCADA)	(IED)
L/R IED	REMOTO	LOCAL	REMOTO	LOCAL
ESTADO DISYUNTOR 52-2	ABIERTO	ABIERTO	CERRADO	CERRADO
L/R DISYUNTOR 52-2	REMOTO	REMOTO	REMOTO	REMOTO
RESORTE DISYUNTOR 52-2	CARGADO	CARGADO	No Aplica	No Aplica
ESTADO SECCIONADOR 89-24	CERRADO	CERRADO	CERRADO	CERRADO
ESTADO SECCIONADOR 89-28	CERRADO	CERRADO	CERRADO	CERRADO
BLOQUEO SF6 DISYUNTOR 52-2	SIN BLK SF6	SIN BLK SF6	SIN BLK SF6	SIN BLK SF6

De acuerdo a la Tabla 3.6, para la operación de cierre desde el SCADA y desde el IED, la única condición que varía es el LOCAL/REMOTO del IED, para la operación desde el SCADA debe permanecer en Remoto y desde el IED en Local.

Las condiciones que varían para el cierre y apertura son el Estado del Disyuntor 52-2, que debe permanecer abierto para la operación de cierre y cerrado para la operación de apertura, y la señal de resorte, la cual es vital para la operación de cierre, ya que debe estar cargado, caso contrario no podrá ser operado. Para la apertura no se requiere la señal del resorte.

Operación del Seccionador de Línea 89-13.

Este seccionador de línea está considerado en las lógicas de operación por telemando debido a que es un seccionador motorizado pero por razones de seguridad y confiabilidad en la operación, la apertura y cierre del seccionador se realiza en forma remota únicamente desde el IED, y esta deshabilitada la operación remota desde el Centro de Control, como se visualiza en la Figura 3.15.

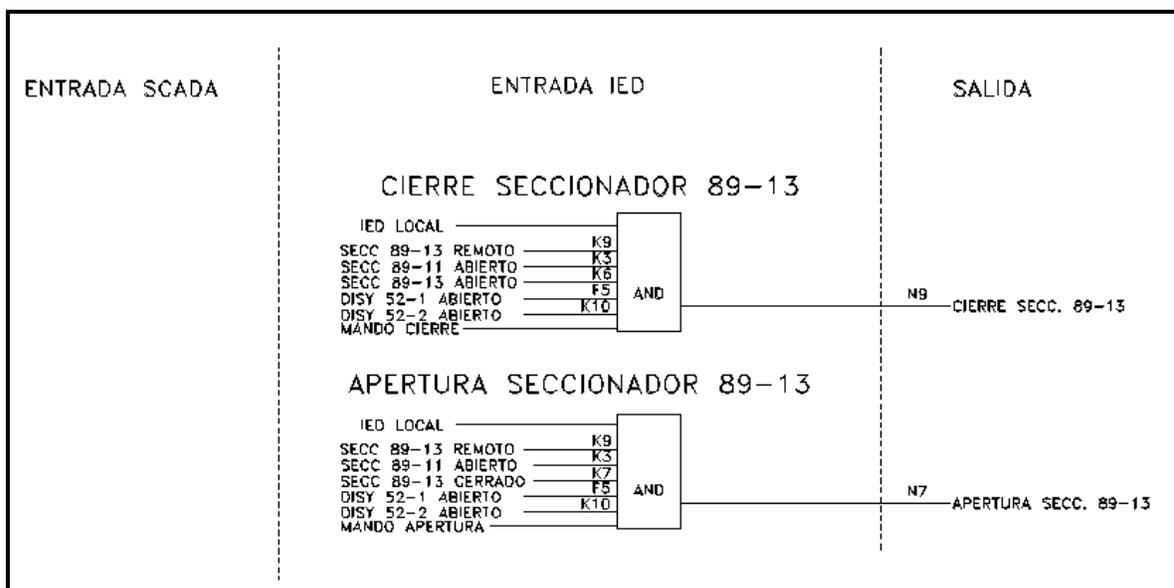


Figura 3. 15.- Lógicas de Control del Seccionador 89-13.

Para la operación del seccionador de línea deben cumplirse las condiciones que se indican en la Tabla 3.7.

Tabla 3. 7.- Condiciones de operación del seccionador 89-13.

CONDICIONES	MANDO CIERRE (IED)	MANDO APERTURA (IED)
L/R IED	LOCAL	LOCAL
L/R SECCIONADOR 89-13	REMOTO	REMOTO
ESTADO SECCIONADOR 89-11	ABIERTO	ABIERTO
ESTADO SECCIONADOR 89-13	ABIERTO	CERRADO
ESTADO DISYUNTOR 52-1	ABIERTO	ABIERTO
ESTADO DISYUNTOR 52-2	ABIERTO	ABIERTO

De acuerdo a la Tabla 3.7, la única condición que varía para la operación de apertura y cierre es el estado del Seccionador 89-13, que para el mando de cierre debe permanecer abierto y para el mando de apertura debe estar cerrado.

Señales de Protección que disparan el Disyuntor 52-1.

En la Figura 3.16 se muestran las protecciones que disparan el disyuntor 52-1. Estas protecciones se esquematizan a través de bloques lógicos por medio de los cuales

se puede apreciar las señales que permiten la operación del disyuntor 52-1 y de los disyuntores circundantes que forman parte de la lógica de protección, en la configuración de cada uno de los IEDs para que puedan actuar de manera oportuna en el caso de una falla.

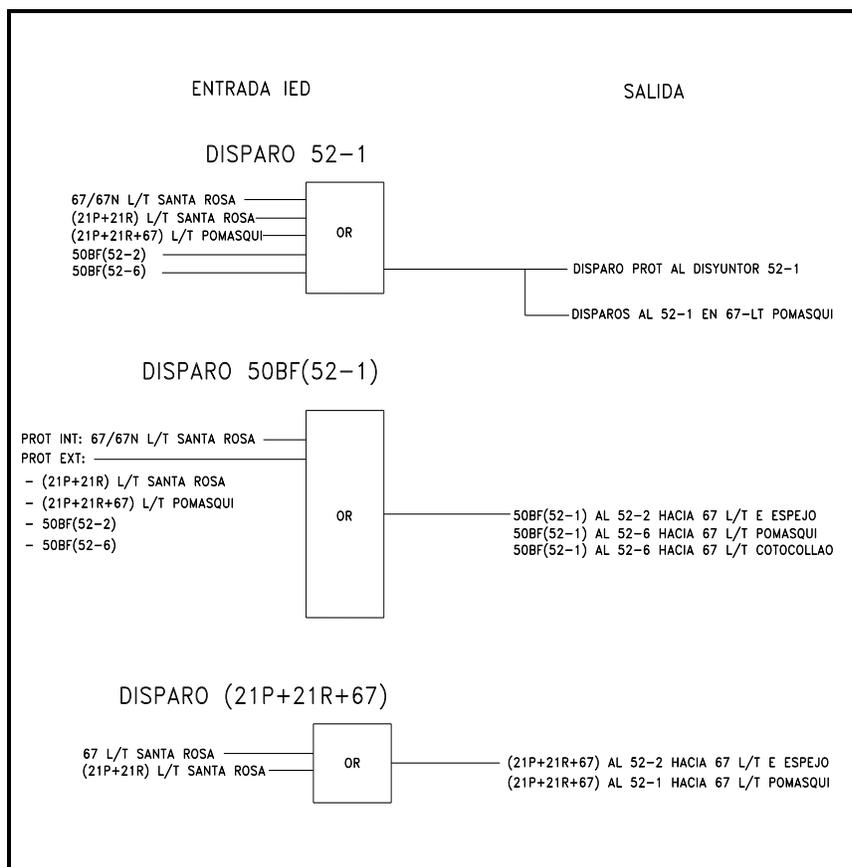


Figura 3. 16.- Señales de protección que disparan el disyuntor 52-1.

Disparos al disyuntor 52-1

Las señales que permiten la activación de la señal de disparo del disyuntor 52-1 corresponden principalmente a las protecciones propias de la L/T Santa Rosa Transelectric 21P, 21R y 67. También las protecciones de las posiciones adyacentes,

en este caso las protecciones de la L/T Pomasqui y protecciones de respaldo de 50BF de los disyuntores 52-2 y 52-6.

Disparo 50BF (52-1)

El disparo del 50BF (Falla de breaker) opera por las protecciones propias del IED en este caso la protección 67 y por protecciones externas que corresponden a los disparos conectados desde otros IEDs. La activación de esta protección envía las señales de disparo a los disyuntores adyacentes como son el 52-2 y 52-6, a través de los IEDs que los controlan.

Disparo (21P+21R+67)

Las señales de disparo por 21P, 21R y 67 se concentran a través de una compuerta OR, cuya salida es enviada a los IEDs de las posiciones adyacentes. Este tipo de concentración de señales permite optimizar los contactos físicos de los IEDs, y llevar las señales requeridas a otras posiciones.

En el caso de la L/T Santa Rosa Transelectric, la protección (21P, 21R y 67) se llevan a los IEDs de la L/T Eugenio Espejo y Pomasqui, en los se requieren para la operación de los disyuntores 52-2 y 52-1 respectivamente.

Señales de Protección que disparan el Disyuntor 52-2.

En la Figura 3.17 se pueden distinguir las protecciones que permiten el disparo del disyuntor 52-2, en este caso corresponden a las protecciones propias de la L/T Santa Rosa Transelectric 21P, 21R y 67, las protecciones de la L/T Eugenio Espejo (21P, 21R y 67) y las protecciones de respaldo de 50BF de los disyuntores adyacentes 52-3 y 52-1.

EL bloque OR indica que con cualquiera de esta señales de protección se va a producir el disparo del disyuntor 52-2

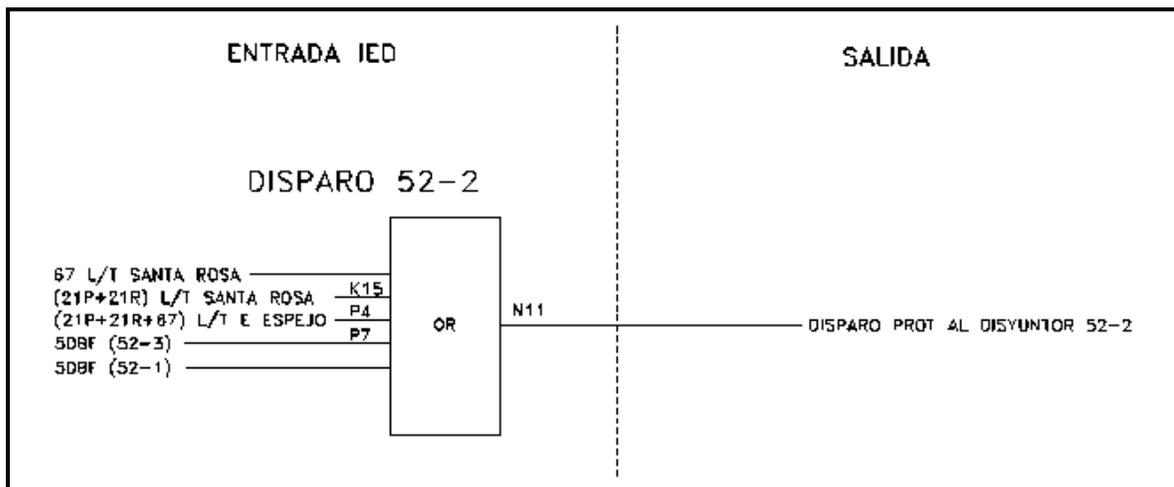


Figura 3. 17.- Señales de protección que disparan el disyuntor 52-2.

Interbloqueos.

Los interbloqueos o enclavamientos son funciones paralelas que entregan estados de activación o desactivación de acuerdo con acciones de control y sus condiciones se ven afectadas por las características de operación de los equipos y la filosofía de operación de la subestación.

Los interbloqueos se implementan total o parcialmente en el sistema de protección y control, además influyen en el volumen de entradas y salidas binarias necesarias en los equipos, el desarrollo de lógicas digitales y la necesidad de relés auxiliares.

Es necesario conocer las características básicas de operación de los equipos de maniobra para poder implementar correctamente el sistema de enclavamientos, los equipos más utilizados son seccionadores que sólo pueden maniobrar sin carga, los interruptores que maniobran en carga y además pueden cortar la máxima corriente de falta (intensidad de cortocircuito) y los seccionadores en carga que pueden maniobrar con la intensidad nominal, pero no disparar en caso de falla.

Los interbloques en los seccionadores y disyuntores de la subestación Selva Alegre son de carácter eléctrico por medio de la señal del IED, además de poseer un bloqueo mecánico que asegura la correcta y segura operación.

En la Figura 3.18 se observan los interbloques de los equipos referentes a la L/T Santa Rosa Transelectric.

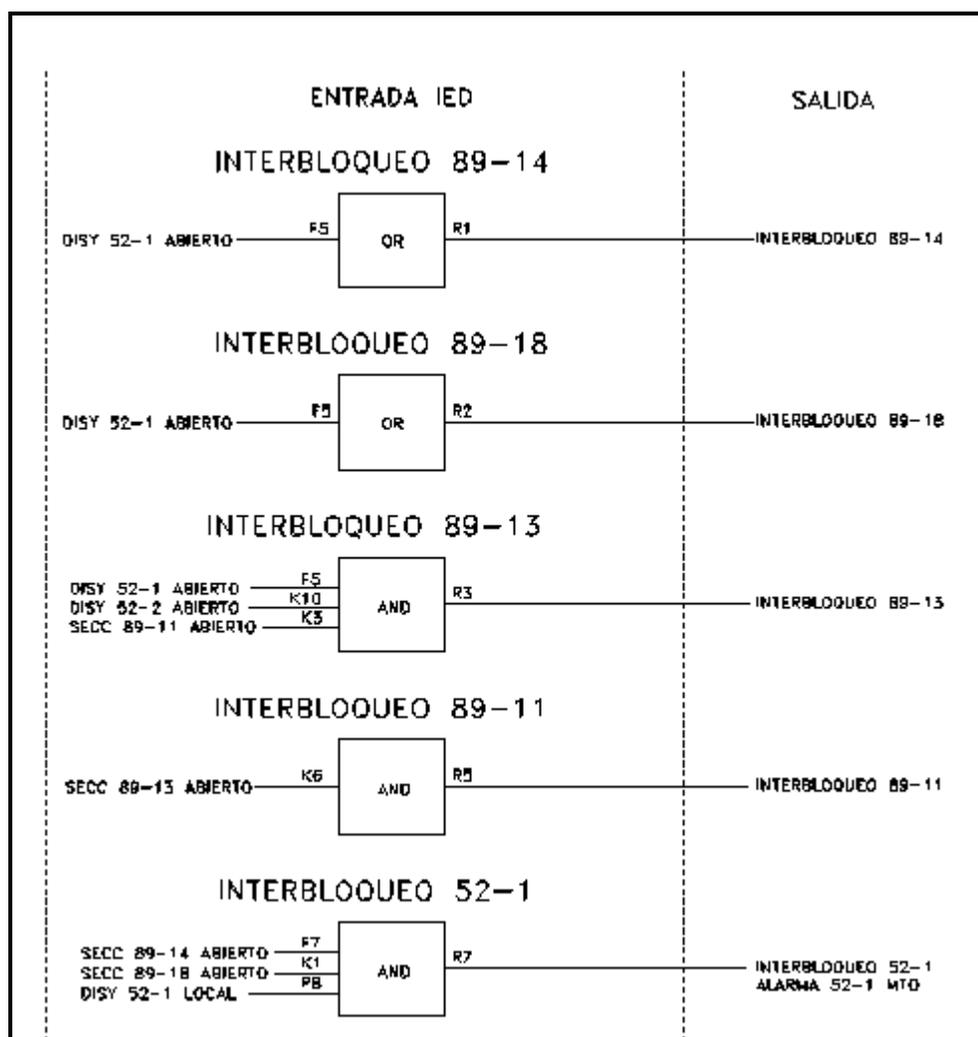


Figura 3. 18.- Lógicas de control para Interbloques de los equipos de la L/T Santa Rosa Transelectric.

3.2.3.6.1 Interbloqueo Seccionadores 89-14 y 89-18

Se refieren al interbloqueo que permite la operación o no de los seccionadores, en este caso para que puedan ser operados se requiere que el disyuntor 52-1 esté abierto, esto es debido a que la operación normal de los seccionadores es sin carga.

3.2.3.6.2 Interbloqueo Seccionador de Línea 89-13.

El seccionador de línea 89-13 es del tipo motorizado es decir que se lo puede operar remotamente pero, como se mencionó anteriormente, por seguridad en la operación en la subestacion esta función no se encuentra activa. En lo referente al enclavamiento dispuesto se verifica que para poder operar este seccionador se requiere que los disyuntores 52-1 y 52-2 estén abiertos y sus seccionadores adyacentes, así como el seccionador de puesta a tierra 89-11. Cumplidas estas condiciones se puede realizar la operación local del equipo.

3.2.3.6.3 Interbloqueo Seccionador de Tierra 89-11.

El seccionador de puesta a tierra sirve principalmente para asegurar la integridad de los trabajadores, para mantenimiento de la bahía o de la línea.

Una operación segura dentro de la subestacion es básica, es por esto que es muy importante el interbloqueo que debe existir con los seccionadores de puesta a tierra como es el caso del 89-11 de la L/T Santa Rosa, donde la operación de este seccionador depende directamente de que el seccionador de Línea 89-13 se encuentre abierto lo que a su vez depende de que tanto los disyuntores 52-1 y 52-2 con sus respectivos seccionadores adyacentes se encuentren abiertos, es decir que se encuentre totalmente desenergizada la Línea en consideracion.

3.2.3.6.4 Interbloqueo Disyuntor 52-1

Para poder relizar operaciones de mantenimiento en el disyuntor 52-1, es necesario que sus seccionadores adyacentes 89-14 y 89-18 se encuentren abiertos y además que el disyuntor se encuentre en posición Local, con la finalidad de bloquear las operaciones remotas, y de este modo resguardar la integridad del personal.

3.2.1.3 Alarmas de los IEDs de la S/E Selva Alegre.

Con la implementación de los IEDs en la S/E Selva Alegre, los tableros que centralizaban las alarmas de las diferentes protecciones y señalizaciones de la subestación fueron eliminados. De modo que las alarmas fueron implementadas en cada uno de los IEDs, de acuerdo a la configuración y señales activas en ellos.

Las alarmas en los IEDs se despliegan a través de LEDs que son asignados de acuerdo a la necesidad de operación de cada una de las posiciones y de esta manera el operador en sitio pueda discernir en que condición se encuentra la posición. Los IEDs SIEMENS instalados en la subestación Selva Alegre dispone de 14 LEDs a los que por medio de programación interna del relé, se asigna a cada uno de ellos una señal específica.

En la Figura 3.19 se indica la disposición de las señales configuradas como alarmas en el IED de la L/T Santa Rosa Transelectric, y en el ANEXO 4 se adjunta el listado de alarmas de cada uno de los IEDs de la S/E Selva Alegre.

ALARMAS RELE 7SJ645	
L/T SANTA ROSA – DISY 52-1	
LED 1	<input type="checkbox"/> 67/67N TEMPORIZADO
LED 2	<input type="checkbox"/> 67/67N INSTANTANEO
LED 3	<input type="checkbox"/> DISPARO (21P+21R) L/T SANTA ROSA
LED 4	<input type="checkbox"/> DISPARO (21P+21R+67) AL 52-1 DESDE 67 L/T POMASQUI
LED 5	<input type="checkbox"/> DISPAROS AL 52-2
LED 6	<input type="checkbox"/> 50BF (52-1)
LED 7	<input type="checkbox"/> 50BF (52-2)
LED 8	<input type="checkbox"/> 50BF (52-6)
LED 9	<input type="checkbox"/> BLOQUEO BAJO NIVEL SF6 DISY 52-1
LED 10	<input type="checkbox"/> BLOQUEO BAJO NIVEL SF6 DISY 52-2
LED 11	<input type="checkbox"/> RESORTE DESCARGADO DISY 52-1
LED 12	<input type="checkbox"/> RESORTE DESCARGADO DISY 52-2
LED 13	<input type="checkbox"/> ALARMA DISY 52-1 MTO
LED 14	<input type="checkbox"/> FALLA SUP CIRC DISP DISY 52-1

Figura 3. 19.- Alarmas del IED de la L/T Santa Rosa Transelectric.

3.2.2 DEFINICIÓN DE SEÑALES PARA APLICACIÓN DE MENSAJERÍA GOOSE EN LA S/E SELVA ALEGRE.

En la topología de la S/E Selva Alegre se aplica el concepto de disyuntor y medio en todas las posiciones tanto en el patio de 138kV como en el patio de 46kV, y por lo tanto de acuerdo al esquema de control aplicado, las señales que intervienen en cada disyuntor son conectadas en dos posiciones. Ejemplo las señales relacionadas con el disyuntor 52-1 se conectan en el IED de la L/T Santa Rosa Transelectric y en el IED de la L/T Pomasqui.

Bajo este concepto, la aplicación de Mensajería GOOSE es muy útil en este tipo de topologías, ya que se puede optimizar el cableado físico, realizando la conexión de señales en un solo IED y mediante mensajes GOOSE duplicarlas hacia otros IEDs que las requieran.

La ventaja de utilizar Mensajería GOOSE es que es una tecnología abierta, con la cual se pueden transmitir señales como: estados de equipos, alarmas, protecciones o cualquier evento requerido.

Para realizar la modificación de los diagramas de conexión de los IEDs se considera el criterio de la Norma IEC 61850: “la transmisión de señales de relé a relé es más rápida que el cableado tradicional” es decir permite reducir el cableado con tiempos de respuesta más rápidos.

En base a lo indicado para la subestación Selva Alegre se procederá a identificar las señales que pueden ser configuradas con Mensajería GOOSE y que no afecte al esquema de control actual.

En las Tablas 3.8 y 3.9 se muestra a los IEDs de cada posición, los equipos con los que están relacionadas cada posición, las señales que deben mantenerse con cableado físico y las que deben ser configuradas a través de Mensajería GOOSE en forma general, para el nivel de 138kV y para el nivel de 46kV.

Para la determinación de las señales, se considera la filosofía del esquema de control implementado en los IEDs, en la cual, cada IED tiene asignado a uno de los disyuntores como principal y al otro como secundario, bajo este esquema se define que, las señales de los disyuntores principales se mantengan cableadas físicamente y las señales de los disyuntores secundarios sean configuradas con mensajería GOOSE.

Tabla 3. 8.- Listado de IEDs de la S/E Selva Alegre y clasificación de señales que deben ser configuradas con Mensajería GOOSE, Patio 138kV

IED	EQUIPO	Conexión Física	Mensajería GOOSE	OBSERVACIONES	
IED - L/T Santa Rosa Transelectric	52-1	OK			
	89-14	OK			
	89-18	OK			
	52-2		OK	Estas señales serán transmitidas desde el IED 67 de la L/T Eugenio Espejo	
	89-24		OK		
	89-28		OK		
		89-13	OK		
		89-11	OK		
IED - L/T Eugenio Espejo	52-2	OK			
	89-24	OK			
	89-28	OK			
	52-3		OK	Estas señales serán transmitidas desde el IED 67 del Transformador 1	
	89-34		OK		
	89-38		OK		
		89-23	OK		
		89-21	OK		
IED - Transformador 1	52-3	OK			
	89-34	OK			
	89-38	OK			
	52-4		OK	Estas señales serán transmitidas desde el IED 67 del Transformador 2	
	89-44		OK		
	89-48		OK		
		89-33	OK		
IED - Transformador 2	52-4	OK			
	89-44	OK			
	89-48	OK			
	52-5		OK	Estas señales serán transmitidas desde el IED 67 de la L/T Cotocollao	
	89-54		OK		
	89-58		OK		
		89-43	OK		
IED - L/T Cotocollao	52-5	OK			
	89-54	OK			
	89-58	OK			
	52-6		OK	Estas señales serán transmitidas desde el IED 67 de la L/T Pomasqui	
	89-64		OK		
	89-68		OK		
		89-53	OK		
		89-51	OK		
IED - L/T Pomasqui	52-6	OK			
	89-64	OK			
	89-68	OK			
	52-1		OK	Estas señales serán transmitidas desde el IED 67 de la L/T Santa Rosa Transelectric.	
	89-14		OK		
	89-18		OK		
		89-63	OK		
		89-61	OK		

Tabla 3. 9.- Listado de IEDs de la S/E Selva Alegre y clasificación de señales que deben ser configuradas con Mensajería GOOSE, Patio 46kV

IED	EQUIPO	Conexión Física	Mensajería GOOSE	OBSERVACIONES
IED - L/T Río Coca	S10	OK		
	S-14	OK		
	S-18	OK		
	S-20		OK	Estas señales serán transmitidas desde el IED 67 de la L/T San Roque
	S-24		OK	
	S-28		OK	
	L-13	OK		
	L-11	OK		
IED - L/T San Roque	S-20	OK		
	S-24	OK		
	S-28	OK		
	S-30		OK	Estas señales serán transmitidas desde el IED 67 de la Barra 1
	S-34		OK	
	S-38		OK	
	L-23	OK		
	L-21	OK		
IED - Barra 1	S-30	OK		
	S-34	OK		
	S-38	OK		
	S-60		OK	Estas señales serán transmitidas desde el IED 67 de la L/T Pérez Guerrero
	S-64		OK	
	S-68		OK	
	S-90		OK	Estas señales serán transmitidas desde el IED 67 de la L/T Belisario Quevedo
	S-94		OK	
	S-98		OK	
89-01	OK			
IED - L/T Pérez Guerrero	S-60	OK		
	S-64	OK		
	S-68	OK		
	S-50		OK	Estas señales serán transmitidas desde el IED 67 de la L/T Norte.
	S-54		OK	
	S-58		OK	
	L43	OK		
	L41	OK		
IED - L/T Norte	S-50	OK		
	S-54	OK		
	S-58	OK		
	S-40		OK	Estas señales serán transmitidas desde el IED 67 de la Barra 2.
	S-44		OK	
	S-48		OK	
	L-33	OK		
	L-31	OK		
IED - Barra 2	S-40	OK		
	S-44	OK		
	S-48	OK		
	S-10		OK	Estas señales serán transmitidas desde el IED 67 de la L/T Río Coca
	S-14		OK	

	S-18		OK	Estas señales serán transmitidas desde el IED 67 de la L/T Belisario Quevedo
	S-70		OK	
	S-74		OK	
	S-78		OK	
	89-02	OK		
IED - L/T Belisario Quevedo	S-70	OK		
	S-74	OK		
	S-78	OK		
	S-90	OK		
	S-94	OK		
	S-98	OK		
	L-63	OK		
	L-61	OK		

En base a ésta descripción y con la finalidad de realizar una explicación más detallada de las señales que serán configuradas con Mensajería GOOSE, se realiza la explicación con las señales del IED de la L/T Santa Rosa Transelectric.

3.2.2.1 Definición de señales del IED de la L/T Santa Rosa Translectric, para aplicación de Mensajería GOOSE.

Como se puede verificar en la Tabla 3.8, las señales relacionadas con el disyuntor 52-1 se conectan en el IED de la L/T Santa Rosa Transelectric y en el IED de la L/T Pomasqui; y las señales relacionadas con el disyuntor 52-2 se conectan en el IED de la L/T Santa Rosa Transelectric y en el IED de la L/T Eugenio Espejo; por lo tanto en cada IED se dispone de señales principales y de señales secundarias.

Con esta consideración se procede a analizar cada una de las señales conectadas en el IED de la L/T Santa Rosa Transelectric que fueron detalladas en las Tablas 3.4 y 3.5, y de esta forma determinar las señales que deberán ser eliminadas del cableado físico y configuradas a través de MENSAJERÍA GOOSE.

A continuación se procede a agrupar las señales de las Tablas 3.4 y 3.5, de acuerdo al equipo al que pertenecen (principales o secundarios) y al tipo de señal (estados, disparos de protecciones, interbloqueos o mandos) con la finalidad de facilitar la selección para la aplicación de Mensajería GOOSE.

3.2.2.1.1 Agrupación de Señales conectadas en el IED de la L/T Santa Rosa Transelectric.

Las señales serán agrupadas por el tipo al que pertenecen como: Estados, Disparos, Interbloqueos y Mandos, para las entradas y salidas binarias.

ENTRADAS BINARIAS

Grupo 1.- Estados de los equipos principales.

Grupo 2.- Estados de los equipos secundarios.

Grupo 3.- Disparos Externos

SALIDAS BINARIAS

Grupo 4.- Interbloqueos de los equipos de patio.

Grupo 5.- Mandos de operación y disparo por protecciones a los equipos de patio.

Grupo 6.- Señales de disparo hacia otros IEDs.

En las Tablas 3.10 y 3.11 se detalla la clasificación de señales del IED de la L/T Santa Rosa Transelectric en cada uno de los grupos definidos.

Tabla 3. 10.- Agrupación de Entradas Binarias conectadas en el IED de la L/T Santa Rosa Transelectric.

No. ENTRADA BINARIA (BI)	PUNTO DE CONEXIÓN IED	SEÑAL CONECTADA
GRUPO 1: ESTADOS DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES PARA EL IED		
BI1	F5	Disyuntor 52-1 Abierto
BI2	F6	Disyuntor 52-1 Cerrado
BI3	F7	Seccionador 89-14 Abierto
BI4	F8	Seccionador 89-14 Cerrado
BI5	F9	Bloqueo SF6 Disyuntor 52-1
BI6	R9	Supervisión Bobina de Disparo Disyuntor 52-1
BI7	R11	Supervisión Bobina de Cierre Disyuntor 52-1
BI8	K1	Seccionador 89-18 Abierto
BI9	K2	Seccionador 89-18 Cerrado
BI10	K3	Seccionador 89-11 Abierto
BI11	K4	Seccionador 89-11 Cerrado
BI12	K6	Seccionador 89-13 Abierto

BI13	K7	Seccionador 89-13 Cerrado
BI14	K8	Seccionador 89-13 en Local
BI15	K9	Seccionador 89-13 en Remoto
BI27	P8	Disyuntor 52-1 en Local
BI28	P9	Disyuntor 52-1 en Remoto
BI32	P13	Resorte Descargado Disyuntor 52-1
GRUPO 2: ESTADOS DE LOS EQUIPOS SECUNDARIOS PARA EL IED		
BI16	K10	Disyuntor 52-2 Abierto
BI17	K11	Disyuntor 52-2 Cerrado
BI18	K12	Seccionador 89-24 Abierto
BI19	K13	Seccionador 89-24 Cerrado
BI21	P1	Seccionador 89-28 Abierto
BI22	P2	Seccionador 89-28 Cerrado
BI29	P10	Disyuntor 52-2 en Local
BI30	P11	Disyuntor 52-2 en Remoto
BI31	P12	Bloqueo SF6 Disyuntor 52-2
BI31	P12	Bloqueo SF6 Disyuntor 52-2
BI33	P15	Resorte Descargado Disyuntor 52-2
GRUPO 3: DISPAROS EXTERNOS		
BI20	K15	Disparo 21-P L/T Santa Rosa Transelectric
		Disparo 21-R L/T Santa Rosa Transelectric
BI23	P3	Disparo (21P+21R+67) desde relé 67- LT Pomasqui
BI24	P4	Disparo 50BF(52-2) al 52-1 desde relé 67 LT Eugenio Espejo
BI25	P6	Disparo 50BF(52-6) al 52-1 desde relé 67 L/T Pomasqui
BI26	P7	Disparo (21P+21R+67) desde relé 67 LT Eugenio Espejo

Tabla 3. 11.- Agrupación de Salidas Binarias conectadas en el IED de la L/T Santa Rosa Transelectric.

No. SALIDA BINARIA (BO)	PUNTO DE CONEXIÓN IED	SEÑAL CONECTADA
GRUPO 4: INTERBLOQUEOS DE LOS EQUIPOS DE PATIO		
BO1	R1	Interbloqueo seccionador 89-14
BO2	R2	Interbloqueo seccionador 89-18
BO3	R3	Interbloqueo seccionador 89-13
BO4	R5	Interbloqueo seccionador 89-11
GRUPO 5: MANDOS DE OPERACIÓN Y DISPARO POR PROTECCIONES A LOS EQUIPOS DE PATIO		
BO10	J7	Apertura disyuntor 52-1
BO11	J9	Cierre disyuntor 52-1
BO12	J11	Disparo disyuntor 52-1
BO13	N3	Apertura disyuntor 52-2
BO14	N4	Apertura disyuntor 52-2 (RESERVA)
BO15	P18	Cierre disyuntor 52-2
BO16	P17	Cierre disyuntor 52-2 (RESERVA)
BO17	N7	Apertura seccionador 89-13
BO18	N9	Cierre seccionador 89-13
BO19	N11	Disparo disyuntor 52-2
GRUPO 6: SEÑALES DE DISPARO HACIA OTROS IEDs		
BO5	R7	Disparo al disyuntor 52-1 en el relé 67-L/T Pomasqui

BO6	J3	Disparo 50BF(52-1) al disyuntor 52-2 en el relé 67-L/T Eugenio Espejo
BO7	J4	Disparo 50BF(52-1) al disyuntor 52-6 en el relé 67-L/T Pomasqui
BO8	K18	Disparo (21P+21R+67) al disyuntor 52-2 en el relé 67-L/T Eugenio Espejo
BO9	K17	RESERVA

En base a ésta agrupación se definen a continuación las señales más adecuadas para configurarlas mediante Mensajería GOOSE y que corresponden a las siguientes:

1. **Estados de equipos de patio (disyuntores y seccionadores).**- estas señales se han considerado óptimas para ser configuradas con Mensajería GOOSE, ya que son las que demandan de mayor cantidad de entradas binarias, y si se tiene esta señal en uno de los IEDs se las puede duplicar a otros IEDs mediante Mensajes GOOSE.

Considerando que cada IED dispone de un equipo principal y otro secundario, se aplicará Mensajería GOOSE a las señales del equipo secundario; estas señales serán configuradas desde el IED que lo tiene como principal.

2. **Disparos Externos.**- los disparos externos conectados en cada uno de los IEDs, correspondientes a los disparos (21P+21R+67) en el IED 67; también se consideran apropiados para ser enviados por Mensajes GOOSE.

Las señales de disparos externos independientes 21-Principal y 21-Respaldo provienen de los relés marca ABB y no se consideran apropiadas para aplicar Mensajes GOOSE, ya que estos relés no forman parte del anillo de fibra óptica de la red LAN, requisito indispensable para poder implementar mensajería GOOSE a través del protocolo IEC61850, es por esto que se recomienda mantener la conexión a través de cable rígido de cobre a sus respectivos entradas digitales.

3. **Disparos por 50BF.-** corresponde a un disparo de respaldo y por el esquema de control y protección implementado se puede observar en los diagramas del ANEXO 2, que son las señales que se envían a varios IEDs, por lo tanto se podría optimizar las salidas binarias, implementando Mensajería GOOSE para el disparo 50BF.

Con esta definición, en la Tablas 3.12 y 3.13 se indica la nueva condición de las señales:

Tabla 3. 12.- Entradas Binarias del IED de la L/T Santa Rosa Transelectric consideradas para aplicar Mensajería GOOSE.

No. BINAY INPUT (BI)	SEÑAL CONECTADA	APLICACIÓN DE MENSAJERÍA GOOSE
GRUPO 1: ESTADOS DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES PARA EL IED		
BI1	Disyuntor 52-1 Abierto	
BI2	Disyuntor 52-1 Cerrado	
BI3	Seccionador 89-14 Abierto	
BI4	Seccionador 89-14 Cerrado	
BI5	Bloqueo SF6 Disyuntor 52-1	
BI6	Supervisión Bobina de Disparo Disyuntor 52-1	
BI7	Supervisión Bobina de Cierre Disyuntor 52-1	
BI8	Seccionador 89-18 Abierto	
BI9	Seccionador 89-18 Cerrado	
BI10	Seccionador 89-11 Abierto	
BI11	Seccionador 89-11 Cerrado	
BI12	Seccionador 89-13 Abierto	
BI13	Seccionador 89-13 Cerrado	
BI14	Seccionador 89-13 en Local	
BI15	Seccionador 89-13 en Remoto	
BI27	Disyuntor 52-1 en Local	
BI28	Disyuntor 52-1 en Remoto	
BI32	Resorte Descargado Disyuntor 52-1	
GRUPO 2: ESTADOS DE LOS EQUIPOS SECUNDARIOS PARA EL IED		
BI16	Disyuntor 52-2 Abierto	✓
BI17	Disyuntor 52-2 Cerrado	✓
BI18	Seccionador 89-24 Abierto	✓
BI19	Seccionador 89-24 Cerrado	✓
BI21	Seccionador 89-28 Abierto	✓
BI22	Seccionador 89-28 Cerrado	✓
BI29	Disyuntor 52-2 en Local	✓
BI30	Disyuntor 52-2 en Remoto	✓
BI31	Bloqueo SF6 Disyuntor 52-2	✓
BI33	Resorte Descargado Disyuntor 52-2	✓
GRUPO 3: DISPAROS EXTERNOS		

BI20	Disparo 21-P L/T Santa Rosa Transelectric	
	Disparo 21-R L/T Santa Rosa Transelectric	
BI23	Disparo (21P+21R+67) desde relé 67- LT Pomasqui	✓
BI24	Disparo 50BF(52-2) al 52-1 desde relé 67 LT Eugenio Espejo	✓
BI25	Disparo 50BF(52-6) al 52-1 desde relé 67 L/T Pomasqui	✓
BI26	Disparo (21P+21R+67) desde relé 67 LT Eugenio Espejo	✓

Tabla 3. 13.- Salidas Binarias del IED de la L/T Santa Rosa Transelectric consideradas para aplicar Mensajería GOOSE.

No. BINAY OUTPUT (BO)	SEÑAL CONECTADA	APLICACIÓN DE MENSAJERÍA GOOSE
GRUPO 4: INTERBLOQUEOS DE LOS EQUIPOS DE PATIO		
BO1	Interbloqueo seccionador 89-14	
BO2	Interbloqueo seccionador 89-18	
BO3	Interbloqueo seccionador 89-13	
BO4	Interbloqueo seccionador 89-11	
GRUPO 5: MANDOS DE OPERACIÓN Y DISPARO POR PROTECCIONES A LOS EQUIPOS DE PATIO		
BO10	Apertura disyuntor 52-1	
BO11	Cierre disyuntor 52-1	
BO12	Disparo disyuntor 52-1	
BO13	Apertura disyuntor 52-2	
BO14	Apertura disyuntor 52-2 (RESERVA)	
BO15	Cierre disyuntor 52-2	
BO16	Cierre disyuntor 52-2 (RESERVA)	
BO17	Apertura seccionador 89-13	
BO18	Cierre seccionador 89-13	
BO19	Disparo disyuntor 52-2	
GRUPO 6: SEÑALES DE DISPARO HACIA OTROS IEDs		
BO5	Disparo al disyuntor 52-1 en el relé 67-L/T Pomasqui	✓
BO6	Disparo 50BF(52-1) al disyuntor 52-2 en el relé 67-L/T Eugenio Espejo	✓
BO7	Disparo 50BF(52-1) al disyuntor 52-6 en el relé 67-L/T Pomasqui	✓
BO8	Disparo (21P+21R+67) al disyuntor 52-2 en el relé 67-L/T Eugenio Espejo	✓
BO9	RESERVA	

En las tablas 3.12 y 3.13 se encuentran indicadas con un visto las señales que deben ser eliminadas del cableado físico y configuradas con Mensajería GOOSE, por lo tanto, ya no son necesarias 15 entradas binarias y 4 salidas binarias, las cuales se

han disminuido por el hecho de haberlas convertido de señales físicas a señales virtuales, realizando el mismo trabajo pero esta vez a través de la red LAN.

De acuerdo a éste análisis el requerimiento de entradas y salidas binarias por IED disminuye considerablemente, ya que originalmente el relé dispone de 33 entradas y 19 salidas binarias, y con la aplicación de Mensajería GOOSE el nuevo requerimiento es de IEDs con 18 entradas y 15 salidas binarias; lo cual representa un ahorro de dinero para la Empresa, ya que el costo de los IEDs depende en gran mayoría del hardware que disponen.

EL resto de posiciones que forman parte de la Subestación Selva Alegre van a tener el mismo análisis que se hizo con la L/T Santa Rosa Transelectric, y se presenta en el ANEXO 5.

3.3 CONFIGURACIÓN DE RELÉS SIEMENS IMPLEMENTANDO MENSAJERÍA GOOSE POR MEDIO DE DIGSI 4.8.

Una vez definidas las señales que serán configuradas con Mensajería GOOSE, se procede a realizar la aplicación en los IEDs de la S/E Selva Alegre, para lo cual primeramente se realiza una descripción del software de configuración de los relés SIEMENS a través del cual se hace la aplicación.

3.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE DE CONFIGURACIÓN DE LOS RELÉS SIEMENS, DIGSI 4.8.

El software DIGSI 4.8 es el programa básico para la configuración de los controladores de campo y de los relés de protección SIPROTEC 4 marca SIEMENS.

Con este software se configuran las entradas y salidas binarias, las lógicas de control, los ajustes de protección y el protocolo de comunicación IEC61850 de los IEDs. La comunicación con los IEDs para la parametrización de los mismos se lo puede realizar de la siguiente manera:

- En forma local, mediante conexión serial directa entre un computador y el puerto frontal del relé.
- En forma local centralizada, mediante el computador de gestión local instalado en la red LAN de la subestación.

La norma IEC61850 define procedimientos y un formato de archivos para la parametrización de los IEDs, y de esta forma se asegura la interoperabilidad de equipos de diferentes fabricantes sobre una misma red. El software DIGSI 4.8 cumple con este esquema de programación y genera los archivos estandarizados ICD (IED Configuration Description), SCD (System Configuration Description) y CID (Configured IED Description) en formato XML según lo solicita la Norma.

La programación de los relés por medio del software DIGSI 4.8 se divide en 4 partes:

1. Funciones y ajustes de protecciones.
2. Matriz de señales.
3. Lógicas de Control (CFC).
4. Estación 61850.

3.3.1.1 Funciones y Ajustes de Protección.

La cantidad de Funciones que tenga un IED depende de las especificaciones con las que fue adquirido, es así que, al momento de configurarlo, se puede activar o desactivar las funciones requeridas de acuerdo a la aplicación que se va a realizar.

Los IEDs SIEMENS 7SJ645 adquiridos por la E.E.Q. disponen de 23 funciones de protección y monitoreo, de las cuales únicamente 7 son utilizadas. En la Tabla 3.14 se muestra las funciones que disponen los IEDs y las funciones que están siendo aplicadas en la subestación Selva Alegre.

Tabla 3. 14.- Funciones de los IEDs SIEMENS de la S/E Selva Alegre.

No.	FUCIONES QUE DISPONEN LOS IEDs	FUNCIONES ACTIVADAS
1	Grupos de ajuste.	
2	Registro de Fallas Oscilográficas.	✓
3	Protección de sobrecorriente No Direccional de Fase	
4	Protección de sobrecorriente No Direccional de Tierra	
5	Protección de sobrecorriente Direccional de Fase	✓
6	Protección de sobrecorriente Direccional de Tierra.	✓
7	Arranque de Carga Fría.	
8	Restricción por el 2do armónico.	
9	Falla a Tierra Sensitiva.	
10	Falla a Tierra Direccional Sensitiva.	
11	Desbalance de Carga (Secuencia Negativa).	
12	Protección de Sobrecarga Térmica.	
13	Protección de Sobre y Bajo Voltaje.	✓
14	Protección de Sobre y Baja Frecuencia.	
15	Funciones de Sincronismo.	
16	Protección de Falla de Disyuntor (50BF).	✓
17	Función de Auto-Recierre	
18	Función de Monitoreo del Disyuntor.	
19	Localización de Falla.	✓
20	Localización de Falla por Sección de Línea	
21	Supervisión del Circuito de Disparo (74).	✓
22	Entrada de Temperatura Externa.	
23	Tipo de Conexión de la Temperatura Externa	

Estas funciones son activadas a través del Software DIGSI 4.8, y como se aprecia en la Figura 3.20, en este menú se procede a activar o desactivar las funciones de protección y monitoreo.

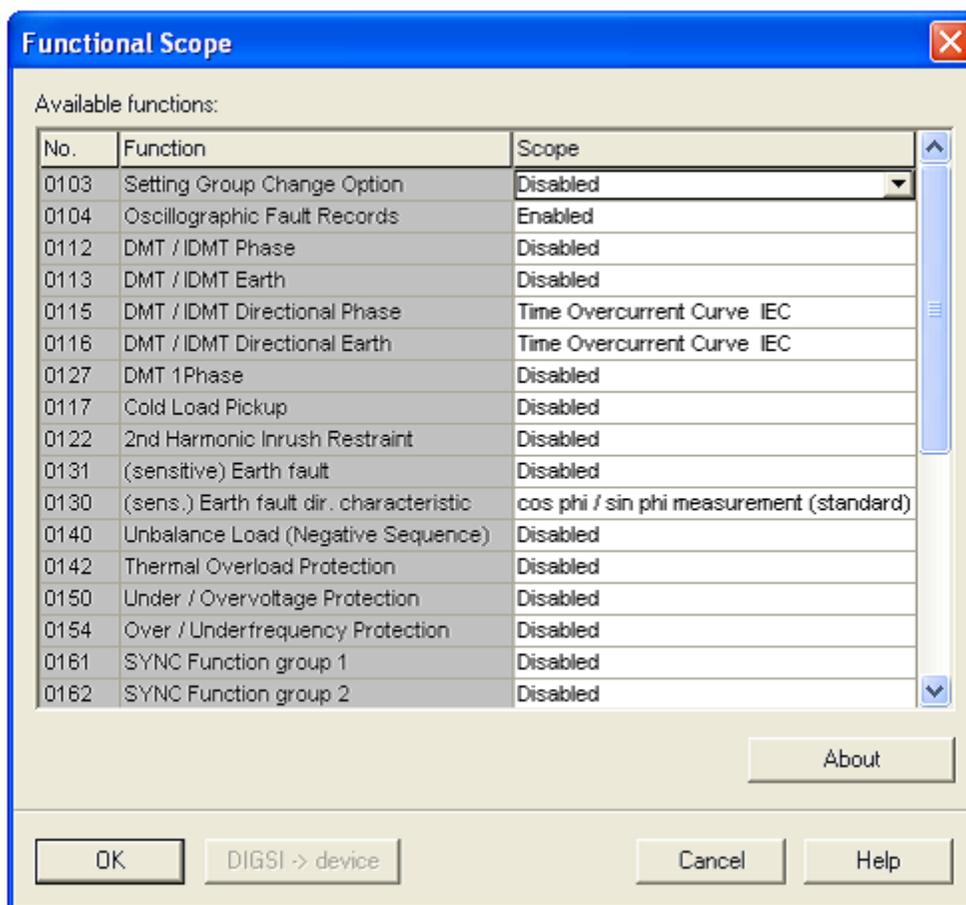


Figura 3. 20.- Ventana de Configuración de Funciones del Software DIGSI 4.8, para los IEDs SIEMENS

Una vez activadas las funciones se procede a parametrizar los ajustes de protección de: Sobrecorriente, Voltaje, Falla de Disyuntor, etc. En la Figura 3.21 se muestra el menú de ajustes de la Protección de Sobrecorriente Direccional de Fase.

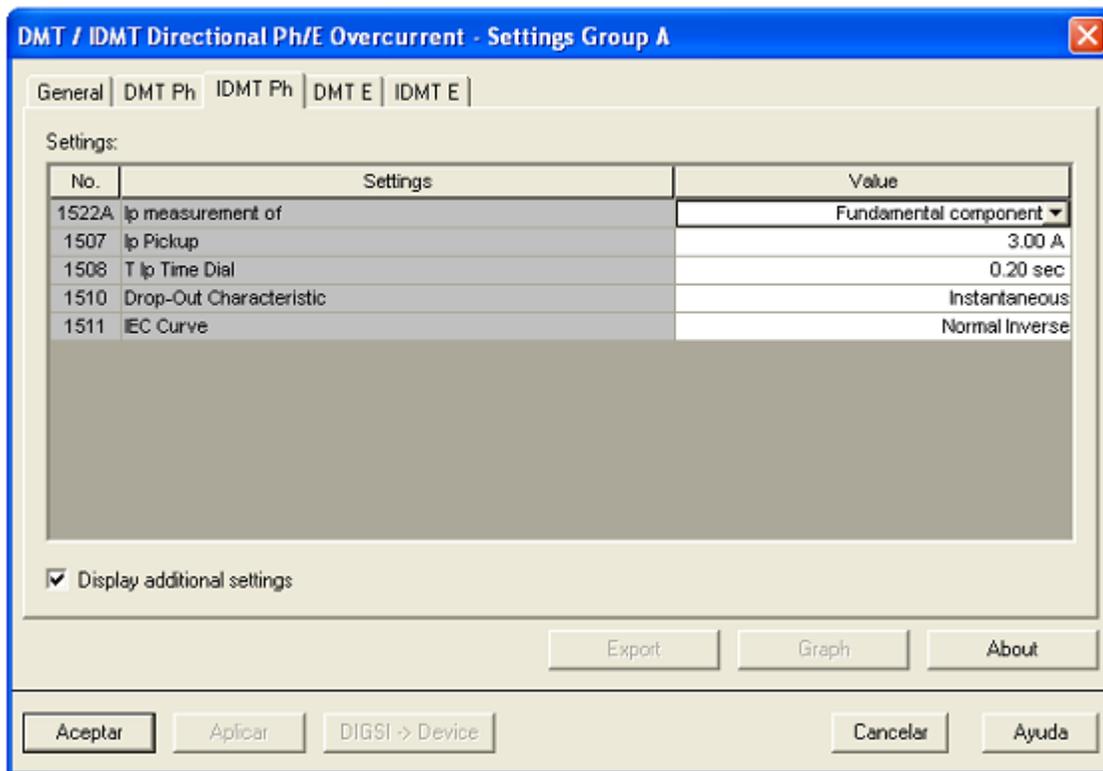


Figura 3. 21.- Ventana de Parametrización de ajustes para la protección de sobrecorriente direccional de Fase.

3.3.1.2 Matriz de Señales.

En la Matriz se activan las entradas binarias, las salidas binarias, los LEDs de señalización, las señales para la Estación 61850 y las señales para las lógicas de control.

Las señales consideradas para las entradas y salidas binarias, pueden ser existentes, es decir ya vienen configuradas en el IED desde fábrica y otras pueden ser creadas y agrupadas de acuerdo a la función que desempeñan. Así se tiene el Ejemplo de la Figura 3.22, en la cual se muestra la matriz de señales en dónde se puede observar una tabla con varias divisiones verticales y horizontales, cuyas columnas y filas están agrupadas por bloques.

	Information		Source								Destination							
	Number	Display text	L	T	BI	F	S	C	BO	LED	Buffer			S	X	C	D	CM
										O	S	T						
Device						*	*			*			*	*	*		*	
EN100-Modul 1										*								
P.System Data 1										*								
Opac. Fault Rec.										*			*	*	*			
P.System Data 2										*	*	*	*	*	*			
Directional O/C										*	*	*	*	*	*			
Measurement Superv										*	*	*	*	*	*			
TrapCirc Superv										*	*	*	*	*	*			
Fault Locator										*	*	*	*	*	*			
Breaker Failure										*	*	*	*	*	*			
Ctrl Authority										*	*	*	*	*	*			
Control Device						*	*			*	*	*	*	*	*	*	*	*
COND EXTERNAS		L-R 52-1								IO			X	X	X	X		
		L-R 52-2								IO			X	X	X	X		
		RESOR 52-1								IO			X	X				
		RESOR 52-2								IO			X	X				
		BLKSF652-1								IO			X	X				
		BLKSF652-2								IO			X	X				
		L-R 89-13								IO			X	X	X	X		
DISP EXTERNOS										*	*	*	*	*				
INTERBLOQUEOS										*	*	*	*	*				
SALIDA DISPAROS										*	*	*	*	*				
Process Data										*	*	*	*	*				
Measurement										*	*	*	*	*				
Set Points(MV)										*	*	*	*	*				
Energy										*	*	*	*	*				
Statistics										*	*	*	*	*				
SetPoint(Stall)										*	*	*	*	*				
Thresh-Switch										*	*	*	*	*				
PICKUPS										*	*	*	*	*				
DISPAROS										*	*	*	*	*				

Figura 3. 22.- Matriz de Configuración para los IEDs SIEMENS con el software DIGSI 4.8.

Los bloques verticales corresponden a tres grupos principales: Información, Fuente y Destino.

En el bloque de Información se encuentran todas las señales correspondientes a estados, disparos y medidas. Los bloques fuente(Source) y destino (Destination), son parte de la matriz a través de las cuales se realiza la intersección de las filas y las columnas, para el direccionamiento de señales hacia la red de comunicación (Estación 61850) y hacia los CFCs (Continuos Function Chart).

Los bloques horizontales corresponden a grupos conformados por las señales de estados, disparos y medidas. Algunos grupos vienen definidos por defecto en la Matriz y otros grupos pueden ser creados de acuerdo a la aplicación que se desee realizar, en cada grupo se puede incluir todas las señales que se requieran en la aplicación. En la Matriz de la Figura 3.22 se observa entre los Grupos creados a:

Condiciones Externas, Disparos Externos, Interbloqueos y Salida de disparos; el resto de grupos son los que viene por defecto configurados en el IED.

3.3.1.3 Lógicas de Control CFC (Continuos Function Chart).

Los CFCs son bloques lógicos por medio de los cuales se pueden configurar cada una de las lógicas de operación y disparos para los disyuntores, lógicas de seccionadores y lógicas de protección. Los CFCs en los IEDs de la S/E Selva Alegre son realizados en base a los planos presentados en el ANEXO 3, los cuales hacen referencia a las lógicas de operación de cada uno de los equipos de la subestación, y reflejan el diseño de control y actuación de las protecciones.

De acuerdo al tipo de función que se requiera, la programación se realiza en diferentes prioridades, es así que:

- Para funciones de protección se utiliza la prioridad más alta denominada “FAST PLC ó PLC”.
- Para funciones de operación de equipos se utiliza la prioridad denominada “SFS ó Switcgear Interlocking”
- Para funciones de interbloqueos se utiliza la prioridad denominada “SLOW PLC ó PLC1”.
- Para funciones de Medida se utiliza la prioridad denominada “MW ó Measured Value Processing”.

En la Figura 3.23 se indican los CFCs programados en un IED SIEMENS a través del software DIGSI 4.8. En esta Figura se visualizan los bloques lógicos y la interconexión de las entradas y salidas de cada bloque. El lado izquierdo de las compuertas está relacionado con las entradas binarias y el lado derecho con las salidas binarias del IED.

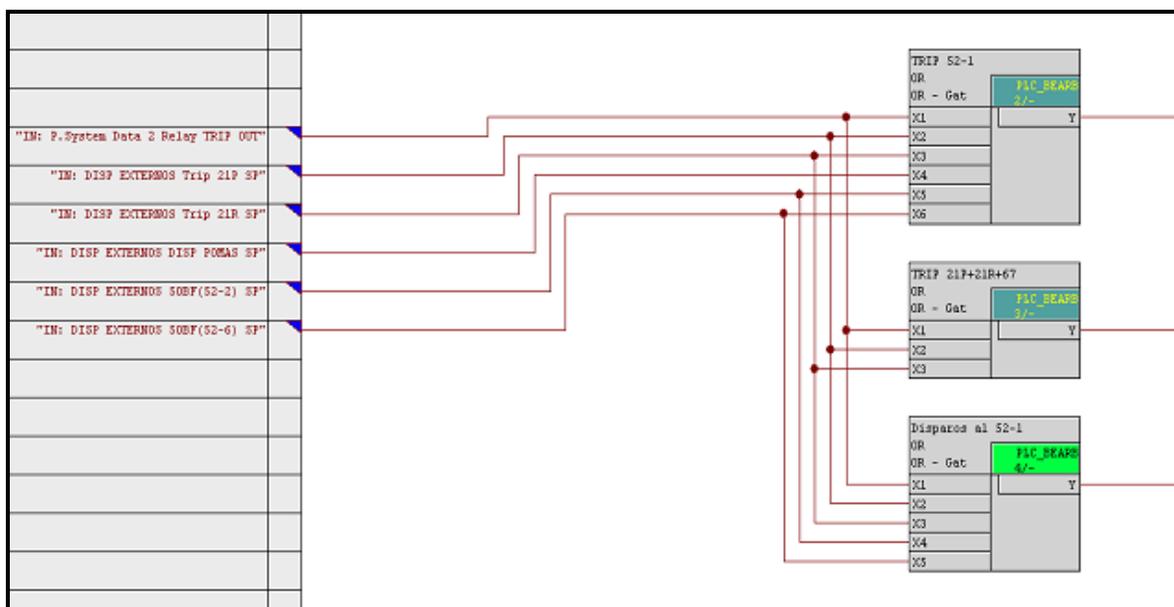


Figura 3. 23.- CFCs programados en un IED SIEMENS, a través del software DIGSI 4.8.

3.3.1.4 Estación 61850.

Esta subcarpeta que se encuentra dentro de la configuración del software DIGSI 4.8 es la que hace referencia a la parte fundamental para comunicación con el protocolo IEC61850, en este menú se habilitan las señales para ser enviadas al SCADA y las que serán enviadas a través de Mensajería GOOSE. Por tal razón tiene vital importancia la correcta configuración de los parámetros implementados ya que de ello depende el direccionamiento correcto de las señales para que realicen la función requerida.

En la Figura 3.24 se presenta el menú de configuración de la Estación 61850, en éste se despliegan varias ventanas en las cuales se encuentran todas las señales que fueron asignadas en la Matriz para la Estación 61850. Mediante la interacción de las ventanas del menú, se direccionan cada una de las señales hacia el SCADA o hacia otros IEDs a través de Mensajería GOOSE, según corresponda.

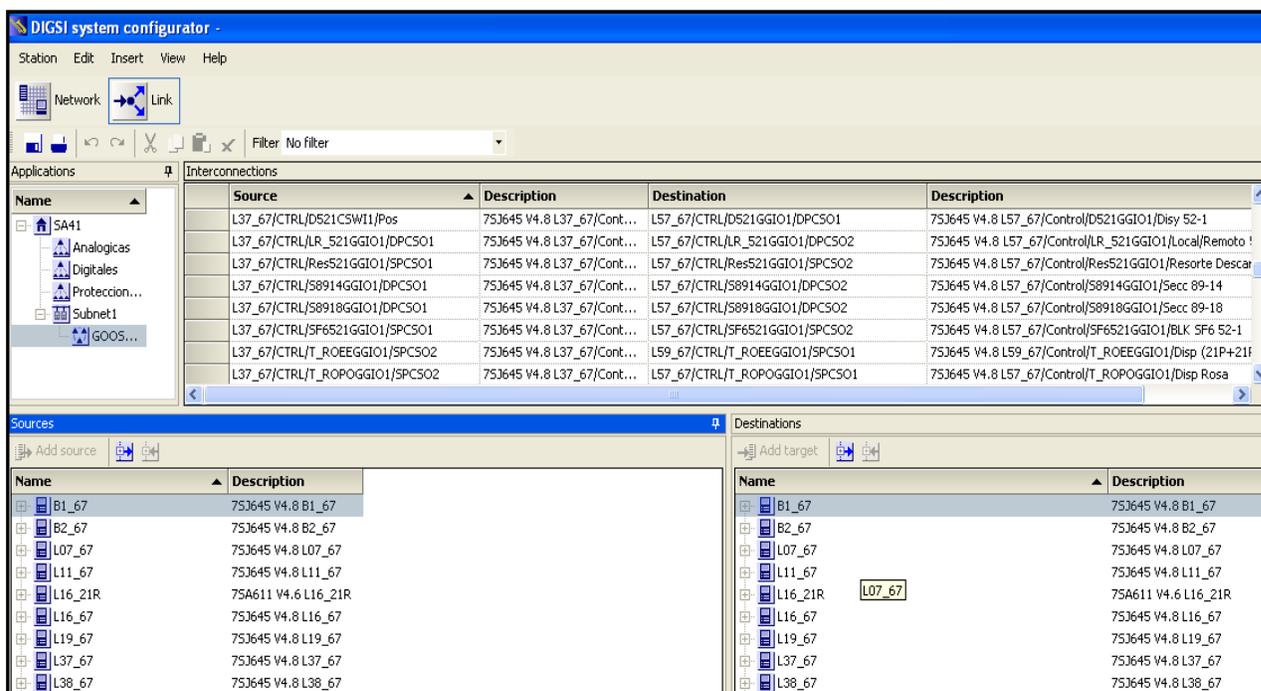


Figura 3. 24.- Menú de configuración de la Estación 61850, del software DIGSI 4.8.

3.3.2 CONFIGURACIÓN DE MENSAJERÍA GOOSE A TRAVÉS DEL SOFTWARE DIGSI 4.8.

La configuración de mensajería GOOSE se realiza a través del software DIGSI 4.8, básicamente en este proceso intervienen dos actividades:

- Configuración de la Matriz
- Configuración de la Estación 61850

Mediante la configuración de la Matriz y de la Estación 61850 se vinculan y direccionan las señales hacia los diferentes IEDs de una subestación.

3.3.2.1 Configuración de la Matriz para integrar señales con Mensajería GOOSE.

Como se mencionó anteriormente dentro de la matriz se encuentran tabuladas las señales binarias de entradas digitales (BI – Binary Input) así como las salidas

digitales (BO – Binary Output) a través de las cuales se realizan las funciones de control.

Para realizar la configuración de señales GOOSE se debe crear un nuevo grupo dentro de la matriz que por motivos de identificación se lo denomina como “GOOSE”. En este grupo se incluyen todas las señales que serán transmitidas a través de la red hacia otros IEDs, en la Figura 3.25, se indica la creación de este nuevo grupo con sus respectivas señales.

	Information				Destination													
	Number	Display text	Long text	Type	BI	F	S	C	BO	LED	Buffer			S	X	C	D	CM
Device																		
EN100-Modul 1																		
P.System Data 1																		
Disc. Fault Rec.																		
P.System Data 2																		
Directional O/C																		
Measurmt.Superv																		
TripCirc.Superv																		
Fault Locator																		
Breaker Failure																		
Ctrl Authority																		
Control Device																		
COND EXTERNAS																		
DISP EXTERNOS																		
INTERBLOQUEOS																		
SALIDA DISPAROS																		
Process Data																		
Measurement																		
Set Points(MV)																		
Energy																		
Statistics																		
SetPoint(Stat)																		
Thresh-Switch																		
PICKUPS																		
DISPAROS																		
GOOSE		Disy 52.2	DISY 52.2	ExDP	X											X	X	X
		SECC 89.24	SECC 89.24	ExDP	X											X	X	X
		SECC 89.28	SECC 89.28	ExDP	X											X	X	X
		L/R 52.2	LOCAL / REMOTO 52.2	ExDP	X											X	X	X
		DISP POMAS	Disp (21P+21R+6?) LT Pomasqui	ExSP	X											X		
		DISP EE	DISP (21P+21R+6?) LT Eugenio Espejo	ExSP	X											X		
		BLK SF6 52.2	BLK SF6 52.2	ExSP	X											X		
		RESOR 52.2	RESOR DE DESCARGADO 52.2	ExSP	X											X		
	50BF(52.2)	Disparo 50BF(52.2) desde LT Eugenio E.	ExSP	X											X			
	50BF(52.6)	Disparo 50BF(52.6) desde LT Pomasqui	ExSP	X											X			

Figura 3. 25.- Grupo de señales creado en la Matriz para Mensajería GOOSE.

En el Ejemplo de la Figura 3.25 que corresponde al IED de la L/T Santa Rosa Transelectric, se encuentra creado el grupo “GOOSE” con las señales establecidas en la Tabla 3-12 correspondientes a las señales de los equipo secundarios.

Las señales que se asignan para mensajes GOOSE dentro de la Matriz deben ser configuradas como señales tipo ExDP (External Double Point) y ExSP (External

Simple Point) asignación que se da a las señales provenientes de equipos externos, es por esta razón que ya no tienen asignadas localidades dentro de hardware pero si son especificadas dentro la fuente(source) y destino(destination) con el objetivo de que puedan interactuar con el resto de señales que no corresponden al grupo GOOSE pero que son parte del sistema de control y protección de la L/T Santa Rosa Traselectric a través de los CFCs configurados en este IED.

Una vez creadas las señales GOOSE, en la misma Matriz se procede a fijarlas para ser enviadas a través del sistema (red de comunicación de fibra óptica) esta opción es reconocida en la columna de Source y Destination en la opción “S” “Sistem Interface” (ver Figura 3.25). Las señales que son recibidas de equipos externos deben ser activados en la columna “S” de Source y las señales que son enviadas hacia otros equipos deben ser configuradas en la columna “S” de Destination.

Para el ejemplo en mención (Figura 3.25) las señales del grupo GOOSE están activadas en la columna “S” de Source ya que corresponden a las señales que llegan de los IEDs externos hacia el IED de la L/T Santa Rosa Traselectric.

El momento que se realiza esta asignación aparece un nuevo menú, en el que se coloca el nombre de la señal para la Estación 61850 (ver Figura 3.26), en esta Figura, se distinguen tres parámetros de la estación IEC6180 y que corresponden a: Logic Device (LD), Logic Node (LN) y Data Object (DO). De estos tres parámetros el único que debe ser configurado es el Logic Device, los otros dos elementos son configurados automáticamente por el software.

El nombre del Logic Device, debe tener mínimo 8 caracteres y corresponde a una identificación de la señal que se está configurando. Para el ejemplo el nombre de la señal es BF526 y corresponde a la señal 50BF del disyuntor 52-6.

La designación de éstos parámetros, permitirá la identificación de las señales durante la configuración de la Estación IEC61850.

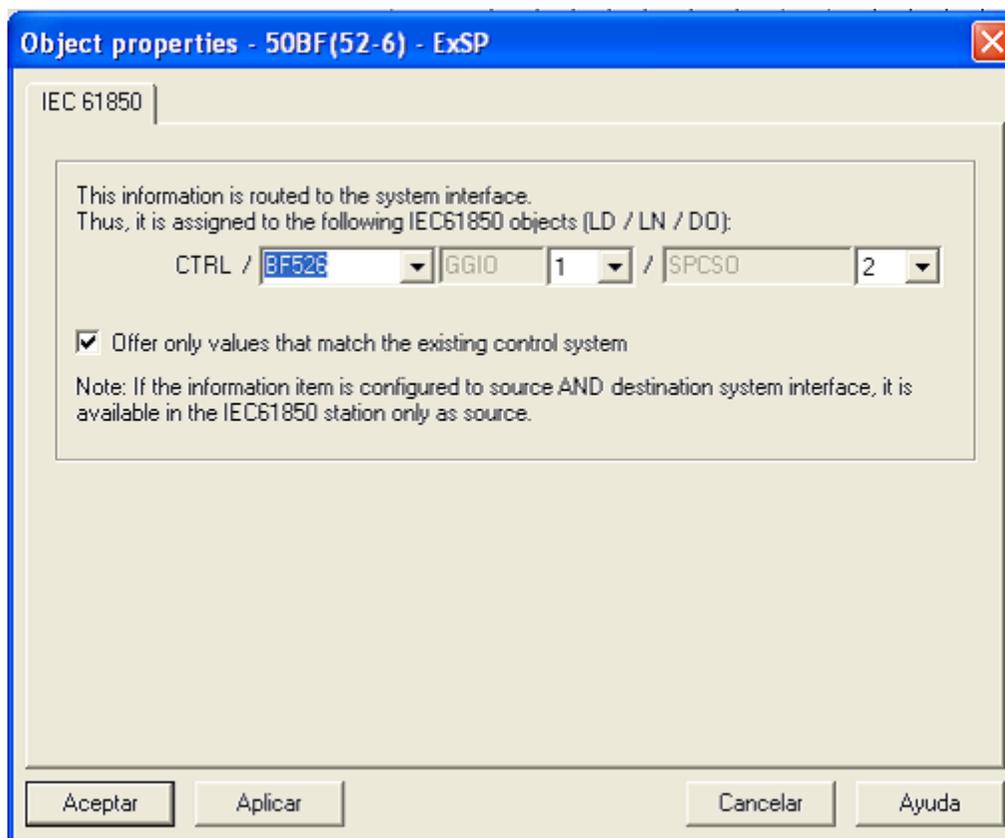


Figura 3. 26.- Menú para configuración de objetos para la Estación IEC61850.

3.3.2.2 Configuración de la Estación IEC61850

La Estación IEC61850 incluye las señales de todos los IEDs de una subestación para ser enviadas a través del sistema hacia un SCADA o para Mensajes GOOSE, en la Figura 3.27 se muestra el menú de la estación IEC61850 de la S/E Selva Alegre, en este menú se dispone de dos submenús correspondientes a: Network y Link.

En el submenú Network (Figura 3.27) es donde se insertan todos los equipos de los cuales se obtendrán las señales que serán enviadas por el sistema de comunicación.

Name	Name in DIGSI	IP address
SA41		
New devices		
Subnet1		
B1_67	7SJ645 V4.8 B1_67	10.10.41.69
B2_67	7SJ645 V4.8 B2_67	10.10.41.70
L07_67	7SJ645 V4.8 L07_67	10.10.41.67
L11_67	7SJ645 V4.8 L11_67	10.10.41.68
L16_21R	7SA611 V4.6 L16_21R	10.10.41.76
L16_67	7SJ645 V4.8 L16_67	10.10.41.61
L19_67	7SJ645 V4.8 L19_67	10.10.41.63
L37_67	7SJ645 V4.8 L37_67	10.10.41.64
L38_67	7SJ645 V4.8 L38_67	10.10.41.60
L53_21P	7SA611 V4.6 L53_21P	10.10.41.75
L53_67	7SJ645 V4.8 L53_67	10.10.41.62
L57_67	7SJ645 V4.8 L57_67	10.10.41.66
L59_67	7SJ645 V4.8 L59_67	10.10.41.65
SntpServer	GPS	10.16.6.201
TR1_67	7SJ645 V4.8 TR1_67	10.10.41.71
TR1_87	7UT613 V4.6 TR1_87	10.10.41.72
TR2_67	7SJ645 V4.8 TR2_67	10.10.41.73
TR2_87	7UT613 V4.6 TR2_87	10.10.41.74

Figura 3. 27.- Menú de la Estación IEC61850, que incluye a los IEDs de la S/E Selva Alegre.

En esta Figura se distinguen tres columnas: Name que corresponde al identificador del IED para la Estación IEC61850 (menos de 8 caracteres), la Columna Name in DIGSI que corresponde al identificador del IED en el software DIGSI y la tercera columna que corresponde al número de IP de cada IED.

Una vez que se han insertado todos los IEDs en la estación, se procede a configurar las señales de mensajería GOOSE en el submenú “LINK” (ver Figura 3.28). En este submenú aparecen automáticamente todos los IEDs y señales que fueron asignadas para el sistema durante la configuración del software DIGSI y de la Matriz.

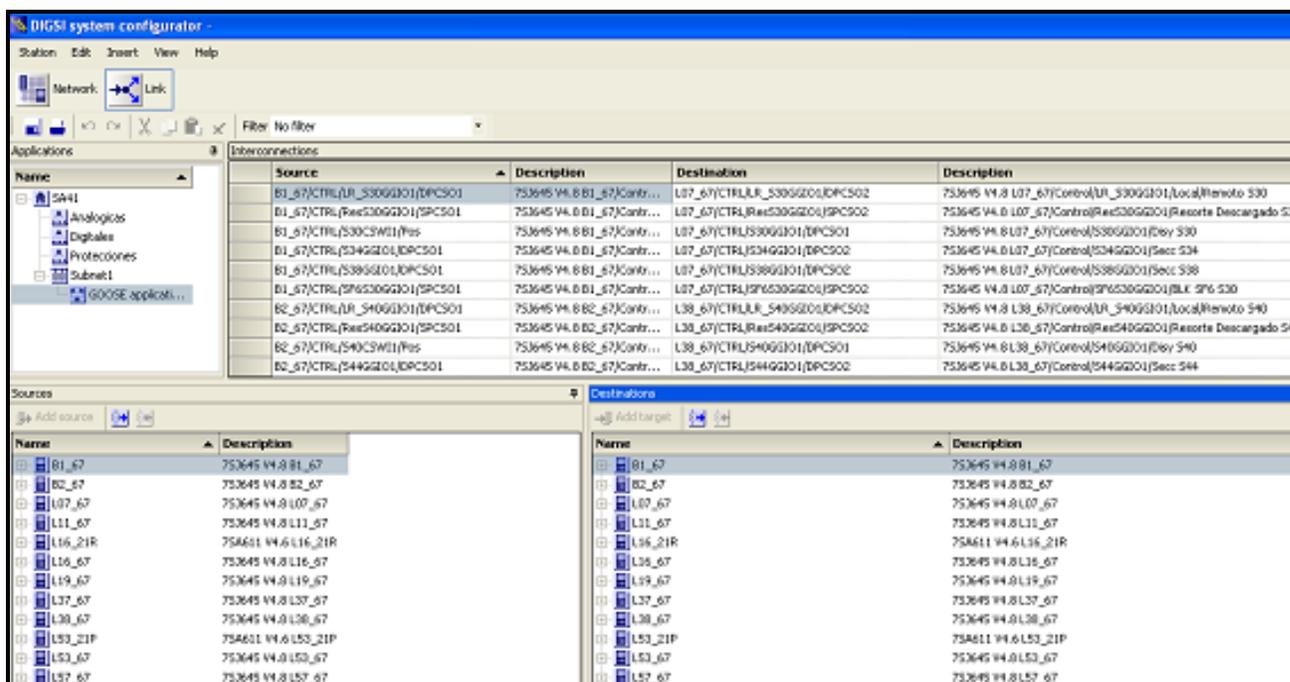


Figura 3. 28.- Submenú de la Estación IEC61850 para designación de señales para Mensajes GOOSE.

En esta Figura se distinguen 4 ventanas: Applications, Interconnections, Sources y Destinations.

En la ventana Applications se despliega los grupos de señales disponible para configurarlas en el sistema, así se tiene: grupos de señales analógicas, señales digitales, señales de protección y el grupo de mensajes GOOSE creado en la Matriz, y que corresponde al ejemplo de la aplicación que se está realizando.

En las ventanas Source y Destination se encuentran todos los IEDs de la subestación con sus respectivas señales, para realizar la aplicación de Mensajes GOOSE. Desde la ventana Source se configuran las señales que serán enviadas por los IEDs y desde la ventana Destinations se configuran las señales que serán recibidas desde otros IEDs.

En la ventana Interconnections se realiza la vinculación de señales, de los relés que envían (en el lado derecho) y de los relés que reciben el lado izquierdo.

Los nombres de las señales que aparecen en este menú corresponden a los identificativos de los Logic Device, Logic Node y Data Object, determinados durante la configuración de la Matriz.

3.3.2.3 Consideraciones para configuración del sistema

El procedimiento a seguir para el caso del resto de posiciones que forman parte de la subestación Selva Alegre es prácticamente similar al tomado en cuenta en la configuración de la L/T Santa Rosa Transelectric tomada como ejemplo en este capítulo. En la tabla 3.15 se indican las consideraciones en configuración de cada una de las líneas componentes de la subestación.

Se debe establecer todas las relaciones existentes entre cada una de las señales que compone cada una de las posiciones para relacionarlas adecuadamente según la disposición de las mismas dentro del ingreso a cada uno de los IEDs considerados, en el anexo 2 de diagramas de conexión de IEDs se pueden distinguir claramente las señales que se han de tomar en cuenta para cada caso específico.

Al momento de realizar la configuración en el archivo de subestación hay que tomar en cuenta que las señales que son implementadas en la matriz en la fuente y en el destino, deben estar acorde a la relación existente entre el disyuntor considerado como principal así como el del considerado como secundario.

Para enlazar los datos en la configuración de subestación final se debe considerar que cada una de las señales implementadas como GOOSE hayan sido borradas de la matriz de configuración inicial y declaradas dentro de la carpeta de señales virtuales contenida en cada una de las posiciones consideradas.

Tabla 3. 15.- Consideraciones en la configuración de subestación.

PATIO DE 138 kV		
Disy. Asoc.	Posiciones	Consideraciones adicionales
1	L/T Santa Rosa Transelectric	Tomar en cuenta señales de posición 2
2	L/T Eugenio Espejo	Tomar en cuenta señales de posición 3
5	L/T Cotocollao	Tomar en cuenta señales de posición 6
6	L/T Pomasqui	Tomar en cuenta señales de posición 1
3	Transformador 1	Tomar en cuenta señales de posición 4
4	Transformador 2	Tomar en cuenta señales de posición 5
PATIO DE 46 kV		
Disy. Asoc.	Posiciones	Consideraciones adicionales
20	L/T san Roque	Tomar en cuenta señales de posición 30
60	L/T Pérez Guerrero	Tomar en cuenta señales de posición 50
50	L/T Norte	Tomar en cuenta señales de posición 40
10	L/T Rio Coca	Tomar en cuenta señales de posición 20
90	L/T Belisario Quevedo	Tomar en cuenta señales de posición 70
30	Barra 1	Tomar en cuenta señales de posición 90
40	Barra 2	Tomar en cuenta señales de posición 70

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS TÉCNICO–ECONÓMICO DEL PROYECTO

4.1 INTRODUCCIÓN

La utilización del protocolo IEC61850 en la comunicación directa entre IEDs a través de redes de fibra óptica o Ethernet y la aplicación de mensajes GOOSE permite reemplazar el cableado convencional entre entradas y salidas físicas por una red virtual entre entradas y salidas lógicas de los IEDs, logrando un funcionamiento confiable, eficiente y económico de las subestaciones eléctricas.

En éste capítulo se analizará la inversión económica que la Empresa Eléctrica Quito efectuó en la automatización de la subestación Selva Alegre mediante una arquitectura convencional (con alambrado físico) y con IEDs que disponen del protocolo IEC61850, para de este modo poder estimar las cuantías materiales y su valoración económica; y lograr establecer una comparación relativa con la inversión económica que implica una arquitectura realizada con la norma IEC61850 a través de mensajería GOOSE con aplicación en la subestación Selva Alegre, para obtener una visión global de la mejor alternativa técnico-económica.

Para la automatización de la subestación Selva Alegre de la E.E.Q., realizada en forma convencional (a través de cableado físico) fue necesario realizar adecuaciones en el cuarto de control de la subestación, lo cual implicó inversiones en equipamiento de control, protección, comunicación, operación, y en mano de obra eléctrica y civil; además en el patio de maniobras no se realizaron modificaciones ni cambios de

equipos, por lo tanto el total de la inversión ejecutada en la subestación corresponde a las innovaciones realizadas en el cuarto de control.

Los rubros empleados se detallan en la Figura 4.1

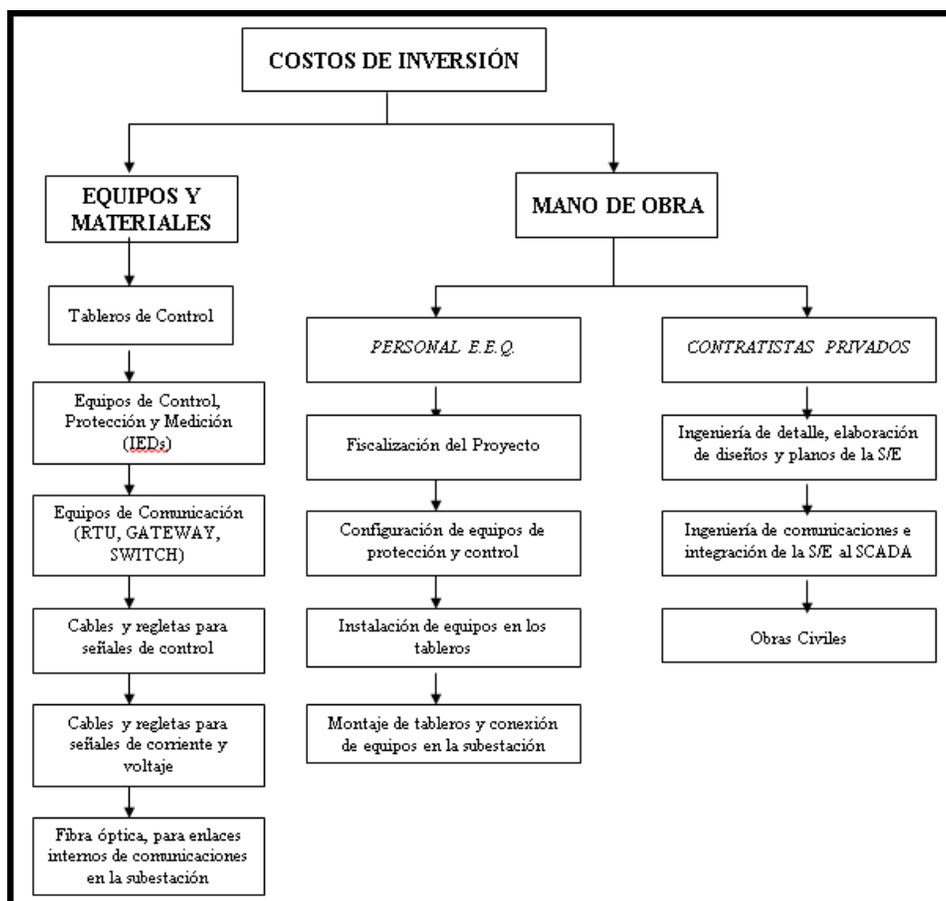


Figura 4.1.- Costos de inversión

4.2. DEFINICIONES.

Para realizar el análisis económico del proyecto en cuestión se necesita conocer cada uno de los criterios y metodologías utilizadas así como los términos utilizados para la elaboración de cada una de las tablas que se describen en este capítulo.

4.2.1 ENERGÍA NO SUMINISTRADA (ENS)

Es la cantidad de energía eléctrica que deja de ser suministrada por fallas ocurridas en el sistema eléctrico MWh

4.2.2 COSTO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA

Es el valor monetario que se le asigna a la energía no suministrada y se encuentra valorado en USD/MWh.

Existen regulaciones registradas por el CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad) en las que se dispone de valores asignados por Energía No Suministrada, los mismos que relacionan diferentes factores para determinarlo, para el caso exclusivo de este proyecto se ha tomado en cuenta un valor promedio de entre los años 2008 y 2011 en los cuales se refleja un valor aproximado de 700 USD/MWh

4.2.3 FLUJOS DE INVERSIÓN

Conocido como flujo neto de caja, permite identificar la diferencia entre los gastos generados en el proyecto en relación con los ingresos establecidos en el mismo durante su vida útil.

4.2.4 DEPRECIACIÓN

Se cuantifica como pérdida de valor de los activos que no es recuperable ni aun con mantenimientos, todo esto enmarcado en la vida útil del proyecto lo que obligará a reemplazarlo cuando ésta se haya cumplido.

4.2.5 ACTIVOS FIJOS

Son aquellos que van a durar durante la vida útil del proyecto como tal, es decir que son los bienes que no se tiene previsto negociarlos o venderlos y pueden ser tanto tangibles como no tangibles

4.2.6 ACTIVOS DIFERIDOS

Estos activos tienen variación durante el proceso de explotación del proyecto, es decir que son prorrateados durante el tiempo tomado como vida útil

4.2.7 MANO DE OBRA DIRECTA

Es la mano de obra consumida en las áreas que tienen una relación directa con la producción o la prestación de algún servicio. Es la generada por los obreros y operarios calificados de la empresa.

4.2.8 MANO DE OBRA INDIRECTA

Es la fuerza laboral que no se encuentra en contacto directo con el proceso de la fabricación de un determinado producto que tiene que producir la empresa

4.3 INDICADORES ECONÓMICOS

4.3.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El VAN es un indicador financiero que utiliza una tasa de interés tomada como referencial, por medio del VAN se verifica el valor neto en tiempo presente que se genera considerando todos los gastos e ingresos generados en el proyecto. De esta manera se discierne que si el VAN es mayor que cero el proyecto es económicamente viable.

La fórmula para el cálculo del VAN es la siguiente:

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+r)^n}$$

Qn: flujo de caja del año n

r: la tasa de interés con la que estamos comparando

N: número de años de la inversión

I: Valor de desembolso inicial de la inversión

4.3.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Para verificar la factibilidad de un proyecto se requiere analizar el índice económico de la TIR que indica el valor de la tasa de interés con el cual los flujos de inversión se igualan con la inversión inicial (VAN=0) cuantificados en valor presente.

4.3.3 COSTO-BENEFICIO (C-B)

Es la relación existente entre los beneficios alcanzados y los costos a tomar en cuenta, de esta manera se tiene una visión de la rentabilidad del proyecto.

Si el valor de resultado es mayor que uno (1) implica que los ingresos son superiores que los gastos y por tanto significaría una factibilidad del proyecto, aunque cabe indicar que este indicador por sí solo no permite tomar una decisión de rentabilidad de un proyecto

4.4 COSTOS DE INVERSION DE AUTOMATIZACION DE LA S/E SELVA ALEGRE DE FORMA TRADICIONAL

En la tabla 4.-1 se describe cada uno de los rubros que intervinieron en el proceso de automatización de la S/E Selva Alegre de manera tradicional, es decir por medio de cables de cobre, es por esta razón que se puede verificar que los IEDs de protección y control (67) marca Siemens que se encuentran descritos disponen de 33 entradas y 19 salidas binarias que son los equipos con los que actualmente se encuentra trabajando la subestación.

Tabla 4. 1.- Costos de Inversión realizados para la automatización (convencional) de la S/E Selva Alegre

DESCRIPCION	UNIDAD	CANT.	PRECIO UNITARIO	TOTAL
ACTIVOS FIJOS (EQUIPOS Y MATERIAL)				
Tableros de control para las posiciones de la S/E, conformados por: tomacorriente polarizados de 110V, platinas de puesta a tierra, iluminación interna con switch y breakers para corriente continua.	c/u	6	2000,00	12000,00
IEDs marca SIEMENS de protección 67 y control, con 33 entradas binarias y 19 salidas binarias	c/u	13	11000,00	143000,00
IEDs marca ABB para protección de distancia	c/u	20	8000,00	160000,00
IEDs marca SIEMENS para protección diferencial del transformador	c/u	2	10000,00	20000,00
IEDs marca diferenciales de barra	c/u	2	7500,00	15000,00
Relés de disparo tipo 86	c/u	4	800,00	3200,00
Conductor # 16AWG para señales de control	rollos	36	35,00	1260,00
Conductor # 12AWG para señales de corriente	rollos	6	52,00	312,00
Conductor # 14AWG para señales de voltaje	rollos	2	45,00	90,00
Regletas de control	c/u	1196	1,20	1435,20
Regletas cortocircuitables para señales de corriente	c/u	172	6,00	1032,00
Regletas seccionables con fusible para señales de voltaje	c/u	140	7,00	980,00
RTU, Elitel 5000 ,ELIOP	c/u	1	3500,00	3500,00
Terminal de Operación Local (HMI)	c/u	1	2000,00	2000,00
GATEWAY marca ELIOP	c/u	1	10000,00	10000,00
Switch RSG2100	c/u	1	5000,00	5000,00
Swth RS8000H	c/u	2	4000,00	8000,00
Enlaces de Fibra óptica	c/u	14	30,00	420,00
			TOTAL:	387229,20
OTROS ACTIVOS				
Instalación de IEDs	c/u	41	120,00	4920,00
Conexión entre IEDs	c/u	1	3500,00	3500,00
Enrutado de fibra Óptica	c/u	1	1200,00	1200,00
Instalación de RTU	c/u	1	500,00	500,00
Conexión de señales de Equipos de patio con RTU	c/u	1	1600,00	1600,00
Instalación de Gateway y Switchs de comunicación	c/u	1	350,00	350,00
			TOTAL:	12070,00
			TOTAL ACTIVOS FIJOS:	399299,20
ACTIVOS DIFERIDOS				
Configuración de equipos de control y protección	c/u	1	1800,000	1800,00
Pruebas para integración al sistema SCADA	c/u	1	4500,000	4500,00
Cursos de capacitación al personal de puesta en servicio y mantenimiento del sistema	c/u	1	12000,000	12000,00
Cursos de capacitación al personal de operadores	c/u	1	2000,000	2000,00
			TOTAL:	20300,00
CAPITAL DE OPERACIÓN (ACTIVO CIRCULANTE)				
Ingeniería de detalle, elaboración de diseños y planos por parte del contratista ELIOP	c/u	1	12600,00	12600,00
Ingeniería de comunicaciones e integración de la subestación al SCADA por parte del contratista ELIOP	c/u	1	13400,00	13400,00
Obras Civiles varias por parte de contratista privado	c/u	1	6000,00	6000,00
			TOTAL:	32000,00
MANO DE OBRA DIRECTA				
Operación desde el centro de control del sistema	c/u	1	3600,00	3600,00
Calibración y Mantenimiento de equipos	c/u	1	2200,00	2200,00
Personal de operación	c/u	1	12400,00	12400,00
			TOTAL:	18200,00
ACTIVO CIRCULANTE				
Varios a considerar e imprevistos	c/u	1	15000,00	15000,00
			TOTAL:	15000,00
			TOTAL CAPITAL DE OPERACIÓN :	85500,00
			TOTAL INVERSION:	484799,20

Por medio de la tabla 4.2 se puede diferenciar o agrupar a cada uno de los rubros determinados para la automatización de la S/E Selva Alegre todo esto a manera de un cuadro resumen.

Tabla 4. 2. - Cuadro resumen de inversión

RESUMEN DE INVERSION	
RUBRO	CANTIDAD
EQUIPOS Y MATERIAL	387229,20
INSTALACION	12070,00
PUESTA EN SERVICIO	20300,00
CAPITAL DE OPERACIÓN	32000,00
MANO DE OBRA DIRECTA	18200,00
VARIOS E IMPREVISTOS	15000,00
TOTAL	484799,20

4.5 ANALISIS DE COSTOS

Se refleja los gastos que se tuvieron que realizar en cuanto a materiales, mano de obra tanto directa como indirecta que permitieron realizar todo el proceso de automatización y la implementación del sistema.

En la tabla 4.3 constan los rubros referentes a la instalación de los equipos muy en especial a los IEDs y a cada una de las conexiones que permitieron armar el anillo de fibra óptica básico para la comunicación y entre IEDs así como con el centro de control.

Además, se toman en cuenta también valores para la elaboración y puesta en servicio por parte de contratistas, los mismos que se han tomado como aproximados ya que se tenía un contrato por cada una de las subestaciones a integrar al sistema SCADA de la E.E.Q. y la Selva Alegre era una de entre casi 40 subestaciones tomadas en cuenta en este proceso.

Tabla 4. 3. - Análisis de Costos

DETALLE DE COSTO	TOTAL ANUAL
Materiales e insumos	
Instalación de IEDs	4920,00
Conexionado entre IEDs	3500,00
Enrutado de fibra Óptica	1200,00
Instalación de RTU	500,00
Conexionado de señales de Equipos de patio con RTU	1600,00
Instalación de Gateway y Switchs de comunicación	350,00
Total materiales e insumos:	12070,00
Mano de obra indirecta	
Ingeniería de detalle, elaboración de diseños y planos por parte del contratista ELIOP	12600,00
Ingeniería de comunicaciones e integración de la subestación al SCADA por parte del contratista ELIOP	13400,00
Obras Civiles varias por parte de contratista privado	6000,00
Total mano de obra indirecta:	32000,00
COSTO TOTAL DE PRODUCCION	44070,00
Gastos de fabricación del servicio	
Depreciación	
Equipos	73953,548
Total depreciación Equipos:	73953,548
Mano de obra Directa	
Operación desde el centro de control del sistema	3600,00
Calibración y Mantenimiento de equipos	2200,00
Personal de operación	12400,00
	18200,00
Activos Diferidos	
Configuración de equipos de control y protección	180,00
Pruebas para integración al sistema SCADA	450,00
Cursos de capacitación al personal de puesta en servicio y mantenimiento del sistema	1200,00
Cursos de capacitación al personal de operadores	200,00
Total Activos diferidos:	2030,00
Costo Operativo	
Varios a considerar e imprevistos	15000,00
COSTO TOTAL	153253,55

El dato de depreciación de equipos que se indica en la tabla anterior se lo realiza tomando en cuenta la previsión tecnológica de los equipos , se realiza el cálculo del valor residual considerando 5 años como valor de depreciación del equipo tecnológicamente y se obtiene el dato de depreciación anual de cada uno de los activos considerados. En la tabla 4.4 se puede identificar los datos antes mencionados.

Tabla 4. 4. - Depreciación de equipos

DEPRECIACION DE EQUIPOS				
INVERSION EN ACTIVOS FIJOS	TOTAL (usd)	V.RESID	AÑOS	DEP. ANUAL
Tableros de control para las posiciones de la S/E, conformados por: tomacorriente polarizados de 110V, platinas de puesta a tierra, iluminación interna con switch y breakers para corriente continua.	12000,00	600	5	2280
IEDs marca SIEMENS de protección 67 y control, con 33 entradas binarias y 19 salidas binarias	143000,00	7150	5	27170
IEDs marca ABB para protección de distancia	160000,00	8000	5	30400
IEDs marca SIEMENS para protección diferencial del	20000,00	1000	5	3800
IEDs marca diferenciales de barra	15000,00	750	5	2850
Relés de disparo tipo 86	3200,00	160	5	608
Conductor # 16AWG para señales de control	1260,00	63	5	239,4
Conductor # 12AWG para señales de corriente	312,00	15,6	5	59,28
Conductor # 14AWG para señales de voltaje	90,00	4,5	5	17,1
Regletas de control	1435,20	71,76	5	272,688
Regletas cortocircuitables para señales de corriente	1032,00	51,6	5	196,08
Regletas seccionables con fusible para señales de vol	980,00	49	5	186,2
RTU, Elitel 5000 ,ELIOP	3500,00	175	5	665
Terminal de Operación Local (HMI)	4000,00	200	5	760
GATEWAY marca ELIOP	10000,00	500	5	1900
Swth RSG2100	5000,00	250	5	950
Swth RS8000H	8000,00	400	5	1520
Enlaces de Fibra óptica	420,00	21	5	79,8
TOTAL				73953,548

En la Tabla 4.5 se realiza un resumen y clasificación de costos

Tabla 4. 5.- Clasificación de costos

COSTO DEL SERVICIO	COSTO FIJO	COSTO VARIABLE	TOTAL
Materiales e insumos	12070,00		12070
Mano de obra indirecta	32000,00		32000
Mano de obra directa		18200,00	18200
GASTOS DE FABRICACION			
Depreciacion	73953,548		73953,548
Activo Diferido	2030,00		2030
COSTO OPERATIVO	15000,00		15000
COSTO TOTAL	135053,55	18200	153253,548

4.6 PROYECCION DE COSTOS

La tasa de crecimiento utilizada para realizar la proyección de costos se la toma en base al promedio de este valor entre los años 2011 y 2012 dando un resultado de 4.85 %, esto según datos verificados en la página electrónica del Banco Central de Ecuador. Durante la vida útil considerada para el proyecto de 10 años se ajustan tanto los costos fijos así como los costos variables, la tabla 4.6 se considera esta variación en el tiempo.

Tabla 4. 6.- Proyección de costos

AÑOS	COSTO VARIABLE	COSTO FIJO	COSTOTOTAL
1	18200	135053,55	153253,55
2	19082,70	75983,55	95066,25
3	20008,21	75983,55	95991,76
4	20978,61	75983,55	96962,16
5	21996,07	75983,55	97979,62
6	23062,88	75983,55	99046,43
7	24181,43	75983,55	100164,98
8	25354,23	75983,55	101337,78
9	26583,91	75983,55	102567,46
10	27873,23	75983,55	103856,78

4.6.1 PRESUPUESTO DE INGRESOS PARA EL PRIMER AÑO

En la tabla 4.7 se encuentra resumida la información referente a la energía no suministrada (ENS) en el año 2011 por el sistema que tiene relación con la S/E Selva Alegre, es decir con cada una de las líneas que forman parte de la subestación, es así como se describe la ENS por cada posición y se considera un valor de 700 USD/MWh el mismo que arroja un valor total por este rubro.

Tabla 4. 7.- Energía no suministrada por el sistema relacionado con la S/E Selva Alegre

POSICION	VOLTAJE KV	ENERGIA NO SUMINISTRADA (MWh)/año 2011	COSTO USD/MWh	USD TOTAL
L/T Santa Rosa Trans.	138	280,2	700	196140,00
L/T Eugenio Espejo	138	98,28		68796,00
L/T Cotocollao	138	210,35		147245,00
L/T Pomasqui	138	49,91		34937,00
L/T Rio Coca	46	37,42		26194,00
L/T San Roque	46	55,83		39081,00
L/T Norte	46	65,2		45640,00
L/T Pérez Guerrero	46	21,23		14861,00
L/t Belisario Quevedo	46	18,25		12775,00
				TOTAL

Una vez obtenido el dato total de energía no suministrada se considera por medio de la tabla 4.8 que el valor por pérdidas debido a la integración de un sistema de control se encuentra valorado en un 50% del total y como consecuencia de ello se tendrá un ahorro del 65% de este rubro el cual se aplicará para el nuevo sistema de automatización de la subestación ya implementado.

Tabla 4. 8.- Ahorro del valor de pérdidas en el sistema de control

NUMERO DE FALLAS	VALOR TOTAL POR FALLAS EN S/E	VALOR DE PERDIDAS EN SISTEMA DE CONTROL (50%)	AHORRO DEL VALOR DE PERDIDAS SISTEMA DE CONTROL(INGRESO TOTAL DE UN AÑO)
9	585669,00	292834,50	190342,43

4.6.2 PROYECCION A 10 AÑOS DE VIDA UTIL

La tasa de crecimiento considerada para la proyección de los ingresos está verificada en el 5% anual lo que se ve reflejado a través de la tabla 4.9

Tabla 4. 9.- Proyección de ingresos en la vida útil

AÑOS	INGRESOS
1	190342,43
2	191294,14
3	192250,61
4	193211,86
5	194177,92
6	195148,81
7	196124,55
8	197105,18
9	198090,70
10	199081,16

4.6.3 FLUJO DE CAJA

A través del flujo de caja expuesto mediante la tabla 4.10 se verifican la relación existente entre los ingresos como los egresos todos proyectados dentro de la vida útil considerada para el proyecto esto es en 10 años, dando como resultado una utilidad bruta para cada uno de los años considerados. Cabe indicar que la vida útil tomada no se refiere a que en ese tiempo el proyecto será obsoleto sino que simplemente

considera un tiempo referencial con relación a cambios tecnológicos dentro del tema de automatización de subestaciones.

Tabla 4. 10.- Flujo de Caja

INGRESOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Energía Salvada		190342,43	191294,14	192250,61	193211,86	194177,92	195148,81	196124,55	197105,18	198090,70	199081,16
TOTAL DE INGRESOS		190342,43	191294,14	192250,61	193211,86	194177,92	195148,81	196124,55	197105,18	198090,70	199081,16
EGRESOS											
Costo fijo		135053,55	75983,55	75983,55	75983,55	75983,55	75983,55	75983,55	75983,55	75983,55	75983,55
Costo variable		18200	19082,70	20008,21	20978,61	21996,07	23062,88	24181,43	25354,23	26583,91	27873,23
TOTAL DE EGRESOS		153253,548	95066,248	95991,759	96962,1572	97979,6197	99046,4292	100164,979	101337,778	102567,459	103856,778
UTILIDAD BRUTA	453599,20	37088,88	96227,89	96258,85	96249,70	96198,30	96102,38	95959,57	95767,40	95523,24	95224,38

4.7 CALCULO DE INDICES FINANCIEROS

Contando con la información recopilada en el desarrollo del capítulo 4 se puede realizar el cálculo correspondiente a cada uno de los índices financieros considerados tales como el VAN, la TIR y la relación Costo Beneficio B/C, a través de las siguientes tablas se verifica cada uno de estos valores.

4.7.1 CALCULO DEL VAN

La tabla 4.11 expone el valor del VAN (Valor Actual Neto) igual a 51627,48 lo cual representa un valor mayor que cero y que indica la factibilidad del proyecto y que su aplicación es económicamente conveniente. Cabe indicar que para el cálculo de este indicador se ha utilizado una tasa referencial de 10 % que se encuentra dentro de los parámetros de tasas de crecimiento normalizado.

Tabla 4. 11.- Cálculo del VAN

ACTUALIZACION			
AÑOS	FLUJO NETO	FACTOR 10%	VALOR ACTUAL
	484799,20		
1	37088,88	0,90909	33717,16
2	96227,89	0,82645	79527,18
3	96258,85	0,75131	72320,70
4	96249,70	0,68301	65739,84
5	96198,30	0,62092	59731,58
6	96102,38	0,56447	54247,29
7	95959,57	0,51316	49242,43
8	95767,40	0,46651	44676,20
9	95523,24	0,42410	40511,18
10	95224,38	0,38554	36713,12
			536426,68
		VAN	51627,48

4.7.2 CALCULO DE LA TIR

Considerando como base el cálculo del VAN se ha realizado la verificación de la TIR en la que se verifica tanto un valor por debajo así como por arriba de la tasa referencial de 10 % y de esta manera intuir a través de los valores de VAN obtenidos donde se encontraría el valor de tasa que permita que los ingresos se equiparen con los gastos, por medio de la hoja de Excel se pudo determinar que una TIR del 12,24 % permite acercarse muy cercanamente al valor de VAN=0 y de esta manera inferir que está por encima del valor de 10% referencial lo que nos da la constancia de que el proyecto es viable económicamente a través de este método.

Tabla 4. 12.- Cálculo de la TIR

ACTUALIZACION							
AÑOS		FACTOR ACT.		FACTOR ACT.		TIR	
		9%		11%		12,24%	
0	484799,20						
1	37088,88	0,91743119	34026,49266	0,90090090	33413,4027	0,890944397	33044,12714
2	96227,89	0,84167999	80993,08907	0,81162243	78100,7135	0,793781918	76383,95838
3	96258,85	0,77218348	74329,4929	0,73119138	70383,6407	0,707215552	68075,75492
4	96249,70	0,70842521	68185,71664	0,65873097	63402,6611	0,630089733	60645,95009
5	96198,30	0,64993139	62522,29476	0,59345133	57089,0091	0,561374917	54003,31292
6	96102,38	0,59626733	57302,70956	0,53464084	51380,2571	0,500153837	48065,97435
7	95959,57	0,54703424	52493,17357	0,48165841	46219,7363	0,445609258	42760,47498
8	95767,40	0,50186628	48062,42786	0,43392650	41556,0116	0,397013072	38020,90894
9	95523,24	0,46042778	43981,5551	0,39092477	37342,4023	0,353716572	33788,15436
10	95224,38	0,42241081	40223,80626	0,35218448	33536,5479	0,315141798	30009,18158
11			562120,76		512424,38		484797,79767
			77321,56		27625,18		-1,40

4.7.3 CALCULO DE BENEFICIO/COSTO

Al realizar la actualización de Ingresos como de costos del proyecto de automatización convencional de la subestación Selva Alegre se obtiene valores que al relacionarlos como beneficio/costo se obtiene un valor de 1,82 expresando que se tiene un beneficio de 0.82 por sobre el valor referencial de 1 dando así la confirmación de rentabilidad del proyecto.

Tabla 4. 13.- Actualización de Ingresos y Costos

AÑOS	INGRESO ORIGINAL	FACTOR 10%	VALOR ACTUAL
1	190342,43	0,9091	173038,57
2	191294,14	0,8264	158094,33
3	192250,61	0,7513	144440,73
4	193211,86	0,6830	131966,30
5	194177,92	0,6209	120569,21
6	195148,81	0,5645	110156,42
7	196124,55	0,5132	100642,91
8	197105,18	0,4665	91951,02
9	198090,70	0,4241	84009,80
10	199081,16	0,3855	76754,40
			1191623,68
AÑOS	COSTO ORIGINAL	FACTOR 10%	VALOR ACTUAL
1	153253,55	0,9091	139321,41
2	95066,25	0,8264	78567,15
3	95991,76	0,7513	72120,03
4	96962,16	0,6830	66226,46
5	97979,62	0,6209	60837,64
6	99046,43	0,5645	55909,13
7	100164,98	0,5132	51400,47
8	101337,78	0,4665	47274,82
9	102567,46	0,4241	43498,61
10	103856,78	0,3855	40041,28
			655197,00

4.8 COSTOS DE INVERSION DE LA AUTOMATIZACION DE LA S/E SELVA ALEGRE UTILIZANDO MENSAJERIA GOOSE

En la Tabla 4.14 se encuentran descritos los rubros que se utilizarían al momento de aplicar la herramienta de mensajería GOOSE en la automatización de la S/E Selva Alegre donde el rubro que mayor diferenciación tiene es el relacionado con los IEDs que se necesitarían ya que se disminuye el hardware en los mismos pasando de 33 a 19 entradas digitales y de 19 a 13 salidas digitales, lo cual permite disminuir

considerablemente el rubro dedicado a este ítem, pasando de un costo unitario de 11000USD a 6000USD por cada uno de los 13 relés de protección y control 67 .

Otro de los rubros a considerar en diferencia con el análisis anteriormente realizado es el relacionado con la cantidad de cable utilizado para la interconexión entre cada uno de los IEDs que forman parte del anillo de fibra óptica utilizado, que a su vez no se va a ver afectado y que más bien será el medio por el cual se enviará ahora las señales necesarias para el control de la subestación.

Además se considera la disminución en cuanto a regletas de control de conexión utilizadas.

Para realizar el análisis económico correspondiente se sigue el camino exacto tomado para la verificación de la automatización mediante la forma convencional, de esta manera se considerará los mismos factores tanto de tasas referenciales de crecimiento así como de valores por Energía no suministrada ya que el proceso en si va a realizar un trabajo idéntico con la variación de poder transmitir señales a través de la red y ya no por conductores sólidos.

Tabla 4. 14.- Inversión de la automatización utilizando mensajería GOOSE

DESCRIPCION	UNIDAD	CANT.	PRECIO UNITARIO	TOTAL
ACTIVOS FIJOS (EQUIPOS Y MATERIAL)				
Tableros de control para las posiciones de la S/E, conformados por: tomacorriente polarizados de 110V, platinas de puesta a tierra, iluminación interna con switch y breakers para corriente continua.	c/u	6	2000,00	12000,00
IEDs marca SIEMENS de protección 67 y control, con 19 entradas binarias y 13 salidas binarias	c/u	13	6000,00	78000,00
IEDs marca ABB para protección de distancia	c/u	20	8000,00	160000,00
IEDs marca SIEMENS para protección diferencial del transformador	c/u	2	10000,00	20000,00
IEDs marca diferenciales de barra	c/u	2	7500,00	15000,00
Relés de disparo tipo 86	c/u	4	800,00	3200,00
Conductor # 16AWG para señales de control	rollos	28	35,00	980,00
Conductor # 12AWG para señales de corriente	rollos	6	52,00	312,00
Conductor # 14AWG para señales de voltaje	rollos	2	45,00	90,00
Regletas de control	c/u	936	1,20	1123,20
Regletas cortocircuitables para señales de corriente	c/u	172	6,00	1032,00
Regletas seccionables con fusible para señales de voltaje	c/u	140	7,00	980,00
RTU, Elitel 5000 ,ELIOP	c/u	1	3500,00	3500,00
Terminal de Operación Local (HMI)	c/u	1	2000,00	2000,00
GATEWAY marca ELIOP	c/u	1	10000,00	10000,00
Swth RSG2100	c/u	1	5000,00	5000,00
Swth RS8000H	c/u	2	4000,00	8000,00
Enlaces de Fibra óptica	c/u	14	30,00	420,00
			TOTAL:	321637,20
ACTIVOS DE INSTALACION				
Instalación de IEDs	c/u	41	120,00	4920,00
Conexión entre IEDs	c/u	1	3500,00	3500,00
Enrutado de fibra Óptica	c/u	1	1200,00	1200,00
Instalación de RTU	c/u	1	500,00	500,00
Conexión de señales de Equipos de patio con RTU	c/u	1	1600,00	1600,00
Instalación de Gateway y Switchs de comunicación	c/u	1	350,00	350,00
			TOTAL:	12070,00
			TOTAL ACTIVOS FIJOS:	333707,20
ACTIVOS DIFERIDOS (PUESTA EN SERVICIO)				
Configuración de equipos de control y protección	c/u	1	1800,000	1800,00
Pruebas para integración al sistema SCADA	c/u	1	4500,000	4500,00
Cursos de capacitación al personal de puesta en servicio y mantenimiento del sistema	c/u	1	12000,000	12000,00
Cursos de capacitación al personal de operadores	c/u	1	2000,000	2000,00
			TOTAL:	20300,00
CAPITAL DE OPERACIÓN (ACTIVO CIRCULANTE)				
Ingeniería de detalle, elaboración de diseños y planos por parte del contratista ELIOP	c/u	1	12600,00	12600,00
Ingeniería de comunicaciones e integración de la subestación al SCADA por parte del contratista ELIOP	c/u	1	13400,00	13400,00
Obras Civiles varias por parte de contratista privado	c/u	1	6000,00	6000,00
			TOTAL:	32000,00
MANO DE OBRA DIRECTA				
Operación desde el centro de control del sistema	c/u	1	3600,00	3600,00
Calibración y Mantenimiento de equipos	c/u	1	2200,00	2200,00
Personal de operación	c/u	1	12400,00	12400,00
			TOTAL:	18200,00
ACTIVO CIRCULANTE				
Varios a considerar e imprevistos	c/u	1	15000,00	15000,00
			TOTAL:	15000,00
			TOTAL CAPITAL DE OPERACIÓN :	85500,00
			TOTAL INVERSION:	419207,20

4.8.1 CALCULO DE INDICES FINANCIEROS EN EL PROYECTO CON MENSAJERIA GOOSE

4.8.1.1 Cálculo del VAN

El nuevo valor de VAN (tabla 4.16) se encuentra en 117219,48 que al ser un valor positivo confirma la validez en la factibilidad económica del proyecto

Tabla 4. 15.- Cálculo del VAN

ACTUALIZACION			
AÑOS	FLUJO NETO	FACTOR 10%	VALOR ACTUAL
	419207,20		
1	37088,88	0,90909	33717,16
2	96227,89	0,82645	79527,18
3	96258,85	0,75131	72320,70
4	96249,70	0,68301	65739,84
5	96198,30	0,62092	59731,58
6	96102,38	0,56447	54247,29
7	95959,57	0,51316	49242,43
8	95767,40	0,46651	44676,20
9	95523,24	0,42410	40511,18
10	95224,38	0,38554	36713,12
			536426,68
		VAN	117219,48

4.8.1.2 Cálculo de la TIR

A través del cálculo del VAN obtenido se puede considerar una nueva tasa con la que los gastos se igualen con los ingresos así se obtiene un valor de 15,66% que supera ampliamente al valor tomado como referencial de 10% y así ratificar la conveniencia económica del proyecto utilizando mensajería GOOSE.

Estos valores se identifican mediante la tabla 4.16

Tabla 4. 16.- Cálculo de la TIR

ACTUALIZACION							
AÑOS		FACTOR ACT.		FACTOR ACT.		TIR	
		9%		11%		15,66%	
0	419207,20						
1	37088,88	0,91743119	34026,49266	0,90090090	33413,4027	0,864603147	32067,15978
2	96227,89	0,84167999	80993,08907	0,81162243	78100,7135	0,747538602	71934,06172
3	96258,85	0,77218348	74329,4929	0,73119138	70383,6407	0,646324228	62214,42618
4	96249,70	0,70842521	68185,71664	0,65873097	63402,6611	0,558813962	53785,67821
5	96198,30	0,64993139	62522,29476	0,59345133	57089,0091	0,483152310	46478,43106
6	96102,38	0,59626733	57302,70956	0,53464084	51380,2571	0,417735008	40145,32868
7	95959,57	0,54703424	52493,17357	0,48165841	46219,7363	0,361175002	34658,19967
8	95767,40	0,50186628	48062,42786	0,43392650	41556,0116	0,312273044	29905,57693
9	95523,24	0,46042778	43981,5551	0,39092477	37342,4023	0,269992256	25790,53616
10	95224,38	0,42241081	40223,80626	0,35218448	33536,5479	0,233436155	22228,81257
11			562120,76		512424,38		419208,21094
			142913,56		93217,18		1,01

4.8.1.3 Cálculo de relación BENEFICIO/COSTO

Este índice financiero no tiene variación ya que se ha considerado el mismo margen de ingresos así como la valoración en cuanto a gastos demandados para la instalación y desarrollo del proceso de automatización, es por tanto considerado el valor encontrado en la tabla 4.13 de 1.82 y de esta manera dar un criterio de rentabilidad al proyecto

4.9 RELACION DE CRITERIOS DE DECISIÓN EN PROYECTO CONVENCIONAL Y APLICANDO MENSAJERÍA GOOSE

Para realizar una comparación entre la aplicación de la automatización convencional que es como actualmente se encuentra la Subestación Selva Alegre y la propuesta de este proyecto de añadir la utilización de mensajería GOOSE para el control de la misma, se realiza un cuadro comparativo (tabla 4.17) de los índices económicos acompañados de los respectivos cambios de inversión los dos casos.

Tabla 4. 17.- Cuadro comparativo proyecto convencional y utilizando mensajería GOOSE

AUTOMATIZACION DE SUBESTACION SELVA ALEGRE		
	CONVENCIONAL	UTILIZANDO MENSAJERIA GOOSE
Inversion	484799,20	419207,2
Costo Total	153253,55	153253,55
Costo ENS	585669,00	585669,00
VAN	51627,48	117219,48
TIR	12,24%	15,66%
B/C	1,82	1,82

Como se puede apreciar en la tabla 4.17 la Inversión que se tuvo para la automatización de la Subestación Selva Alegre de manera convencional difiere en casi \$70000 con referencia a si se hubiera utilizado mensajería GOOSE, esto debido a la variación de precios de IEDs requeridos.

El costo total se mantiene invariable ya que pertenece a prácticamente a valores relacionados con la automatización general de la subestación, los mismos que pese a realizar un desglose minucioso no se hubieran visto afectados en gran medida.

El Costo por Energía No Suministrada se considera el mismo para las dos condiciones ya que son valores tomados dentro de la automatización de la subestación, valores que no van a variar con la nueva aplicación por que se sigue realizando prácticamente el mismo trabajo.

Los valores del VAN superan considerablemente el valor cero lo que ratifica la validez económica del proyecto y en comparación con el convencional se tiene un mayor valor.

La TIR pasa de un valor de 12,24% a 15,66%, tasa que asegura la rentabilidad del proyecto.

El valor de costo beneficio se mantiene en un valor de 1,82 positivo que ratifica el criterio de rentabilidad del proyecto.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Del diagnóstico actual de la S/E Selva Alegre se pudo determinar que los equipos de patio (nivel 0) a pesar de ser antiguos y no poseer módulos de comunicación con protocolo IEC 61850 que permitan integrarlos a un bus de procesos, no impiden la automatización de la subestación con la aplicación de mensajería GOOSE en el nivel 1, ya que al momento las señales de los equipos de patio son trasladadas a cada IED a través del cableado tradicional permitiendo de esta manera controlar, monitorear y proteger la subestación.
- El tipo de topología que posee la Subestación Selva Alegre tanto en anillo para el patio de 138 kV como de disyuntor y medio en el caso de 46 kV, permite aprovechar la tecnología de comunicación mediante mensajería GOOSE ya que en su operación se pudo distinguir que existen señales que se duplican en los IEDs asociados a las posiciones que conforman la subestación, y de esta manera se las puede reemplazar por señales virtuales ya que al momento se encuentran cableadas entre cada uno de estos dispositivos
- El protocolo IEC 61850 considera básico la interoperabilidad de equipos multimarca, en el caso de la Subestación Selva Alegre posee en su nivel de subestación (nivel 1) IEDs de marca SIEMENS que conforman el anillo redundante de comunicación de fibra óptica y los de marca ABB, los cuales , no están incluidos dentro de la red LAN por no poseer doble puerto de comunicación redundante y por tanto no pueden ser parte activa de la configuración por mensajería GOOSE y únicamente son utilizados para cumplir con su función de protección de distancia tanto principal como de respaldo.

- La red de comunicación LAN de fibra óptica implementada en la subestación cumple con el requerimiento básico de redundancia y permite asegurar el flujo normal de información así como el correcto manejo de los mensajes GOOSE que se podrían transmitir por esta vía que se encuentra configurada en anillo junto con los switchs de comunicación
- Con la implementación de mensajería GOOSE se modifica la conexión de los IEDs SIEMENS 7Sj645, ya que se eliminan señales cableadas y se reemplazan por señales virtuales dejando disponibles entradas y salidas digitales, lo que implica que quedan sobredimensionados los equipos con esta aplicación
- La Empresa Eléctrica Quito se encuentra interesada en la aplicación de mensajería GOOSE únicamente para funciones de control más no para funciones de protección debido a que no se tiene mayor fiabilidad en red de comunicación por falta de experiencia y temor a que ésta falle y prefieren mantener el esquema de protección tradicional.
- Es importante aclarar que la modificación de los diagramas de conexión no implicó la modificación de las lógicas de control implementadas en los IEDs ya que con la aplicación de mensajería GOOSE se está reemplazando el tipo de señal de física a virtual sin eliminar ninguna de las señales consideradas en el control de la subestación.
- El software de configuración de los relés SIEMENS Digsig 4.8 es de fácil manejo debido a que funciona bajo la plataforma del sistema operativo Windows que es intuitivo y amigable con el usuario. Su estructura permite la configuración de la matriz para definición de señales, configuración de control mediante bloques lógicos, ajuste de protecciones y la configuración de la estación IEC61850, incluyendo señales de mensajería GOOSE.

- El estudio Técnico económico de factibilidad de aplicación del proyecto dio como resultado valores de índices económicos como la TIR, VAN y relación Costo Beneficio que ratifican la conveniencia de la aplicación de mensajería GOOSE comparado con el proyecto de automatización de la subestación Selva Alegre implementado por la E.E.Q., en el que se resalta disminución de inversión por la aplicación de esta herramienta del protocolo IEC 61850.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un estudio de factibilidad de implementación de un bus de proceso que complemente al bus de subestación instalado, de esta manera se podría eliminar la inmensa cantidad de cableado rígido y permitir obtener un solo enlace de comunicación que debería ser lo bastante robusto y confiable para realizar el control de la subestación.
- Para integrar los IEDs de marca ABB en el bus de subestación implementado en la subestación Selva Alegre, es necesario conectar a estos equipos en un esquema tipo estrella con un switch de comunicación y de esta manera integrarlos a la red LAN para poder aplicar mensajería GOOSE, además de tener mayor información acerca de las posiciones a las que están respaldando.
- La aplicación de mensajería GOOSE es recomendable realizarla especialmente en subestaciones de topología disyuntor y medio, que conforman un aporte fundamental en la concesión que dispone la Empresa Eléctrica Quito, en las cuales existe gran cantidad de señales redundantes que deben ser conectadas en los IEDs, y con la aplicación de mensajería GOOSE se reduce significativamente las señales físicas y el hardware de los IEDS.

- El ahorro tanto en ingeniería como en mano de obra es fundamental en un proyecto de implementación de automatización de subestaciones, es por esto que se recomienda tomar en cuenta la posibilidad de implementar comunicación por mensajería GOOSE que permita dimensionar adecuadamente el hardware de los IEDs y así reducir los costos de inversión del proyecto.
- Al momento de realizar la modificación de la programación de un relé en el que se va a reemplazar señales físicas por señales virtuales hay que tomar precaución de eliminar en la matriz de configuración todas las señales que fueron definidas como cableadas para poder reemplazar con las señales virtuales creadas y que no exista conflicto al momento de seleccionarlas en la configuración de lógicas de control y de la estación IEC61850.

BIBLIOGRAFÍA:

- OPERACIÓN DE SUBESTACIONES; TAPIA, Luis. 2005
- CRITERIOS Y CONSIDERACIONES METODOLÓGICAS Y TECNOLÓGICAS A TENER EN CUENTA EN EL DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN LA AUTOMATIZACIÓN Y PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE POTENCIA ELÉCTRICA, CARREÑO PERZ, Juan Carlos. 2012
- IEC 61850 & GOOSE PARA SUBESTACIONES DE MV Y LA INDUSTRIA ; ABB . 2011
- DÉCIMO TERCER ENCUENTRO REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRE, ASPECTOS NOVELES DEL ESTÁNDAR IEC 61850, CIGRE. 2010
- ARQUITECTURAS ABIERTAS DE COMUNICACIÓN PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES, COBELO, Fernando, ZIV. 2010
- DESING AND IMPLEMENTATION OF IEC 61850 FOR MULTIPLE VENDORS AT CFE LA VENTA II; FLORES, Victor; ESPINOZA ,Daniel, CFE.2007
- SIPROTEC NUMERICAL PROTECTION RELAYS; SIEMENS.2010
- NUEVOS SISTEMAS INTEGRADOS DE PROTECCION Y CONTROL BASADOS EN IEC 61850, PRIMERAS EXPERIENCIAS; PEREDA, Rodolfo; BECERRIL, Gabriel. 2008
- IEC61850 & GOOSE PARA SUBESTACIONES DE MV Y LA INDUSTRIA; LOAIZA, Julio; PALOMA, David. ABB.2011
- DESARROLLO DE LA NORMA IEC 61850 - AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES BAJO LA NORMA IEC 61850; ZIV,2011

- MANUALES Y CATALOGOS ELIOP NUCLEO; España. 2009
- PLANOS,MANUALES Y CATALOGOS E.E.Q.;Quito.2010

PROYECTOS DE TESIS CONSULTADOS

- AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES E INTEGRACION AL SISTEMA SCADA; PEÑAHERRERA AGUILAR, Juan Carlos. Tesis EPN 2007
- ANALISIS DE PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN PARA LA AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES DE TRANSMISION ELECTRICA; RIVADENEIRA ASTUDILLO, Iván Fernando. Tesis ESPE 2005
- ESTUDIO PARA LA COORDINACION DE PROTECCIONES MEDIANTE SELECTIVIDAD LOGICA PARA LOS CENTROS DE FUERZA DE LA CENTRAL MOLINO, PRESA DANIEL PALACIOS Y CENTRAL MAZAR DE LA EMPRESA CELEC HIDROPAUTE; MEJIA MORALES, José Miguel; OLLAGUE CAMPOVERDE, Hoover Andrés. Tesis UPS-Cuenca 2012
- DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCION Y CONTROL DE SUBESTACIONES ELECTRICAS; BARRANTE PINELA, Lucia Saray. Tesis Universidad Carlos III de Madrid 2011
- AUTOMATIZACION E INTEGRACION AL SISTEMA SCADA DE LOS ALIMENTADORES A1/1 Y A1/2 DE LA EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S.A.; TIPAN CHIGUANO, Santiago Ismael. Tesis EPN 2009