



Índice Capítulo 3

3. Requisitos Básicos del Sistema a Implantar.....	3.1
3.1 Antedecentes y Situación Actual	3.1
3.2 Objetivos de Ampliación del Sistema	3.2
3.3 Requisitos Técnicos del Nuevo Sistema	3.3
3.3.1 Especificaciones Generales	3.3
3.3.1.1 Supervisión, Control y Adquisición de Datos.....	3.4
3.3.1.2 Registro y Recuperación de la Información Histórica.....	3.4
3.3.1.3 Aplicaciones SCADA	3.5
3.3.1.4 Sistema de Desarrollo y Mantenimiento.....	3.6
3.3.1.5 Confiabilidad.....	3.7
3.3.2 Características del Centro de Control.....	3.7
3.3.2.1 Descripción General.....	3.7
3.3.2.2 Características Generales	3.7
3.3.2.3 Arquitectura	3.8
3.3.2.4 Sistema Operativo	3.8
3.3.2.5 Red LAN	3.8
3.3.3 Tiempos de Respuesta del SCADA.....	3.9
3.3.3.1 Actividad Normal	3.9
3.3.3.2 Alta Actividad	3.9
3.3.3.3 Respuesta del Sistema en Condiciones de Actividad Normal.....	3.10
3.3.3.4 Respuesta del Sistema en Condiciones de Alta Actividad	3.10
3.3.4 Disponibilidad.....	3.10
3.3.5 Interfaz con otros Sistemas	3.11
3.3.5.1 GIS: Subsistema de Información Geográfica.....	3.11



3.3.5.2 SDI: Subsistema de Información de Distribución.....	3.11
3.3.5.3 SIDECOM: Subsistema de Comercialización	3.12
3.3.6 Interfaz de Usuario.....	3.12
3.3.6.1 Seguridad de Acceso	3.13
3.3.6.2 Despliegue de Información	3.13
3.3.6.3 Capacidades para Acceso	3.13
3.3.6.4 Diálogo Interactivo del Usuario con el Sistema.....	3.14
3.3.6.5 Despliegues Necesarios de Proveer.....	3.14
3.3.6.6 Despliegues Requeridos por la Empresa Distribuidora	3.16
3.3.6.7 Imágenes de Video	3.17
3.3.7 Dispositivos de Subestaciones.....	3.17
3.3.7.1 Señales en Subestaciones	3.17
3.3.7.2 Sincronización de Tiempo - GPS.....	3.18
3.3.7.3 Configuración Remota y Local	3.18
3.3.7.4 Comunicaciones con IED.....	3.18
3.3.7.5 Comunicaciones con el Centro de Control	3.19
3.3.7.6 Condiciones Ambientales en las Subestaciones	3.20
3.3.7.7 Sistema de Alimentación.....	3.20
3.3.7.8 Requerimientos de RTU	3.20
3.3.7.9 Automatización de Subestaciones.....	3.20
3.3.7.10 Características de los Relés	3.21
3.3.8 Comunicaciones.....	3.23
3.3.8.1 Configuración Actual.....	3.23
3.3.8.2 Protocolos de Comunicaciones	3.24
3.3.8.3 Red LAN en el Centro de Control.....	3.24
3.3.8.4 Sincronismo.....	3.25



3.3.8.5 Red LAN de las Subestaciones	3.25
3.3.8.6 Red de Área Metropolitana (MAN).....	3.26



3. Requisitos Básicos del Sistema a Implantar

3.1 Antecedentes y Situación Actual

La Empresa Distribuidora cuenta con 28 subestaciones de distribución, 4 subestaciones con equipamiento para distribución y subtransmisión, y 8 subestaciones con equipamiento para subtransmisión, que hace un total de 40 subestaciones en todo el área de concesión de la empresa en cuestión.

Como antecedentes, se puede citar que a comienzos de la década de los 90 se puso en funcionamiento un Proyecto Piloto para el control de la red de distribución, incluyendo la instalación de un Centro de Control y de seis terminales remotas instaladas igual al número de subestaciones de distribución, permitiendo de esta manera la automatización de las seis subestaciones de distribución. El SCADA del sistema ya existente es de la marca ILEX 9000, que será sustituido por el nuevo que más adelante se describirá con detalle. Este SCADA se comunica por medio de una red LAN con una estación de operación y una impresora para el registro de eventos y alarmas. Dos de las remotas se comunican por vía radio y las otras cuatro restantes se comunican mediante las respectivas líneas telefónicas dedicadas.

Posteriormente se amplió el Proyecto Piloto con la incorporación de ocho terminales remotas nuevas de la marca ELIOP, que se deberán de mantener y que deberán de comunicar con el nuevo Centro de Control. Actualmente la comunicación de estas ocho terminales se realiza utilizando un sistema de radio. Para el nuevo proyecto se deberá de instalar el protocolo IEC-60870-5-101 en estas terminales remotas (en adelante RTU). Las subestaciones con este tipo de remotas son las siguientes: El Bosque (15), Río Coca (16), Cristianía (18), Cotocollao (19), Tumbaco (36), Epiclachima (21), Pomasqui (57) y Eugenio Espejo (59). Adicionalmente se dispone de una RTU marca ELIOP para ser instalada en la subestación de Sangolqui (55).

En resumen, el equipamiento actual de la Empresa Distribuidora es el siguiente:

- Seis RTU antiguas.
- Nueve RTU modernas.
- Una red LAN a la que se conectan el servidor y las estaciones de operación.
- Una estación maestra y una impresora matricial.
- Un sistema de comunicaciones vía radio para recibir la información de las ocho RTU modernas actualmente en servicio.



- Otro sistema de comunicaciones vía radio para recibir la comunicación de dos de las remotas antiguas y 4 líneas dedicadas para recibir la información de las otras cuatro terminales antiguas.

En cuanto a los programas computacionales de que dispone la Empresa Distribuidora son los siguientes:

- Sistema GIS, que contiene la cartografía del área de concesión y la información de las redes de alta, media y baja, alumbrado público y ubicación de los clientes de la empresa.
- Sistema de Información de Distribución (SDI), que almacena la información referente a la desconexión de los alimentadores primarios de distribución, operaciones realizadas en las redes de media y baja tensión y reparaciones en las redes y en los domicilios de los usuarios.
- Sistema de Información de Comercialización SIDECOM, que maneja toda la información histórica relativa a todos y cada uno de los clientes residenciales y comerciales de la empresa.

Todos estos sistemas mencionados están trabajando con bases de datos ORACLE.

3.2 Objetivos de Ampliación del Sistema

La capacidad del sistema SCADA actual ha llegado a un nivel de utilización de todos los recursos disponibles.

Por ello, el objetivo de la Empresa Distribuidora es el de reemplazar el actual SCADA y equipamiento del Centro de Control por uno nuevo que integre a las nueve subestaciones que actualmente disponen de RTU marca ELIOP (tipo ELITEL 4000), en las que se incluirán nuevas tarjetas de comunicaciones que soporten el protocolo IEC 870-5-101. Además permitirá que se vayan integrando nuevas terminales remotas, concentradores de datos u ordenadores personales que se instalen en el resto de subestaciones, así como, el desarrollo de la automatización tanto a nivel local de las subestaciones, como a nivel de las redes de distribución, estableciéndose el nuevo Centro de Control en la Subestación Norte.

El nuevo Centro de Control tendrá capacidad de comunicarse al menos con el Centro de Control del Administrador del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y con el futuro Centro de Control de Generación de la Empresa Distribuidora.

Como principales objetivos de la ampliación del sistema SCADA se tienen los siguientes:



- Contar con un nuevo paquete software SCADA y su correspondiente equipamiento de Centro de Control, que permita el crecimiento del sistema SCADA hasta incluir todas las subestaciones actuales y futuras, a corto plazo, y los equipos instalados a lo largo de sus alimentadores primarios.
- Lograr una inmediata mejora en los indicadores de calidad de servicio al usuario, mediante la drástica reducción de los tiempos de respuesta ante desconexiones provocadas por fallos en las líneas de subtransmisión o en los alimentadores primarios de distribución.
- Arrancar con un proceso de integración de la automatización en las subestaciones. Se tratará en lo posible de evitar la utilización de señales cableadas a las RTU a fin de reducir los costos de cableado interno de las subestaciones. Para la obtención de las variables requeridas, se usarán los relés equipados con microprocesador o los IED.
- Reducir al mínimo posible los costes en inversión, para lo cual se puede reutilizar el equipamiento de las RTU marca ELIOP.
- Lograr una integración de la operación del sistema de Subtransmisión (138 y 46 KV) en la oficina de Despacho de Carga y de la operación de los alimentadores primarios (23 y 6.3 KV) en la oficina de Despacho de Distribución.
- El sistema SCADA debe satisfacer los requerimientos de "Arquitectura Abierta", tanto en hardware como en software, de tal forma que se alcance una integración con los demás sistemas o paquetes de información que dispone la Empresa, los mismos que actualmente funcionan en plataformas independientes.
- El sistema SCADA debe ser dimensionado de tal manera que cuente con capacidad suficiente para permitir la futura automatización de la operación de aquellos equipos instalados a lo largo de los alimentadores primarios de distribución, integración de los IED y, además, permitir el crecimiento y expansión propios de las subestaciones.

3.3 Requisitos Técnicos del Nuevo Sistema

3.3.1 Especificaciones Generales

Se tratan en este primer apartado las especificaciones generales de la configuración del nuevo Sistema de Control.

En primer lugar, el software del Centro de Control se deberá instalar bajo un sistema operativo idóneo para la adquisición de datos en tiempo real con versiones estándar y



cumpliendo con los conceptos de arquitectura abierta y distribuida, que asegurará una respuesta rápida aun en condiciones de alta carga del sistema y evitará atascos en la transmisión de datos.

El cumplimiento del concepto de arquitectura abierta y distribuida asegura el crecimiento del sistema con la inclusión de nuevas funciones y el reemplazo de hardware sin causar las interrupciones del Sistema SCADA. La interfaz debe ser amigable y ofrecer un acceso rápido a la información requerida por el operador.

El diseño del sistema SCADA busca su optimización, que constituirá la mejor relación beneficio-coste para la inversión de la Empresa Distribuidora, tanto en términos de equipamiento, como también, en los aspectos de mantenimiento y aspectos organizacionales de manera que constituya una solución válida en el tiempo, tanto a corto como a largo plazo.

3.3.1.1 Supervisión, Control y Adquisición de Datos

Los requisitos en cuanto a velocidad de adquisición y procesamiento de datos son altos. Asimismo, los niveles de disponibilidad de sus componentes deben garantizar su correcto funcionamiento tanto en condiciones normales como de emergencia del sistema eléctrico.

El SCADA debe recolectar, procesar y almacenar los datos provenientes de las RTU, concentradores de datos u ordenadores personales ubicados en las diferentes subestaciones del sistema eléctrico.

La información del SCADA debe estar disponible para los diferentes usuarios: Centro de Control del Administrador del MEM, Operadores de Despacho de Carga y de Distribución, futuro Centro de Control de Generación de la Empresa Distribuidora, aplicaciones de manejo de redes eléctricas y otras aplicaciones computacionales que se requieren integrar al SCADA.

3.3.1.2 Registro y Recuperación de la Información Histórica

El sistema de información histórica es usado para procesar datos, archivarlos y reconstruirlos después, en el momento que sea necesario.

La facilidad de uso, el alto rendimiento el sistema y la seguridad de la información son factores decisivos en la calidad total del sistema SCADA; por lo tanto, estas funciones deben ejecutarse en un procesador de alta disponibilidad.

El componente de base de datos histórica se encargará de almacenar los valores de las variables, con el estampado de tiempo de origen, junto con los valores máximo, mínimo, promedio y marcas de estado. También almacenará eventos y alarmas de las RTU, Centro de



Control y las operaciones con el estampado de tiempo de origen, identificando la consola en que se originó cada una.

Para la información histórica se requiere las siguientes características:

- Fácil utilización en base a una interfaz gráfica para los usuarios.
- Alta confiabilidad y seguridad, así como fácil reconstrucción de los datos históricos.
- Consistencia de los datos almacenados.
- Interfaces abiertas con otros sistemas para permitir una fácil integración.
- Contar con herramientas para permitir la transferencia de datos históricos a base de datos ORACLE.
- Controlar el acceso de usuarios que deseen ingresar datos manualmente, así como el acceso de usuarios a través de Internet.
- Contar con herramientas para la elaboración de reportes.
- Tener características modulares para permitir la inclusión de otras aplicaciones como el DMS.

3.3.1.3 Aplicaciones SCADA

El uso de herramientas computacionales, que permiten al operador tener un conocimiento del funcionamiento del sistema eléctrico, es muy importante con el fin de asegurar una correcta y eficiente operación.

El Sistema de Manejo de Aplicaciones de Redes Eléctricas debe incluir diagramas dinámicos detallados de la red con trazado del sistema de distribución y subtransmisión basados en la planimetría y en diagramas unifilares para subestaciones, líneas de Subtransmisión y alimentadores primarios. El operador podrá visualizar las operaciones de la red de distribución intuitivamente desde una interfaz gráfica con soporte dinámico de coloreo de los equipos de la red y segmentos de la línea o segmentos del alimentador destacando los resultados de las aplicaciones de análisis. El operador tendrá acceso fácil a las herramientas para exhibir los resultados de las aplicaciones usadas en el análisis, la operación, la optimización y la restauración automática de la red. Adicionalmente, esta función le permitirá al operador supervisar remotamente la red usando la interfaz gráfica de usuario y dirigir a cuadrillas de campo en la restauración y operación manual del sistema.



Se requiere, por parte de la Empresa Distribuidora, que se incluyan las siguientes aplicaciones SCADA/Sistema de Manejo de Aplicaciones de redes eléctricas:

- Adquisición y registro de datos durante un fallo o disturbio.
- Análisis “post disturbio”: permite contar con una “fotografía” del sistema eléctrico para el análisis posterior del disturbio y de las órdenes o comandos ejecutados.
- Registro de operaciones de equipos para programación de mantenimiento.
- Manejo de Desconexiones (OMS – Outage Management System) / Análisis de llamadas de fallos en el servicio (TCA – Trouble Call Analysis), con administración de órdenes de trabajo para mantenimiento en líneas y equipos de distribución y subtransmisión, así como el cálculo de índices de calidad del servicio.
- Sistema de localización automática de vehículos de cuadrillas. La aplicación deberá mostrar en pantalla y en tiempo real la localización, junto con la cartografía y el recorrido de las redes disponibles en el GIS.
- Detección, aislamiento y reconfiguración de la red ante fallos.
- Estimador de estado.
- Flujo de carga para despachador de carga (sistema de subtransmisión) y despachador de distribución (flujo de carga radial para sistemas de distribución).

El sistema SCADA debe disponer de facilidades para la elaboración de interfaces que servirán para integrar otras aplicaciones de la Empresa Distribuidora.

3.3.1.4 Sistema de Desarrollo y Mantenimiento

Este sistema permite el uso de herramientas de desarrollo y de mantenimiento de aplicaciones para el manejo de los componentes que reflejan el estado y configuración del sistema eléctrico:

- Base de datos del sistema eléctrico.
- Pantallas interactivas para la operación del sistema eléctrico.
- Configuración de las RTU/CDS/PC y de los IED instalados en las subestaciones.



Es necesario que el sistema SCADA lleve una base de datos inicial y las herramientas necesarias para la elaboración de las pantallas.

El sistema debe tener las siguientes características:

- Simple, para permitir un ingreso rápido de información a las bases de datos y una rápida elaboración de pantallas.
- Interactivo, con el uso de métodos modernos de interfaz de usuarios que son de aceptación generalizada.

3.3.1.5 Confiabilidad

Los requisitos de confiabilidad del sistema se expresan usando el promedio durante la vida útil del equipo, tiempo medio entre fallas (MTBF – Mean Time Between Failure).

Los objetivos de diseño del sistema deben ser que el índice MTBF sea mayor o igual a 4000 horas; que un solo fallo en hardware o software en cualquier sitio del sistema no provoque un fallo crítico, es decir, un fallo que saque de funcionamiento todo el sistema.; que los fallos de componentes no se propaguen a lo largo del sistema, incrementando los daños y pérdidas de funciones.

3.3.2 Características del Centro de Control

3.3.2.1 Descripción General

La configuración mínima que la Empresa Distribuidora necesita y propone se compone de dos servidores SCADA, uno principal y otro de respaldo, entre los que se aplicará un mecanismo de redundancia “hot/stand by”, donde residirá el software del SCADA propiamente dicho y la base de datos de tiempo real, así como el software correspondiente al DMS. El servidor activo se sincronizará por medio de un receptor GPS, el mismo que propaga la sincronización del tiempo a los demás equipos conectados a la red LAN.

3.3.2.2 Características Generales

Se dispondrá de tres estaciones de trabajo o consolas de operación, dos para distribución y otra para subtransmisión, con interfaz de usuario totalmente gráfica, provista cada una de dos o tres monitores planos y dos impresoras matriciales para la impresión de eventos y alarmas. Adicionalmente, se dispondrán dos impresoras láser de color, conectadas directamente a la red LAN.



Para las labores de desarrollo y mantenimiento del SCADA es necesario disponer de una consola adicional, la misma que alternativamente servirá de respaldo de las consolas de distribución o subtransmisión, en caso de avería. Esta consola de mantenimiento dispondrá de uno o dos monitores planos con interfaz gráfica integral.

Para el almacenamiento y procesamiento de la información histórica y de las aplicaciones SCADA/DMS se dispondrá, de ser necesario, de servidores independientes, que administrarán la base de datos históricas y las aplicaciones SCADA/DMS.

El sistema SCADA del Centro de Control de la Empresa Distribuidora, deberá permitir la interconexión con, al menos, el Centro de Control del Administrador del MEM y con el futuro Centro de Control de Generación. Asimismo, el sistema debe estar diseñado de forma que permita establecer interfaz con otros sistemas corporativos de la Empresa Distribuidora.

Es necesario disponer de una red LAN redundante a la que se conectarán todos los equipos que formarán el nuevo Centro de Control.

3.3.2.3 Arquitectura

Se requiere un sistema de arquitectura abierta y distribuida tanto en hardware como en software a fin de facilitar en el futuro su complementación, ampliación o actualización por partes, posibilitando la integración con equipos de otros fabricantes, así como su instalación sobre distintas plataformas.

La configuración del Centro de Control deberá ser distribuida sobre una red Ethernet local, redundante y de alta velocidad.

3.3.2.4 Sistema Operativo

El Sistema Operativo instalado en los servidores podrá ser UNIX o también se aceptarán en Windows 2000/Windows 2003. En el caso de las estaciones de trabajo se requiere que funcionen en arquitectura cliente/servidor bajo sistema operativo Windows 2000/Windows 2003/Windows XP.

3.3.2.5 Red LAN

En el Centro de Control se dispondrá de una red LAN Ethernet y Fast Ethernet redundante mediante dos switches capa 3. Estos switches permitirán adicionalmente tener acceso a la red corporativa de la Empresa Distribuidora mediante funciones básicas de ruteo.

El acceso hacia otros Centros de Control se hará a través del mismo switch de capa 3 mediante la definición de VLAN (redes virtuales) y funciones de ruteo.



Para el caso de las nueve RTU marca ELIOP que se integren al sistema SCADA habrá que realizar la actualización al protocolo IEC-870-5-101.

3.3.3 Tiempos de Respuesta del SCADA

Se considera de suma importancia el cumplimiento de los tiempos de respuesta del sistema, ya sea para una actividad normal o en situación de alta actividad.

3.3.3.1 Actividad Normal

Se considera que el Sistema SCADA está en condiciones de actividad normal si se dan las siguientes condiciones:

- Todas las estaciones y enlaces están activos y funcionando correctamente.
- Se están ejecutando normalmente y de acuerdo a las especificaciones, todas las funciones SCADA, de supervisión y de almacenamiento histórico.

Entrada	Ciclo de Actividad
Cada usuario	1 pedido de pantalla/minuto
Entrada de Estado	5 cambios/hora
Entrada Analógica	1% de todos los cambios analógicos/interrogación

Tabla [3.1] – Tiempos de respuesta con actividad normal

3.3.3.2 Alta Actividad

Se considera que el Sistema SCADA está en condiciones de alta actividad si se dan las siguientes condiciones:

- Todas las estaciones y enlaces están activos y funcionando correctamente.
- Se están ejecutando normalmente y de acuerdo a las especificaciones, todas las funciones SCADA, de supervisión y de almacenamiento histórico.

Entrada	Ciclo de Actividad
Cada usuario	1 pedido de pantalla/minuto
Entrada de Estado	15% de cambios/interrogación



Entrada Analógica	40% de todos los cambios analógicos/interrogación
-------------------	---

Tabla [3.2] – Tiempos de respuesta con alta actividad

3.3.3.3 Respuesta del Sistema en Condiciones de Actividad Normal

En condiciones de actividad normal, no se deberán superar los siguientes valores:

- Cambios/actualización de pantallas en menos de 1 segundo.
- Alarma acústica menos de 2 segundos tanto al aparecer como al cancelar.
- Ejecución de comandos menos de 2 segundos.
- Todos los cambios de estado que ingresen al sistema deberán reflejarse en todos los componentes de la interfaz Hombre-Máquina dentro del intervalo de tiempo de un segundo después de haber ocurrido.
- Vista preliminar de reportes se debe presentar en menos de 30 segundos.

3.3.3.4 Respuesta del Sistema en Condiciones de Alta Actividad

En estas condiciones se admitirá que durante el primer minuto los tiempos expresados para condiciones de actividad normal aumente hasta un 50%. Durante los siguientes 2 minutos, sólo podrán superarse los tiempos de respuesta en un 30%.

3.3.4 Disponibilidad

El concepto de redundancia del servidor SCADA en la red, así como, la estrategia elaborada para que algunos servidores y consolas de operación asuman las funciones de los que quedan fuera de servicio, deberán asegurar un porcentaje de disponibilidad del 99,97%.

Se considerará que el sistema no está disponible si se da por lo menos una de las siguientes condiciones:

- No cumple con las funciones SCADA para más de una RTU o CDS.
- No permite la ejecución de algún programa de aplicación en alguna consola de operador.
- No actualiza la base de datos de información histórica.
- El sistema SCADA pierde una o más estaciones de operador.



- Más de uno de los enlaces de comunicación con las remotas no está funcionando por causas atribuibles al sistema.

3.3.5 Interfaz con otros Sistemas

La información que se genera en el sistema SCADA es esencial y valiosa para la empresa, por lo que se debe establecer distintas interfaces con el Sistema Integrado de Información de la Empresa Distribuidora que requiere de esta información para el procesamiento, análisis y gestión de la misma.

Los subsistemas actuales que conforman el Sistema Integrado de Información de la Empresa Distribuidora y que están soportados sobre la base de datos ORACLE y protocolo TCP/IP son los descritos a continuación.

3.3.5.1 GIS: Subsistema de Información Geográfica

Las características de este sistema vienen determinadas por los siguientes puntos:

- Base de Datos: Oracle versión 8.1.7.
- Interfaz de usuario: Gráfica e Internet.
- Arquitectura: Cliente/Servidor.

Este subsistema se encarga de mantener actualizada la Geo-referencia del área de concesión de la Empresa Distribuidora. En su base de datos se encuentra registrada información correspondiente al sistema eléctrico con las líneas de subtransmisión, primarios de distribución, equipos y transformadores. En el caso de los transformadores de distribución se determina la relación transformador-cliente.

La implementación del GIS está realizada usando las opciones Spatial Data de ORACLE y la presentación gráfica es en AutoCAD y en Internet Explorer.

Un ejemplo de interfaz requerida se da en el caso de que el sistema SCADA detecte una conexión/desconexión de un primario o equipo, éste se vea reflejado gráficamente en el sistema GIS, para poder visualizar el tramo que queda sin servicio con sus respectivos equipos de operación y los abonados que se encuentran afectados por esta desconexión. Además se debe transferir el estampado de tiempo en que se produce el evento.

3.3.5.2 SDI: Subsistema de Información de Distribución

Las características de este sistema vienen determinadas por los siguientes puntos:



- Base de Datos: Oracle versión 8.1.7.
- Interfaz de usuario: Gráfica (Forms 6i, Reports 6i).
- Arquitectura: Cliente/Servidor y de Intranet.

Este subsistema se encarga de registrar en su base de datos información concerniente a los reclamos de los abonados por falta de servicio, las reparaciones realizadas por los diferentes grupos de trabajo, las desconexiones de primarios de distribución, desconexiones de ramales de los primarios de distribución, etc. Un ejemplo de la interfaz requerida se da en el caso de que el sistema SCADA registre operaciones de primarios o equipos, reclamos por falta de servicio, reparaciones realizadas por los diferentes grupos de trabajo; dicha información debe reflejarse en el sistema SDI, para poder realizar varios procesos, entre ellos los Partes Diarios de Trabajo.

3.3.5.3 SIDECOM: Subsistema de Comercialización

Las características de este sistema vienen determinadas por los siguientes puntos:

- Base de Datos: Oracle versión 7 (en proceso de migración).
- Interfaz de usuario: texto (en proceso de migración).
- Arquitectura: Cliente/Servidor.

Este subsistema se encarga de registrar la información del proceso de facturación y en su base de datos dispone toda la información de los abonados.

3.3.6 Interfaz de Usuario

El sistema SCADA debe incorporar una potente e intuitiva interfaz de usuario, que controle el acceso de distintos niveles de usuarios, simplifique las funciones de operación y facilite las labores de mantenimiento del sistema.

El sistema SCADA debe ser del tipo completamente gráfico (Full Graphics), preferiblemente de alto rendimiento y soportar un número configurable de capas y vistas. Tendrá la capacidad de procesar formatos de archivos y gráficos para la integración en tablas de datos, diagramas unifilares e información topográfica y/o georreferenciada.



3.3.6.1 Seguridad de Acceso

Dentro de las exigencias técnicas que son necesarias se encuentra la de proveer un mecanismo para definir y controlar el acceso de usuarios al Sistema, en virtud de su jerarquía funcional u operativa, que debe ser configurable por el administrador.

3.3.6.2 Despliegue de Información

Se utilizará un diseño estándar en todos los despliegues. Cada despliegue será coherente en el uso de gráficos, comandos, menús, colores, procedimientos de selección y entrada de datos, tal que datos similares en apariencia tengan un significado consistente a lo largo del Sistema.

Se definirá y configurará por el usuario el significado normalizado de colores utilizados en la interfaz de usuario, para resaltar la condición de los equipos supervisados y controlados mediante el sistema de supervisión, control y adquisición de datos.

Cada pantalla soportará la presentación simultánea de al menos cuatro ventanas definidas por el usuario. Se permitirá la presentación de cualquier despliegue en cualquier ventana. Las dimensiones y posición de la ventana serán ajustables independientemente. Las ventanas se deberán desplegar en modo superposición (cascada) o no-superposición (tiled) dependiendo de la definición de despliegue de ventana.

Adicionalmente a las ventanas preconstruidas y/o definidas por el usuario, se espera que se soporte la definición de nuevas ventanas de usuario.

La entrada de datos por parte del usuario será facilitada por procedimientos simples para seleccionar el punto o los puntos a ser ingresados, ingresar el valor o los valores, validar los cambios y confirmar o cancelar la entrada. La entrada de datos puede utilizar, según sea conveniente, técnicas de pantalla completa o punto individual.

3.3.6.3 Capacidades para Acceso

Son las herramientas de software y los dispositivos provistos para entradas del operador a la interfaz de usuario. Las capacidades para acceso a la interfaz de usuario pueden incluir una combinación de:

- Teclado alfanumérico y teclas de función especiales.
- Cursor controlado por mouse, esfera de seguimiento (trackball) o teclado.
- Puntos de selección.



- Menús desplegables.

3.3.6.4 Diálogo Interactivo del Usuario con el Sistema

Las condiciones de alarma detectadas por el equipo de control, supervisión y adquisición de datos se requiere que se muestren al usuario y se presenten con indicación audible (voz, tono o sonido) y visual (símbolo o luz intermitente). Será posible silenciar la alarma audible sin afectar la indicación visual. La indicación visual de cada condición de alarma permanecerá mientras la condición de alarma exista.

El sistema deberá incluir un procesador de topología/conectividad que procese el estado de la red para representar su estado mediante un color y/o tipo de línea específico. La información de estado de los equipos de campo podrá ser recibida como un valor de telemedida y/o ingresada manualmente, de tal forma que el sistema pueda representar la totalidad del sistema y su estado de conectividad aún cuando no todos los equipos de campo estén telemedidos o telecontrolados.

El sistema deberá ser capaz de manejar y representar diferentes niveles de voltaje y estados de red tales como: desenergización, desenergización en anillo, energización, energización en paralelo, energización en anillo, etc.

El estado del color de un equipo bajo control del operador, cambiará solamente a su nuevo estado después de que el estado del dispositivo ha cambiado.

La interfaz de usuario proveerá de los medios para visualizar información de las aplicaciones de la Empresa Distribuidora por ejemplo el SIDECOM, GIS, SDI, Call-Center, Feeder-All, etc., desde las consolas de operación del sistema.

3.3.6.5 Despliegues Necesarios de Proveer

El **Despliegue de Control de Acceso**, como parte de la función de administración de la seguridad del sistema, deberá permitir controlar el acceso de usuarios: ingresar, modificar y eliminar identificaciones de usuarios y claves de acceso; asignar a las consolas, dominios o áreas de responsabilidad y modos de operación.

En cuanto a los **Despliegues para Monitoreo y Control de la Configuración del Sistema** permitirán la configuración del sistema SCADA y deberán:

- Presentar todos los estados del equipamiento y sus alarmas relacionadas.



- Proveer menús o puntos de selección para desarrollar acciones tales como re-inicialización, conmutación de dispositivos locales y remotos, conmutación de canales de comunicación, control de la función de monitoreo de recursos del sistema.
- Presentar la carga del procesador, canales de comunicación, estadísticas de error, etc.

En el **Resumen de Eventos** se listarán todos los eventos que se han producido en el sistema, esto es, se incluirán también las alarmas y registro de acciones de usuario. El usuario será capaz de filtrar y clasificar los eventos, basándose en el dominio, ubicación (subestación) y clase.

Los **Resúmenes de Alarmas** mostrarán las alarmas del sistema SCADA y del Sistema Eléctrico de Potencia. Cuando se llama a una pantalla o ventana, se presentarán las alarmas más recientes. El usuario será capaz de reconocer y borrar mensajes de alarma en el despliegue. Las alarmas no reconocidas se identificarán con una intermitencia u otra señal visual. Para facilitar la lectura de mensajes de alarmas no reconocidos, solamente el campo de condición de alarma (cambio de estado) será intermitente. La clase de alarma determinará la respuesta del sistema para reconocer o borrar acciones y la anunciación de retorno a normal de las alarmas.

Se representarán las alarmas de todas las clases, pero el usuario será capaz de filtrarlas para presentar clases seleccionadas.

El sistema incluirá también facilidades para llamar a un resumen general de alarmas, que presente todas las alarmas en todos los dominios. El usuario será capaz de filtrar y clasificar las alarmas basándose en: dominio, ubicación y clase.

En cuanto al **Resumen de Etiquetados (TAG)**, listará y describirá todas las etiquetas activas utilizadas en los dispositivos. El usuario será capaz de actualizar o eliminar una etiqueta desde este resumen. La información en este despliegue listará cada dispositivo etiquetado e incluirá: la identificación de la subestación y del dispositivo; por cada descripción del etiquetado (campo de comentario), la fecha y hora de colocación de la etiqueta, el nivel de etiquetado, identificación de la consola o estación de trabajo y el usuario que colocó la etiqueta.

El **Resumen de Alarmas Inhibidas** listará los dispositivos y los valores de datos para los cuales el usuario ha suspendido el procesamiento de alarmas. El resumen será una información solamente para despliegue. Ninguna interacción de usuario será asociada.



Por último, el **Resumen de Puntos de Reemplazo Manual** listará todos los puntos que han sido reemplazados por entradas manuales. El usuario será capaz de cambiar los datos de un punto en este resumen, para aquellos puntos asignados a la consola.

3.3.6.6 Despliegues Requeridos por la Empresa Distribuidora

Se presentará una vista global planimétrica y resúmenes esquemáticos del Sistema Eléctrico. Los elementos del Sistema Eléctrico incluirán generadores, subestaciones, transformadores, reactores, capacitores, líneas, reguladores de tensión, reconectores y disyuntores, etc.

Se presentarán estos despliegues de resumen, datos de telemedición y calculados. Flujos como el de corriente (A), potencia activa (W), potencia reactiva (VAr), potencia aparente (VA) se desplegarán como valores con flechas de dirección. Además, los símbolos usados para representar los elementos del Sistema Eléctrico reflejarán la presencia de alarmas y otras condiciones operativas normales. Esto incluirá el uso de resaltamientos y coloración para distinguir elementos que han excedido los límites de carga y elementos que han sido desenergizados.

Los **Despliegues de Diagramas Planimétricos y Unifilares** mostrarán los elementos interconectados de subestaciones individuales. Estos elementos incluirán barras, líneas de entrada y salida, transformadores, disyuntores, reconectores, bancos de condensadores, seccionadores, etc. Los despliegues presentarán datos telemedidos, calculados y de entrada manual, incluyendo todas las condiciones de alarma. El usuario será capaz de interactuar con estos despliegues para desarrollar acciones asociadas y permitidas tales como entrada de datos y control supervisorio.

El usuario será capaz de navegar a otros despliegues desde puntos de selección, en segmentos de líneas de interconexión del diagrama unifilar. El usuario también será capaz de llamar al despliegue tabular de la subestación, línea o alimentador primario asociado, desde un punto de selección del diagrama planimétrico o unifilar.

En cuanto a los **Despliegues Tabulares de una Subestación, Línea o Alimentador Primario** listará el valor de los puntos de telemedición, calculados y de entrada manual asociados, así como información relacionada tal como límites de alarma. El usuario será capaz de interactuar con los despliegues tabulares de la subestación, para desarrollar cualquier interacción asociada y permitida al usuario tal como creación, actualización o eliminación de puntos, entrada manual de datos y control supervisorio.

El usuario será capaz de llamar al despliegue planimétrico o unifilar asociado, desde un punto de selección ubicado en el despliegue tabular.



Los puntos desplegados serán todos los puntos no reservados de la base de datos que estén asociados a la subestación, línea o alimentador primario.

Se podrá acceder en modo de edición a la información desplegable en diagramas tabulares para cada tipo de punto (de estado, analógicos, acumuladores, calculados). Estos tipos de puntos se desplegarán independientemente para edición.

Dentro de cada tipo, el orden de los puntos desplegados será determinado por el tipo de dispositivo o valor, no por el orden de lista de intercambio de datos o de la base de datos. Para instalaciones (subestación, línea o alimentador primario) con múltiples RTU/CDS, los puntos se ordenarán de acuerdo a la RTU/CDS.

Se proveerán tantas páginas de despliegue tabular como sean necesarias para mostrar todos los puntos de una instalación. Será posible ejecutar cualquier función permitida sobre el punto desde la página tabular de la instalación, si la consola se asigna a la apropiada área de responsabilidad (AOR) designada para ese punto. Estos despliegues tabulares serán generados automáticamente por el sistema y se basarán en el contenido actual de la base de datos.

3.3.6.7 Imágenes de Video

El sistema será capaz de desplegar imágenes de cámara de seguridad, entrada de video grabadora y cualquier señal de video, ingresada en las estaciones de trabajo por los puertos correspondientes.

3.3.7 Dispositivos de Subestaciones

3.3.7.1 Señales en Subestaciones

- Entradas analógicas: corrientes en las tres fases y tensiones en cada una de las líneas, transformadores y alimentadores primarios.
- Entradas digitales: señalización de apertura y cierre de disyuntores y seccionadores. Estado del selector local-remoto en cada una de las posiciones. Señalizaciones del transformador de potencia y de servicios auxiliares: presencia de tensión en corriente alterna en el tablero de servicios auxiliares y de tensión de corriente continua en cada cabina de las posiciones.
- Salidas digitales: comandos de apertura y cierre de disyuntores y seccionadores motorizados correspondientes a las líneas, transformadores y alimentadores primarios.
- Información de los IED.



- Actuación de relés de protección.

3.3.7.2 Sincronización de Tiempo - GPS

La sincronización de tiempo se debe realizar a nivel de subestaciones mediante la conexión de un sistema GPS o equivalente, de manera que se logre el estampado del tiempo en las RTU/CDS con una resolución de 1 mseg. Y una precisión entre 1 y 20 mseg, para sincronizar todos los equipos de la subestación. Esto incluye a los IED, relés de protección, RTU/CDS, medidores, etc. Se debe respetar el estampado de tiempo del dispositivo fuente del dato para su registro en el Centro de Control.

3.3.7.3 Configuración Remota y Local

Las RTU o CDS deben ser capaces de reconfigurarse en forma remota desde el Centro de Control y en forma local desde un PC portátil.

Las RTU o CDS deberán tener procesos de inicialización y reinicialización automática sin ser necesario la presencia de un operador para su reinicialización después de una falla interna.

Las RTU deben tener la capacidad de constituirse en estaciones maestras de RTU esclavas ubicadas en otras subestaciones o en las que en el futuro se ubicarán, en poste, a lo largo de los alimentadores primarios de distribución. Así, deben concentrar la información de las RTU esclavas, organizar en la base de datos global y enviar la misma al Centro de Control. Las RTU deben mantener la base de datos en tiempo real tanto de la subestación que controla como de las RTU esclavas que se reportan a éstas.

3.3.7.4 Comunicaciones con IED

Las RTU o CDS nuevas deben disponer de puertos de entrada tipo Ethernet directamente integrados, para recibir la información analógica y digital desde los IED, así como permitir el envío de comandos de control desde estos dispositivos hacia los IED. Asimismo la información proveniente desde los IED debe ser almacenada en la base de datos global de la RTU/CDS o PC.

Los dispositivos deben procesar los pedidos de información y de control enviados desde el Centro de Control hacia los IED y hacia los equipos de la subestación controlados por el sistema.

Además estos dispositivos deben tener el control sobre los siguientes temas relacionados con los IED:

- Conocer la dirección de cada IED.



- Conocer las rutas alternas de comunicación con cada IED, de haberlas.
- Conocer el IED que puede ser utilizado para llevar a cabo una función específica.
- Conocer durante todo el tiempo, el estado de todos los IED conectados.
- Sincronizar el tiempo de todos los IED conectados.
- Tener acceso al registro de secuencia de eventos de los IED.

En la actualidad la Empresa Distribuidora dispone de los siguientes tipos de IED:

- Marca ABB:
 - DPU con protocolo DNP 3.0.
 - REL 511 con protocolo SPA.
 - REL 511 con protocolo IEC-870-5-103.
 - REL 545 con protocolo IEC-870-5-103.
- Marca Siemens:
 - 7SJ6 y 7SA6 con protocolo IEC-870-5-103.

Los IED marca Siemens y ABB REF 545 recientemente adquiridos se instalarán conjuntamente con el proyecto. La integración de estos IED deberá asegurar su interoperatividad con el sistema SCADA. De requerirse gateways para garantizar la interoperatividad entre los dispositivos del sistema SCADA y los IED, estos deberán ser suministrados e instalados.

3.3.7.5 Comunicaciones con el Centro de Control

Los dispositivos deben disponer de canales de comunicaciones que les permita conectarse con:

- El Centro de Control de la Empresa Distribuidora.
- Las RTU/CDS esclavas de otras subestaciones y de aquellas que se instalarán a lo largo de los alimentadores primarios que salen de las subestaciones de distribución.
- Con los IED instalados localmente en la subestación.



3.3.7.6 Condiciones Ambientales en las Subestaciones

Las subestaciones de la Empresa Distribuidora tienen las siguientes condiciones ambientales:

- Rango de temperatura ambiental: 5-35°C.
- Humedad: 50% a 90%, sin condensación.
- Altitud promedio: 3000msnm.

Los dispositivos de subestaciones deben ser diseñados para las condiciones ambientales descritas y además estar protegidas contra la corrosión provocada por el medio ambiente en todas sus partes.

3.3.7.7 Sistema de Alimentación

En las subestaciones de la Empresa Distribuidora se disponen de alimentación de corriente continua proporcionada por medio de bancos de baterías a un voltaje de 125 Vdc, que se usará para proporcionar la alimentación para los dispositivos instalados en las subestaciones.

3.3.7.8 Requerimientos de RTU

Las RTU/CDS deberán ser capaces de manejar, como mínimo, el número de entradas-salidas para cada subestación.

Las RTU deberán ser capaces de calcular otros parámetros eléctricos en base de los valores analógicos básicos adquiridos, como son: potencia activa con su dirección de flujo (precisión de 0,5%), potencia reactiva con su dirección de flujo (precisión de 0,5%), factor de potencia, energía activa, energía reactiva, etc.

3.3.7.9 Automatización de Subestaciones

Los requisitos de diseño, en cuanto a tiempos de respuesta del sistema, son: tiempo de retardo máximo para los comandos de disparo de las protecciones 4 mseg. y tiempo de adquisición de datos para el SCADA de 1 a 2 seg.

En caso de que el diseño incluya el uso de computador, éste se basará en los estándares de la industria y tendrá la capacidad para formar una red Ethernet. Debe soportar los principios de arquitectura abierta, aceptar una base de datos relacional, contar con una interfaz con el usuario full graphics, interfase con aplicaciones en Windows.

El computador debe interrogar a los IED en tiempo real y almacenar los datos históricos. Los datos de las entradas/salidas y los IED se combinan en una base de datos global.



La **Red LAN** deberá ser estándar tipo Ethernet para permitir interoperatividad entre los diferentes dispositivos de la subestación, aún cuando provengan de diferentes fabricantes. Se siguen los principios de arquitectura abierta tal como el uso de protocolos estándar DNP 3.0, DNP 3.0 sobre TCP/IP, IEC, IEC sobre TCP/IP. La LAN debe tener la suficiente capacidad y ancho de banda para soportar los requerimientos de integración de la adquisición de datos, control y protección. La LAN debe soportar comunicaciones punto a punto entre dos o más nodos de la red en el cual cada nodo puede iniciar la sesión, para funciones de protección de alta velocidad y las transferencias de archivos soportados por los IED. La transferencia de datos de baja prioridad no debe interferir con los procesos de prioridad más alta, no afectando los tiempos de respuesta.

3.3.7.10 Características de los Relés

Las especificaciones técnicas de los **relés digitales de sobrecorriente direccional** para líneas de subtransmisión con control incorporado son las siguientes:

- Los relés deben ser para montaje en tableros (tipo panel no rack).
- La tecnología aplicada debe ser digital con procesamiento numérico.
- Debe tener la posibilidad de seleccionar curvas características ANSI o IEC.
- Debe tener la posibilidad de escoger entre los protocolos de comunicaciones IEC 60870-5-103, DNP 3.0 ,TCP/IP, IEC 61850. El relé debe acoplarse a sistema automatizado de subestaciones.
- Posibilidad de teletransmisión de datos y calibración. Información básica accesible a través de una interfase hombre-máquina. Interfases apropiadas para comunicaciones locales y remotas, utilización de ordenador.
- Los relés deben poseer lógica de autochequeo y diagnóstico, con contacto para alarma externa en caso de falla interna e indicación luminosa en el relé (en función o fuera de servicio).
- Debe poseer pórticos de comunicaciones para acceso simultáneo local o remoto.
- Un puerto frontal y dos puertos posteriores, para fibra o puertos ETHERNET.
- Entradas y salidas lógicas programables con tiempos de retardo.



3.- Requerimientos Básicos del Sistema a Implantar

- Deben tener incorporado localizador de faltas y registrador de eventos de por lo menos 9 canales analógicos y 40 digitales.
- Los relés deben tener contactos suficientes para disparo y alarmas. Los contactos de disparo deben tener la capacidad adecuada de acuerdo a las normas.
- Capacidad de almacenamiento de información analógica digital para realizar análisis oscilográfico de la falta.
- Deben detectar corrientes y tensiones de secuencia cero; la tensión se alimentará de un juego de T/P's en delta abierta para faltas a tierra.
- Los relés deben poseer facilidades para pruebas (inyección secundaria).
- Indicación luminosa o digital del tipo de falta y /o fases involucradas y distancia a la falta, se puede leer en la pantalla del relé.
- Las funciones que deberá tener son: protección direccional temporizada e instantánea de sobrecorriente, tanto para las fases como para tierra. Puede almacenar varias alternativas de ajustes. También debe tener las siguientes funciones: sobrecorriente, secuencia de fases, falta de breaker, sincronización, secuencia negativa, supervisión de circuito de disparo, baja y sobre tensión, localizador de falta.
- Contactos de salida para disparo tripolar.
- Tomas de 1 a 10 A en pasos de 0.1.
- Dial 1 a 10 en pasos de 0.1.
- Tiempo de retardo de 0 a 9.99 en pasos de 0.01 s.
- Unidad instantánea tap 1 a 40 veces el tap del ajuste de fase o de tierra.
- El ángulo de máximo torque ajustable será de 0 a 355 grados.
- Tendrá terminales para fibra óptica.
- Supervisión de la comunicación.

Con respecto a los **relés direccionales de sobrecorriente de fase y de tierra** con control incorporado:



- Tensión nominal (V_n): 115 V ac (fase - fase).
- Corriente nominal (I_n): 5 A.
- Frecuencia nominal (f_n): 60 hz.
- Tensión auxiliar V_{cc} : 125 Vcc (tolerancia 80 - 140 Vcc).
- V_{max} : continuo 1.5 V_n .
10 seg 3 V_n .
- I_{max} : continuo 3 I_n .
1 seg 100 I_n .
- Burden menor a 0.4 VA.
- Cada relé suministrado tendrá planos y manuales originales completos y detallados para: montaje, calibración y mantenimiento.
- Los terminales de conexión deben ser apropiados para terminales tipo ojo o espada.
- Si se necesitan terminales especiales (peinetas) para pruebas se debe proveer un juego.
- Cada relé tendrá la caja adecuada para el montaje y debe estar diseñado para trabajar en condiciones ambientales de 0 a + 40 grados centígrados y hasta con una humedad de 90 %.
- El software y hardware necesarios deben estar incluidos en el suministro.
- Las normas que deben cumplir los relés son : IEC 255-22-1, Clase III; IEC 255-22-2, Clase III; IEC 255-22-4, Clase IV; IEC 255-22-3; ANSI C37.90.2; IEC 255-21-1, Clase I; IEC 255-21-2, Clase I; IEC 255-21-3, Clase I.

3.3.8 Comunicaciones

3.3.8.1 Configuración Actual

El sistema de comunicaciones del actual SCADA, consta de un sistema de radio que opera en la banda de UHF con las frecuencias 454.85 y 459.85 MHz para 8 subestaciones: Pomasqui (57), Eugenio Espejo (59-Chillo Gallo), Tumbaco(36), Río Coca(16), Cristianía(18), Cotocollao(19), El Bosque(15) y Epiclachima(21)) que operan con RTU ELIOP y radios TAIT,



teniendo como sitio de repetición el Cerro de Cóndor Loma, de donde se recoge la información de las 8 subestaciones y las envía al Centro de Control.

Dos subestaciones (Carolina(24) y la Diez Nueva (32-Vicentina) que operan con RTU Ilex se comunican con el Centro de Control usando otro sistema de radio en las frecuencias 952.5 y 928.5 MHz. Adicionalmente a través de 4 enlaces con líneas dedicadas a 2 hilos las subestaciones Floresta (12), Miraflores (09), Diez Vieja (10-El Dorado) y Belisario Quevedo (11), igualmente con RTU Ilex se comunican con el Centro de Control.

Todos los enlaces se encuentran funcionando a una velocidad de 1200 bps, lo cual constituye una velocidad baja para las nuevas aplicaciones que se desean implementar en el nuevo SCADA.

Los protocolos usados para las RTU de Ilex son propietarios y para el caso de las RTU ELIOP el protocolo usado es el GESTEL. Se está adquiriendo el protocolo IEC 870-5-101 con su respectivo perfil, que se instalará en las RTU ELIOP cuando se produzca el cambio del SCADA antiguo por el nuevo.

3.3.8.2 Protocolos de Comunicaciones

El protocolo de comunicaciones entre el **Centro de Control y las RTU** será el IEC-870-5-101 para la comunicación con las 9 RTU actuales, IEC-870-5-104 ó IEC 61850 para comunicación con nuevos dispositivos de subestación, DNP 3.0 para comunicación con equipos ubicados a lo largo de los alimentadores primarios.

El protocolo requerido de comunicaciones entre **Centros de Control** para la comunicación con el Centro de Control del Administrador del MEM y otros será el ICCP (también conocido como TASE.2).

En cuanto al protocolo de comunicaciones entre **RTU/CDS e IED** hay que indicar que en las actuales RTU tienen la posibilidad de integrarse con los IED disponibles mediante protocolo IEC 870-5-103. La subestaciones en las que hay que diseñar una red LAN para la comunicación entre los IED y la RTU/CDS será IEC 61850.

3.3.8.3 Red LAN en el Centro de Control

En el Centro de Control se dispondrá de una red LAN Ethernet redundante, Fast y Gigabit Ethernet redundante mediante dos (2) Switches capa 3. Estos Switches de capa 3 permitirán adicionalmente tener acceso a la red corporativa de la Empresa Distribuidora mediante funciones básicas de ruteo.



El acceso hacia el Centro de Control del Administrador del MEM y otros, se hará a través del mismo Switch de capa 3 mediante la definición de VLAN (redes virtuales) y funciones de ruteo que permiten acceder a otras redes corporativas.

3.3.8.4 Sincronismo

Tanto en el Centro de Control como en cada una de las subestaciones se tendrán redes de área local y todas ellas se conectarán mediante fibra óptica, radio o PLC digital, mediante una red de área metropolitana (MAN) manteniendo una topología Ethernet, Fast Ethernet y Gigabit Ethernet.

Se requiere instalar un reloj de referencia en el Centro de Control, que establecerá el tiempo de estampado de los eventos tanto en los servidores SCADA del Centro de Control como en las diferentes subestaciones.

3.3.8.5 Red LAN de las Subestaciones

En las **subestaciones con Fibra Óptica** se deberá instalar un Switch Gigabit Ethernet administrable capa 2 con los puertos Gigabit necesarios en cada nodo, a excepción de los nodos 41 (subestación Selva Alegre) y 32 (subestación Vicentina) donde se deben disponer de Switches capa 3 y al menos 24 puertos 10/100 Mbps.

Respecto a los IED actuales se conectarán a las RTU mediante un interfase serial RS-485 y mediante un convertidor serial a 10/100 Base T/Tx la RTU/CDS se conectará al Switch. Para las RTU nuevas se hará mediante una interfase Ethernet.

En lo que respecta a las **subestaciones con Radio W-OFDM** se tendrá la antena, el equipo de radio y los respectivos protectores de transitorios y demás accesorios. La radio se conectará a un Switch administrable capa 2 con al menos 24 puertos 10/100 Mbps.

En lo referente a los actuales IED se conectarán a las RTU/CDS mediante una interfase serial RS-485 y mediante un convertidor serial a 10/100 Base T/Tx la RTU se conectará al Switch usando los protocolos descritos anteriormente. Para las RTU/CDS nuevas se hará mediante una interfase Ethernet

Por último, en las **subestaciones con PLC (Power Line Carrier)**, Cotocallao (19) y Los Bancos (49), se tendrá la trampa de onda, condensador de acoplamiento, la unidad de acople y el equipo PLC propiamente.

Para la subestación Cotocallao (19), la RTU/CDS se conectará al Switch mediante un convertidor serial a Ethernet, mientras que en la subestación Los Bancos (49) la RTU/CDS



nueva se conectará mediante una interfase Ethernet al Switch. Los equipos PLC se conectarán a los Switches mediante un convertidor serial a Ethernet o Router.

3.3.8.6 Red de Área Metropolitana (MAN)

Cada subestación se integrará al sistema de comunicaciones usando algún tipo de tecnología y medio adecuado de acuerdo a ciertos parámetros como ubicación, disponibilidad de acceso, factibilidad técnica, costos, etc.

Varias de las subestaciones se integrarán al sistema de comunicaciones usando como medio físico la **Fibra Óptica**, la misma que será instalada a través de la infraestructura de media tensión de la Empresa distribuidora, para nuestro caso 46 kV y un tramo de 138 kV.

La red de FO la integran 27 nodos, de los que 22 de estos son: Centro de Control, SE Andalucía (17), SE Belisario Quevedo (11), SE Carolina (24), SE Chimbacalle (04), SE Cotocallao (19), SE Diez Nueva (32), SE Diez Vieja (10), SE El Bosque (15), SE Epiclachima (21), SE Escuela Sucre (06), SE Floresta (12), SE Granda Centeno (13), SE Iñaquito (28), SE La Marín (08), SE Luluncoto (02), SE Miraflores (09), SE Norte (38), SE Pérez Guerrero (53), SE Pomasqui (57), SE Santa Rosa (37), SE Selva Alegre (41).

Existen otros 5 nodos ubicados en otra zona más alejada a la red usando tecnología inalámbrica, pero entre estos se usa como línea física la FO, siendo estos: SE Cumbayá (80), SE Tumbaco (36), SE Nayón (86), SE Guanpolo Térmica (82), SE Guanpolo Hidráulica (84).

Las distancias entre cada una de los nodos son los siguientes:

Tramo	Nodo A	Nodo B	Distancia (km)	Vano máx (m)
1	SE Pérez Guerrero (53)	SE Miraflores (09)	0.7	154
2	SE Miraflores (09)	SE Selva Alegre (41)	4.2	182
3	SE Belisario Quevedo (11)	SE Selva Alegre (41)	3.0	105
4	SE Selva Alegre (41)	SE El Bosque (15)	3.3	525
5	SE EL Bosque (15)	SE Cotocallao (19)	5.7	253
6	Punto 7	SE Andalucía (17)	2.2	250
7	SE Cotocallao	SE Pomasqui (57)	7.0	608



3.- Requerimientos Básicos del Sistema a Implantar

8	SE Norte (38)	Punto 1	1.3	169
9	Punto 1	SE Carolina (24)	2.1	436
10	Punto 1	Punto 2	2.8	215
11	Punto 2	SE Floresta (12)	0.4	200
12	Punto 2	SE Diez Nueva (32)	0.5	200
13	SE Diez Nueva (32)	Punto 3	1.3	97
14	Punto 3	SE Diez Vieja (10)	0.6	89
15	Punto 3	SE Pérez Guerrero (53)	1.2	69
16	SE Selva Alegre (41)	Punto 5	2.1	207
17	Punto 5	SE Granda Centeno (13)	0.4	118
18	Punto 5	Punto 6	1.6	122
19	Punto 6	SE Ñaquito (28)	0.46	150
20	Punto 6	SE Norte (38)	1.8	175
21	SE Diez Nueva (32)	SE Luluncoto (02)	3.9	720
22	SE Luluncoto (02)	Punto 4	1.2	209
23	Punto 4	SE La Marín (08)	0.6	147
24	Punto 4	SE Escuela Sucre (06)	0.7	168
25	SE Luluncoto (02)	SE Epiclachima (21)	6	652
26	SE Epiclachima (21)	SE Santa Rosa (37)	9.9	155
27	SE Luluncoto (02)	SE Chibacalle (04)	1.6	100
28	SE Guanpolo Térmica (82)	SE Guanpolo Hidráulica (84)	1.2	200



3.- Requerimientos Básicos del Sistema a Implantar

29	SE Cumbayá (80)	SE Tumbaco (36)	2.2	735
30	SE Cumbayá (80)	SE Nayón (86)	2.8	323
		Distancia Total	72.56	

Tabla [3.3] – Red de Fibra Óptica

A continuación se muestra en la figura [3.1] la distribución de estas subestaciones y sus distancias:

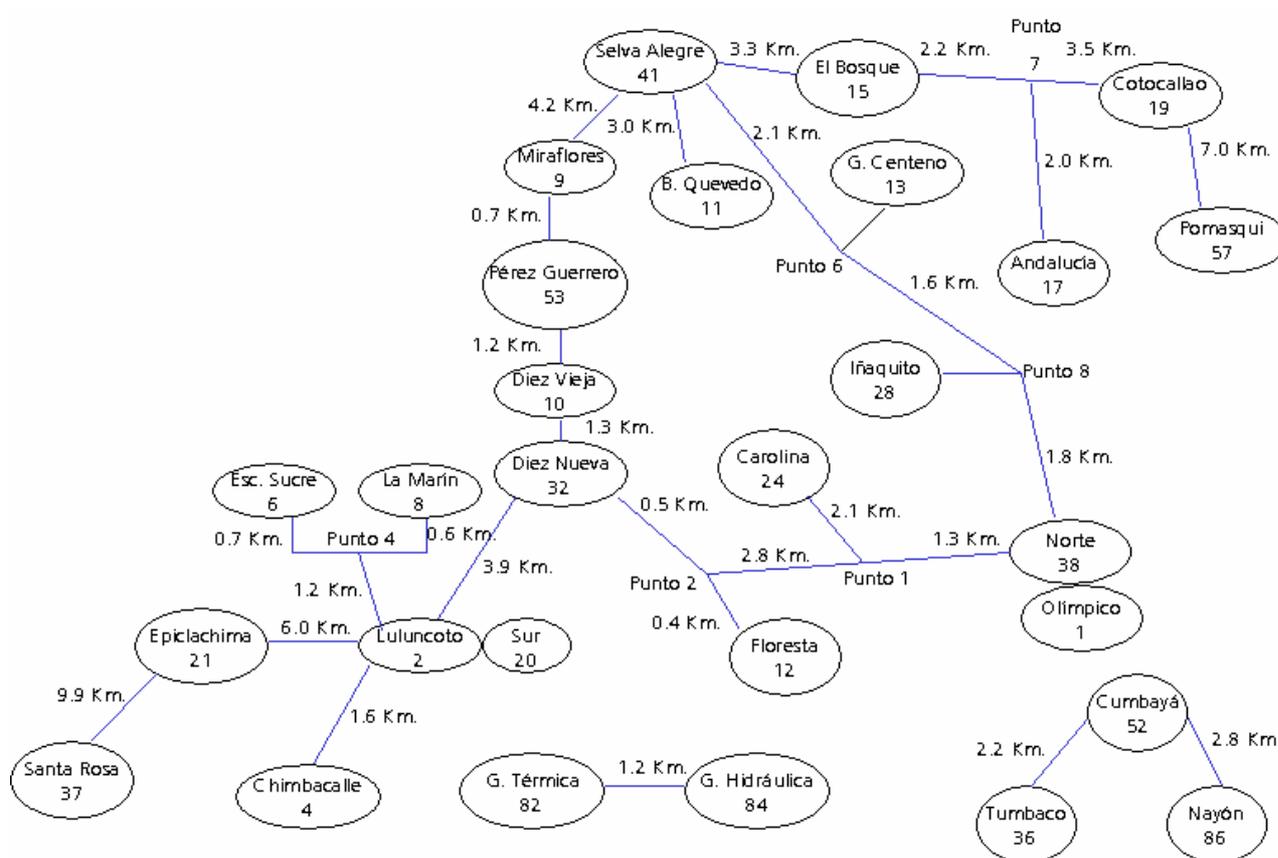


Figura [3.1] – Situación Subestaciones FO

Se usará Fibra Óptica (FO) monomodo de 24 hilos con chaqueta antitracking. La instalación será a través de las torres de media tensión 46 kV y un tramo de 7 km en torres de 138 kV de la Empresa Distribuidora. La FO deberá tener las características físicas necesarias para poder ser instalada en estructuras metálicas o de hormigón, las mismas que se encuentran en promedio a 200 metros de distancia una a otra, considerando los vanos máximos de cada tramo descrito en la tabla anterior. Por lo tanto, la FO deberá tener los niveles de aislamiento, recubrimiento y condiciones físicas necesarias para que pueda trabajar adecuadamente.



El cable de FO será autoportado y completamente dieléctrico (ADSS), el cual debe asegurar condiciones de operación en los niveles de tensión entre los cuales se instalará y además nos permitirá realizar la instalación sin necesidad de realizar cortes de energía, lo cual representaría un costo significativo para la Empresa Distribuidora.

Para determinar la cantidad de FO necesaria para conectar los nodos anteriormente indicados, se deberá considerar la distancia total de todos los nodos. De este valor hay que restar los 52 km de fibra que ya se encuentran instalados entre las SE Santa Rosa (37) y Pomasqui (57) pasando por las subestaciones Epiclachima (21), Sur (20), Chibacalle (04), Diez Nueva (32), Diez Vieja (10), Pérez Guerrero (53), Miraflores (09), El Bosque (15), Andalucía (17), Cotocallao (19) y Pomasqui (57). Por tanto, la parte que se deberá instalar son 20.56 km de fibra más un 10% adicional de reserva para curvaturas y empalmes, asegurando que la fibra llegue a los equipos activos, dando un total de aproximadamente 23 km.

En cuanto a la instalación de la FO, se usará la infraestructura de 46 kV, cuyas características a tener en cuenta son:

- Postes metálicos o de hormigón autoportados de 15 a 21 m.
- Torres de transmisión tipo T, A3, A45, 5R y A90.
- Vanos entre postes o torres desde 100 a 720 m.
- Tensión desde 800 a 1500 kgf.
- Tensión nominal 46 kV.

De acuerdo al tipo de estructura es también alcance del presente proyecto todos los accesorios necesarios, tales como herrajes de suspensión, herrajes de retención, etc. que aseguren la instalación de la FO en cada una de las mismas. El número y ubicación de estructuras, así como los herrajes se determinará del Sistema de Información Geográfica (GIS) que dispone la Empresa Distribuidora.

Por otra parte, en cada subestación, así como en el Centro de Control se deben instalar Switches Gigabit Ethernet con capacidad para configurar redes LAN, basándose en procesadores de alta tecnología, con protocolos estándar capa 2 ó bien capa 3 según sean las necesidades de cada subestación. Los puertos Gigabit de los switches deben garantizar la comunicación en todos los tramos mediante el interfaz de fibra adecuado.



Estos switches a ser instalados en las subestaciones deben cumplir con los requerimientos indicados en las normas IEC sobre niveles de pruebas EMI que deben soportar. Además, deberán cumplir con un rango de temperatura de operación de 0 a 45°C.

Por otra parte, existen varias subestaciones de la Empresa Distribuidora que han de integrarse al sistema de comunicaciones SCADA usando para ello un **Sistema de Radio**.

En cada una de esta subestaciones se deberá instalar una infraestructura necesaria para la instalación de antenas de acuerdo a la Banda de Frecuencias que se vaya a trabajar. Los equipos que se usen deberán estar enmarcados en la tecnología inalámbrica W-OFDM, con interfaces Ethernet, trabajando a una frecuencia en la banda de 5.8 GHz.

Para integrar varias subestaciones a la red inalámbrica se usan dos puntos de repetición, conformando dos áreas de influencia, las mismas que se integran al sistema SCADA a través del Centro de Control, siendo estos:

- Punto de Repetición Cóndor Loma:

Nombre Subestación	Distancia
Centro de Control	5.0
SE Río Coca (16)	5.5
SE Cristianía (18)	15
SE Tumbaco (36)	13.4
SE San Rafael (27)	14
SE Nuevo Aeropuerto	21
SE El Quinche (58)	21.9
SE Sangolqui (55)	8.2
SE Eugenio Espejo (59)	8.3

Tabla [3.4] – Distancias a Cóndor Loma



- Punto de Repetición Atacazo:

Nombre Subestación	Distancia (km)
Centro de Control	19.1
SE Machachi (34)	17.1
SE Barrionuevo (03)	12
SE San Roque (07)	14

Tabla [3.5] – Distancias a Atacazo

De acuerdo a la topología de la red de radio, se tendrán enlaces punto-punto y punto-multipunto.

Los equipos activos de comunicaciones inalámbricos del sistema serán, como se indicó antes, de tecnología W-OFDM con al menos las siguientes características:

- Interface Ethernet o Fast Ethernet, Full y Half Duplex.
- Direccionamiento IP.
- Funcionamiento como Bridging, opcional Routing.
- Protocolo SNMP.
- Forma de trabajo punto-punto o punto-multipunto.
- Opción de Link Test.
- Frecuencia de operación 5.8 GHz.

Las antenas que serán exteriores y directivas, además podrán ser incorporadas o no al equipo, siempre y cuando cumplan condiciones de acoplamiento, ganancia y características necesarias para la comunicación de cada uno de los enlaces.

Para las distancias requeridas y el rango de frecuencias de 5.25 GHz a 5.85 GHz se usarán antenas con una ganancia de 23 dBi a 33 dBi tipo Flat Planer o tipo Parabólica.



Las antenas trabajarán ya sea con polarización vertical u horizontal, siendo la misma polarización en los dos extremos. Se debe usar polarización horizontal en los sitios de repetición en los cuales se tengan varias antenas direccionales sobre un mismo mástil o si existiera interferencia con una instalación cercana polarizada verticalmente.

Para la instalación se requerirá de:

- Protectores de sobretensión.
- Cables de bajas pérdidas de 6m, entre el equipo de radio y la antena.
- Conectores estándar N macho en ambos extremos, con un diámetro de 10 mm.

Por último, con respecto a las **Comunicaciones por la líneas eléctricas de tensión**, la SE Los Bancos (49) se comunicará con el Centro de Control por este medio debido a la ubicación geográfica, siendo ésta la más alejada de las otras subestaciones de la Empresa Distribuidora, en concreto 49 km. Ésta se integrará al sistema de comunicaciones SCADA usando como medio de transporte las líneas de media tensión (PLC) de 46 kV.

En las subestaciones Cotocallao (19) y Los Bancos (49) se instalará equipos de onda portadora con su correspondiente acoplador y sintonizador de línea, trampas de onda y capacitor de acoplamiento.

El equipamiento debe contemplar la instalación de los enlaces de onda portadora PLC digital necesarios entre las subestaciones antes indicados.

El equipo debe tener una capacidad de 64 Kbps y satisfacer la distancia de 49 km, contando con equipamiento adicional de:

- Acoplamiento del tipo fase-fase.
- Trampa de onda.
- Capacitores de acoplamiento.