

CAPITULO I

SISTEMA AUTOMATICO DE SUBESTACIONES (SAS)

1.1. INTRODUCCION.

Las Subestaciones de Transformación son un elemento muy importante de los sistemas eléctricos de potencia, debido a que son el nexo existente entre la transmisión de energía eléctrica y la entrega a los usuarios finales.

En la actualidad, podemos encontrar diferentes tipos de subestaciones eléctricas, las mismas que se han tecnificado en el transcurso de los años debido al desarrollo mundial, todo esto como resultado de abastecer el incremento de la demanda eléctrica de los consumidores bajo condiciones de calidad.

Considerando estos antecedentes, las empresas generadoras y distribuidoras de energía eléctrica, han implementado de forma paulatina avances tecnológicos en sus instalaciones de potencia, los cuales están principalmente enfocados a los campos de las protecciones eléctricas, el control remoto y local de la operación y el monitoreo de las magnitudes relacionadas con los sistemas eléctricos de potencia.

En este contexto, los sistemas eléctricos de potencia están tendiendo a automatizarse con el fin de implementar esquemas que sean capaces de realizar por si mismos los procesos básicos y afrontar imprevistos que se presentan en el proceso de distribución de la energía eléctrica, para ello es necesario utilizar elementos con la visión de integrar diversas funciones e interactuar con sistemas informáticos, con el fin que permitan la coordinación de un registro de su operación para que el despachador pueda realizar la evaluación del funcionamiento del sistema.

La implementación de nuevos equipos, requiere de un exhaustivo estudio de las variaciones y relevancias que se generarán las distintas variables que contiene el sistema eléctrico a ser automatizado. Los estudios referidos deben tener como objetivo primordial identificar las condiciones técnicas óptimas, para la instalación de los nuevos componentes que pasarán a realizar las tareas ya existentes,

simultáneamente con las nuevas tareas que permitan tener un control y supervisión en tiempo real de las situaciones en los procesos energéticos.

1.2. SUBESTACIONES ELECTRICAS.

Una subestación es un conjunto de máquinas, elementos y circuitos que tienen la función de modificar los parámetros eléctricos, permitiendo el control del flujo de energía, brindando seguridad para el sistema eléctrico, los equipos y para el personal de operación y mantenimiento.

FUNCIONES:

- Modificar los niveles de voltaje
- Incremento de voltaje (elevación)
- Reducción de voltaje (reducción)
- Realizar maniobras

Conexión

Desconexión

- Protección
- Monitoreo
- Registro de eventos

1.2.1. TIPOS DE SUBESTACIONES ELECTRICAS.

Las subestaciones eléctricas se construyen, de acuerdo a las necesidades de los usuarios y tomando en cuenta parámetros como seguridad, transporte y distribución de la energía eléctrica.

1.2.1.1. SUBESTACION TIPO INTERPERIE.

Este tipo de subestaciones generalmente se construyen en terrenos expuestos a la intemperie, y requiere de un diseño, elementos y máquinas capaces de soportar el

funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, nieve, etc.) por lo general se utilizan en los sistemas de alto voltaje.

1.2.1.2. SUBESTACION TIPO INTERIOR.

En este tipo de subestaciones los elementos y máquinas están diseñados para operar dentro de compartimientos diseñados para este tipo de subestación, estas subestaciones generalmente son usadas en las industrias.

1.2.1.3. SUBESTACION TIPO BLINDADO.

En estas subestaciones, los elementos y las máquinas están sumamente protegidos, y el espacio necesario para su instalación es muy reducido, generalmente se utilizan en fábricas, hospitales, auditorios, edificios y centros comerciales que requieran poco espacio para su instalación, generalmente utilizan voltajes de distribución.

Las subestaciones se pueden denominar, de acuerdo con el tipo de función que desarrollan, como se muestra a continuación:

1.2.1.4. ELEVADORAS.

Son subestaciones que permiten elevar el voltaje generado, con el fin de transportar la energía generada a grandes distancias donde están ubicados los centros de consumo y se encuentran al aire libre, situadas generalmente al lado de las centrales generadoras de energía.

El voltaje primario de los transformadores utilizados en este tipo de subestaciones suele estar entre 3 y 36kV mientras que el voltaje secundario está condicionado por el nivel de voltaje de la línea de transporte o de interconexión.

1.2.1.5. REDUCTORAS.

Son subestaciones con la función de reducir el nivel de voltaje de alto o muy alto a medio voltaje para su posterior distribución en las áreas de consumo.

El voltaje primario de los transformadores depende del voltaje de la línea de transporte mientras que el voltaje secundario está condicionada por el nivel de voltaje de las líneas de distribución (entre 6 y 30 kV).

De acuerdo con el nivel de voltaje que manejan las subestaciones, estas se pueden agrupar en:

- Subestaciones de transmisión mayor o igual a 230kV.
- Subestaciones de subtransmisión entre 230 y 115kV.
- Subestaciones de distribución primaria entre 115 y 23 kV.
- Subestaciones de distribución secundaria menor o igual a 23kV.

1.2.2. CAPACIDAD DE UNA SUBESTACION.

La capacidad de una subestación se fija, considerando la demanda actual de la zona en kVA o MVA según corresponda más el incremento, obtenido por el estudio de demanda para un periodo diez años, previendo el espacio necesario para las futuras ampliaciones y modificaciones.

1.2.3. VOLTAJES.

Dentro de la gama existente de voltajes normalizados, el voltaje de una subestación se puede fijar en función de los factores siguientes:

- Si la subestación es alimentada en forma radial, el voltaje se la puede fijar en función de la potencia.
- Si la alimentación proviene de un anillo, el nivel de voltaje queda obligada por la misma del anillo.

- Si la alimentación se toma de una línea de transmisión cercana, el voltaje de la subestación queda obligada por el nivel de voltaje de la línea.

1.2.3.1. NIVELES DE VOLTAJES.

Los voltajes en un sistema eléctrico de potencia se normalizan; inicialmente considerando las normas que se utilizan en cada país y también las normas internas de las empresas propietarias de los sistemas eléctricos para el caso ecuatoriano los voltajes normalizados para una subestación son:

- Transmisión 138-230kV.
- Subtransmision 46-69kV.
- Distribución Primaria 6.3-13.8-23kV.
- Distribución Secundaria
Monofásica 120-240,115-230V
Trifásica 120-208,127-220,440V

1.2.4. DIAGRAMA UNIFILAR.

El diagrama unifilar de una subestación eléctrica permite esquematizar en forma simbólica y a través de un solo trazo todo el equipamiento que forma parte de la instalación, considerando la forma de operación de cada uno de los elementos relacionados.

El diseño de una instalación eléctrica tiene su origen en el diagrama unifilar correspondiente, resultado del estudio técnico, de las necesidades del abastecimiento de carga de la zona vista de forma actual y con proyección en un futuro de mediano plazo.

1.2.4.1. NORMAS EMPLEADAS EN LA REALIZACION DE DIAGRAMAS ELECTRICOS.

Para el diseño de los esquemas y diagramas eléctricos existen varias normas que pueden ser utilizados y que podemos citar:

- IEC International Electrotechnical Comission.
- ANSI American National Estándar Institute.
- DIN Deutsche Industrie Normen.

El departamento de Diseño y Construcción de Subestaciones de la EEQ utilizan para realizar sus planos y esquemas de las nuevas subestaciones las normas -ANSI - American National Estándar Institute.

1.2.5. DESIGNACION DE DISPOSITIVOS ELECTRICOS UTILIZADOS EN LAS SUBESTACIONES.

Una de las instituciones que norma la designación de dispositivos eléctricos es A.S.A. (American Estándar Association) que se lo emplea en diagramas realizados en la norma ANSI.

En este contexto, a continuación se muestran las tablas de los relés de protección de con sus respectivos códigos numéricos utilizados por la Empresa Eléctrica Quito en las subestaciones convencionales aplicando el código IEEE y American Standard C37.2-1996.

RELES DE PROTECCION UTILIZADOS EN PRIMARIOS		
Mínima tensión		27
Sobrecorriente	Instantánea	50
	Temporizada	51

Sobrecorriente de tierra	Instantánea	50N
	Temporizada	51N
Sobrevoltaje		59
Desbalance		60
Reenganche		79
Baja frecuencia		81
Bloqueo		86
Auxiliares de disparo		94
Supervisión de voltaje DC		95

TABLA 1.1. Lista de relés de protecciones utilizadas en disyuntores primarios.

Código IEEE y American Standard C37.2-1996.

RELES DE PROTECCION DE LINEAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION	
Distancia	21
Sincronismo	25
Mínima Tensión	27
Sobrecorriente Direccional	67
Sobrecorriente Direccional, Temporizada, Tierra	67N
Sobrecorriente Direccional, Instantánea, Tierra	67iN
Disparo	94
Supervisión de voltaje DC	95

TABLA 1.2. Lista relés de protección utilizados en líneas de transmisión y subtransmisión. **Fuente:**

Código IEEE y American Standard C37.2-1996.

RELES DE PROTECCION PARA TRANSFORMADORES		
Mínima Tensión		27
Sobretemperatura		49
Sobrecorriente	Instantánea	50
	Temporizada	51
Factor de Potencia		55
Sobrepresión		63
Diferencial		87
Diferencial de Barra		87B
Diferencial de Transformador		87T
Disparo		94
Supervisor de Voltaje DC		95
Regulación de Voltaje		90

TABLA 1.3. Lista relés de protección utilizados transformadores.

Fuente: *Código IEEE y American Standard C37.2-1996.*

1.2.6. TIPOS DE ESQUEMAS Y SU EVALUACION.

¹La elección del esquema de conexión de una subestación depende de las características específicas del sistema eléctrico y de la función que realiza dicha subestación en el sistema.

El esquema de conexiones que se adopte determina en gran parte el costo de la instalación, y adicionalmente depende de la cantidad de equipos considerados en el diagrama, lo cual repercute en la adquisición de mayor área de terreno y finalmente en el costo total.

En la realización de un esquema de conexiones, se pueden adoptar diferentes topologías, las cuales presentaran variaciones de la superficie ocupada en función del tipo de barras, del tipo de estructuras, del mayor o menor número de equipos de la instalación que repercutirán en el costo de la subestación.

Los criterios que se utilizan para seleccionar el esquema más adecuado y económico de una instalación, son los siguientes:

- Continuidad de servicios.
- Versatilidad de operación.
- Facilidad de mantenimiento de los circuitos.
- Cantidad y costo del equipo eléctrico.

1.2.6.1. ESQUEMA DE BARRA SIMPLE.

En esta configuración todos los circuitos se encuentran directamente conectados a una única barra, por ello posee pocos dispositivos y ocupa poco espacio, razón por la

¹ Martin, José Diseño de Subestaciones Eléctricas 2da Edición ,Editorial Mc Graw-Hill ,México 1987

cual ocasiona que tenga un uso más intensivo por ser un esquema sencillo con un reducido costo respecto a otras configuraciones.

Sin embargo, la configuración presenta como inconveniente la salida de servicio de toda la instalación en caso que se produzca una falla o sea necesaria la revisión de algún disyuntor o seccionador conectado a la barra única; por lo tanto quedaría sin servicio la instalación alimentada por dicho elemento dando lugar al desabastecimiento del suministro independiente de una o varias líneas, la figura 1.1 muestra el esquema de barra simple.

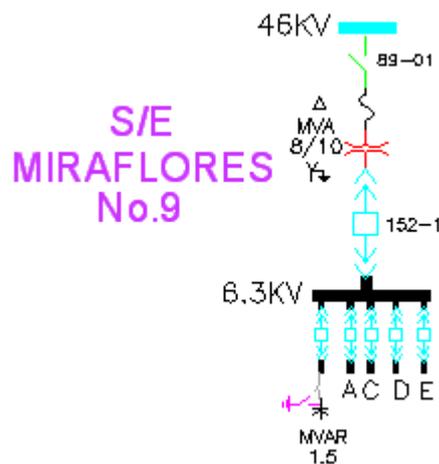


Figura. 1.1. Esquema de conexión barra simple S/E Miraflores.

Fuente: Diagrama Unifilar 2012 Líneas y S/E Centro de control EEQ.

1.2.6.2. ESQUEMA BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA.

Este esquema permite realizar las acciones respectivas de operación y mantenimiento sin interrumpir la continuidad del servicio, ya que este esquema posee los siguientes elementos:

- Tres seccionadores por circuito + 2 de transferencia.
- Un interruptor por circuito + 1 de transferencia.

En el caso de una falla en la barra, permanece con suministro de energía todos los circuitos y estos a su vez quedan protegidos por el interruptor de transferencia así mismo. Así mismo, en el caso de una falla en un interruptor existe continuidad del servicio para los otros alimentadores, ya que solo se desconecta el disyuntor en que se produjo la falla. La figura 1.2 muestra el esquema de barra principal y de transferencia.

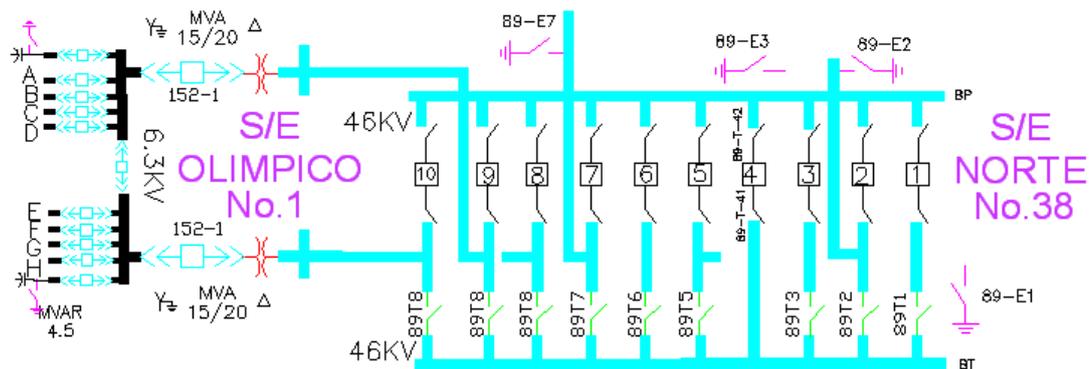


Figura.1.2. Esquema de conexión barra principal y transferencia S/E Norte.

Fuente: Diagrama Unifilar 2012 Líneas y S/E Centro de control EEQ.

1.2.6.3. ESQUEMA CON UN JUEGO DE BARRAS PRINCIPAL Y UNO DE BARRAS AUXILIARES.

En condiciones normales de operación, el esquema permite que todas las líneas y bancos de transformadores se conecten a las barras principales. Con este diagrama se obtiene alta continuidad de servicio. Los arreglos con interruptor comodín logran mayor flexibilidad de operación, aunque aumentan las maniobras de los equipos.

Este arreglo permite sustituir y dar mantenimiento a cualquier interruptor sin alterar la operación de la subestación en lo referente a desconexión de líneas, sin embargo la desventaja de este tipo de esquema es que utiliza mucho equipo y es más costoso. La figura 1.3 muestra el esquema de barra principal y barra auxiliar.

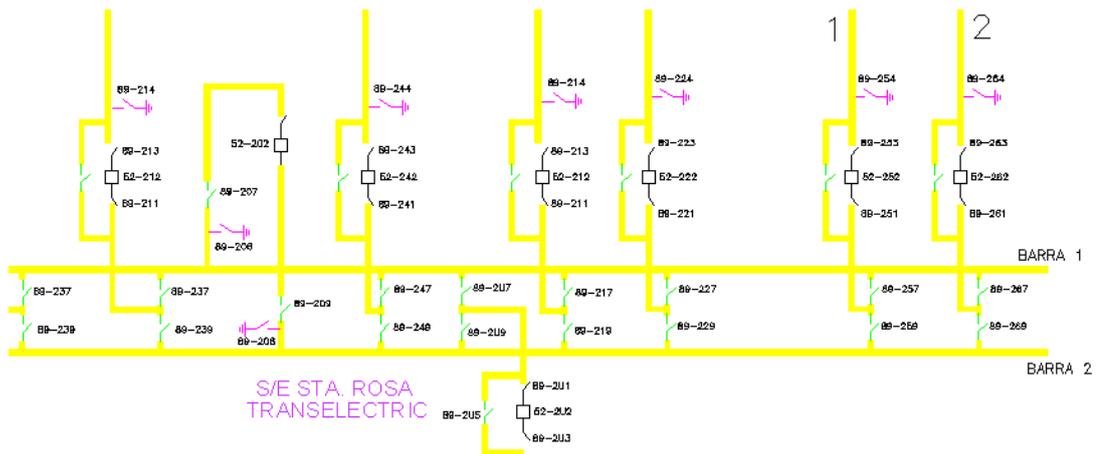


Figura.1.3. Esquema de conexión barra principal y una auxiliar S/E Sta. Rosa Transelectric.

Fuente: Diagrama Unifilar 2012 Líneas y S/E Centro de control EEQ.

1.2.6.4. DIAGRAMA CON DOBLE JUEGO DE BARRAS O BARRA PARTIDA.

Su configuración se basa en la división de la barra en dos partes a través de un seccionador o interruptor, misma que incrementa la seguridad y la flexibilidad de operación y de mantenimiento.

En caso de una falla o mantenimiento en la barra, no se suministra energía en una sección de la barra, pudiendo existir además múltiples fuentes de abastecimiento.

En el caso de poseer cada sección de barra el suministro, cuando una sección se quede sin alimentación simplemente se cerraría el acoplamiento existente entre las diferentes secciones restableciéndose el suministro. La siguiente figura 1.4 muestra el esquema descrito anteriormente.

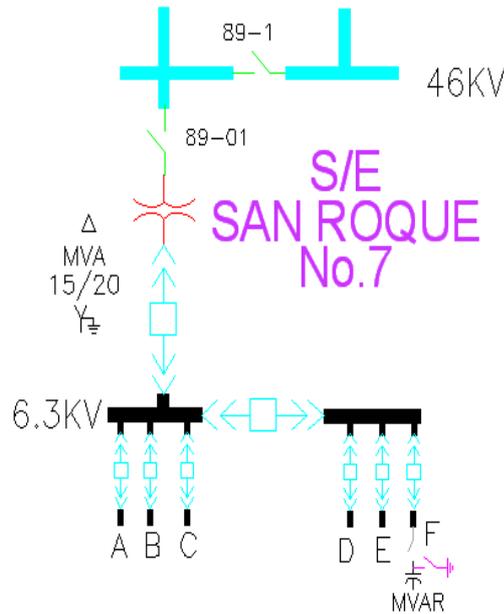


Figura.1.4. Esquema de conexión barra partida S/E San Roque.

Fuente: Diagrama Unifilar 2012 Líneas y S/E Centro de control EEQ.

1.2.6.5. ESQUEMA CON ARREGLO EN ANILLO.

Este esquema, en concepto, es una barra que se cierra sobre sí misma. Permite mucha flexibilidad de traspaso de cargas de una barra a otra, logrando equilibrios de cargas, así como respaldo ínter derivaciones.

El esquema en anillo brinda una seguridad mayor, ya que cuenta con múltiples alternativas para guiar la energía alrededor del anillo, aunque el resultado de una falla en las barras es parecido al que se obtiene en el esquema de barra simple. La diferencia está en que en el esquema en anillo al producirse una falla puede ser aislada del sistema operando convenientemente la subestación, pudiendo restablecer el servicio a una gran cantidad de alimentadores. Para este tipo de esquema se requiere mayor espacio físico. La figura 1.5 muestra un esquema en anillo.

S/E SELVA ALEGRE No.41

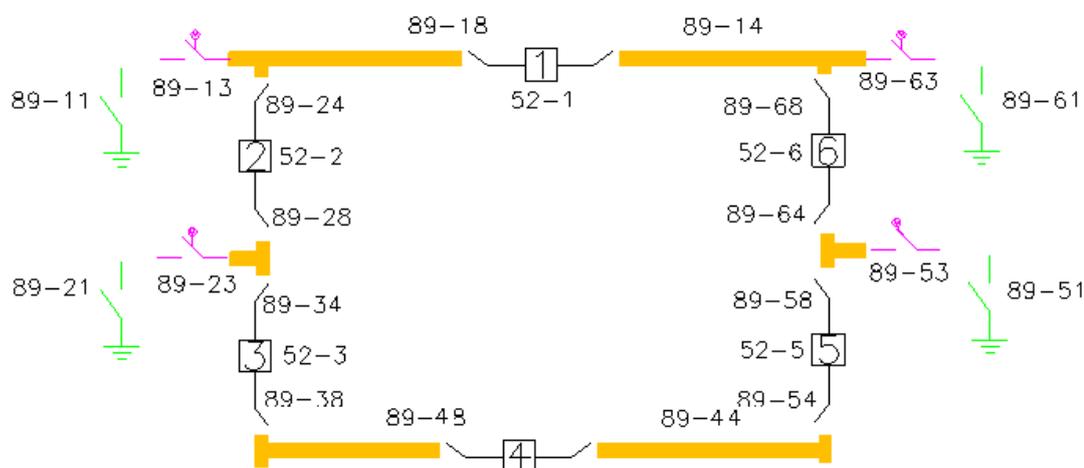


Figura.1.5 Esquema de conexión en anillo S/E Selva Alegre.

Fuente: Diagrama Unifilar 2012 Líneas y S/E Centro de control EEQ.

1.2.6.6. ESQUEMA CON ARREGLO INTERRUPTOR Y MEDIO.

El empleo de este esquema se encuentra generalizado en los sistemas eléctricos desde 230 hasta 400 kV permitiendo una gran flexibilidad en la explotación a la vez que garantizan continuidad en el suministro.

En esta configuración, todos los interruptores se encuentran cerrados y protegen dos líneas, cada juego de barras poseen su propia protección diferencial, en el caso de falla en cualquiera de las barras solo desconecta los interruptores que lleven energía a la barra afectada.

Este arreglo se utiliza mucho en las áreas de alto voltaje de las subestaciones de gran potencia, sobre todo en aquellas de interconexión; que forman parte de un sistema de anillo. Además, con este esquema existe una perfecta continuidad del servicio de entrega de energía eléctrica y comparando con el de doble barra más barra auxiliar, requiere una cantidad mayor de interruptores, pero de igual forma representa un costo total menor. En la figura 1.6 se muestra el diagrama para un esquema de disyuntor y medio.

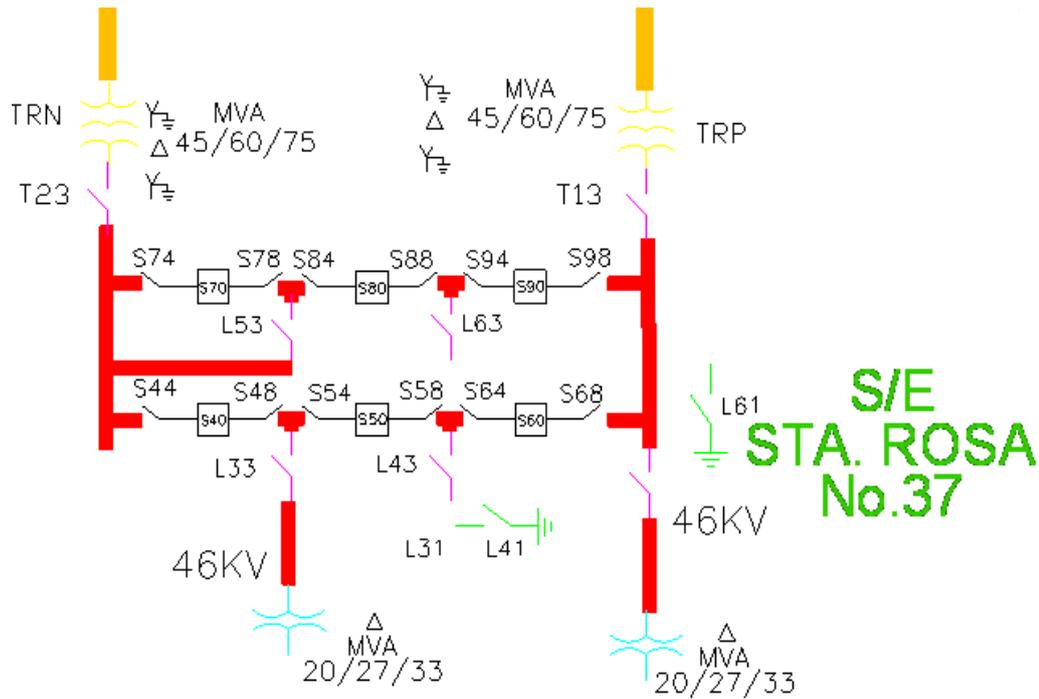


Figura.1.6 Esquema de conexión disyuntor y medio S/E Sta. Rosa EEQ.

Fuente: Diagrama Unifilar 2012 Líneas y S/E Centro de control EEQ.

1.2.6.7. ESQUEMA CON ARREGLO DE DOBLE INTERRUPTOR.

La utilización de este esquema es aplicable en subestaciones grandes e importantes donde se precisa de máxima confiabilidad en el servicio a pesar de conllevar un mayor costo.

Cada circuito se encuentra protegido por dos interruptores diferentes, por lo que ninguna maniobra de un interruptor puede afectar a más de un circuito, lo cual se refleja en que si se produjese una falla o mantenimiento en una barra conllevaría la conexión de las líneas a la otra barra.

De igual manera, si se realiza el mantenimiento del interruptor de una línea, se mantendría dicha línea en servicio por medio de la otra barra y controlada con el otro interruptor.

El esquema en cuestión es otra forma de arreglo escasamente utilizado por su alto costo, aunque tiene un incremento de confiabilidad relativamente mayor que en los casos de anillo o interruptor y medio pero, se requiere mayor número de interruptores

y seccionadores, por lo que se considera el más caro de los esquemas. La figura 1.7 muestra el esquema de doble disyuntor.

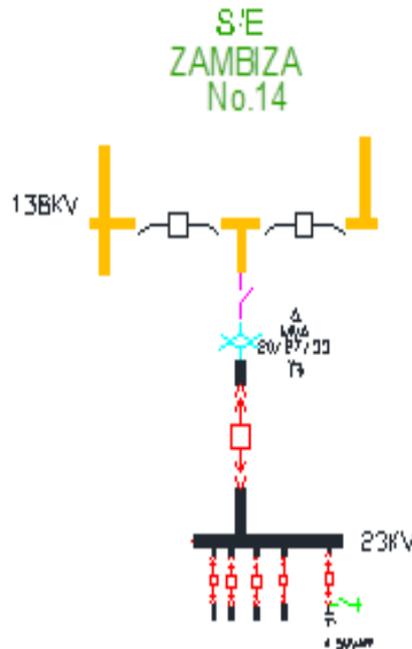


Figura.1.7. Esquema de conexión doble interruptor S/E Zambiza.

Fuente: Diagrama Unifilar 2012 Líneas y S/E Centro de control EEQ.

1.2.7. ESQUEMAS DE BARRAS DE LA SUBESTACION SELVA ALEGRE.

Las configuraciones de barra para instalaciones de alto y medio voltaje dependen principalmente de las condiciones operacionales requeridas para la subestación; en tal sentido, el uso de las diferentes configuraciones es básico para las operaciones a efectuarse y mantener niveles de confiabilidad.

En este contexto, la subestación Selva Alegre posee dos patios con niveles de tensión diferentes; el patio de 138 kV posee un esquema de barras en "Anillo" el cual se puede apreciar en el Anexo A. 1 «Plano 1.- Diagrama Unifilar Selva Alegre. – Patio de 138 kV».

Las características más importantes de este esquema de barras en anillo son:

- Esquema confiable y maniobrable que permite realizar mantenimiento sin suspender el servicio.
- Control conjunto de dos disyuntores correspondientes a dos circuitos, a través de un disyuntor; por tanto, la falla en un disyuntor en condiciones normales de operación determina la salida de solo dos circuitos, con la posibilidad de que el esquema se convierta en un esquema de barra simple y sea posible conservar el servicio para los dos circuitos mencionados.
- Operación obligada de un solo disyuntor por cada circuito, con el fin de cerrar el circuito y garantizar la continuidad del servicio en caso de que el un lado resulte fallido.
- No afectación en la continuidad del servicio en el caso de maniobras de operación de una bahía o posición.
- Operación flexible de mantenimiento de un disyuntor debido a que el circuito puede quedar protegido por el disyuntor restante.
- Mantenimiento o falla de un disyuntor, el anillo se convierte en un esquema de barra simple seccionada el cual no presenta las garantías suficientes para un sistema como el que estamos analizando, por lo cual es recomendable que en una situación de este tipo, se recupere la configuración de anillo.

La S/E Selva Alegre, en el patio de maniobras de 46kV tiene una configuración de **“Doble barra con disyuntor y Medio”**.

La configuración de doble barra con disyuntor y medio, pretende mantener la continuidad del servicio y facilitar el mantenimiento de los equipos mediante el uso del disyuntor compartido; las principales características de este esquema se detallan a continuación:

- Permisi3n para realizar mantenimiento sin suspender el servicio a los circuitos que se alimentan de la subestaci3n as3 como de cada barra.
- No influencia en el funcionamiento del esquema en el caso de una posici3n bah3a.
- La presencia de falla en una barra no suspende el servicio a los circuitos que se alimentan de la S/E.
- Operaci3n flexible y una alta confiabilidad en la continuidad del servicio.
- En caso de fallas en los disyuntores de barra se determina la salida moment3nea de solamente el circuito correspondiente a ese disyuntor.
- El esquema presenta ciertas dificultades en el sistema de protecciones del disyuntor central, debido a que debe actuar con los circuitos asociados.

S/E San Roque # 7

S/E Miraflores # 9

S/E Belisario Quevedo # 11

S/E Granda Centeno # 13

S/E El Bosque #15

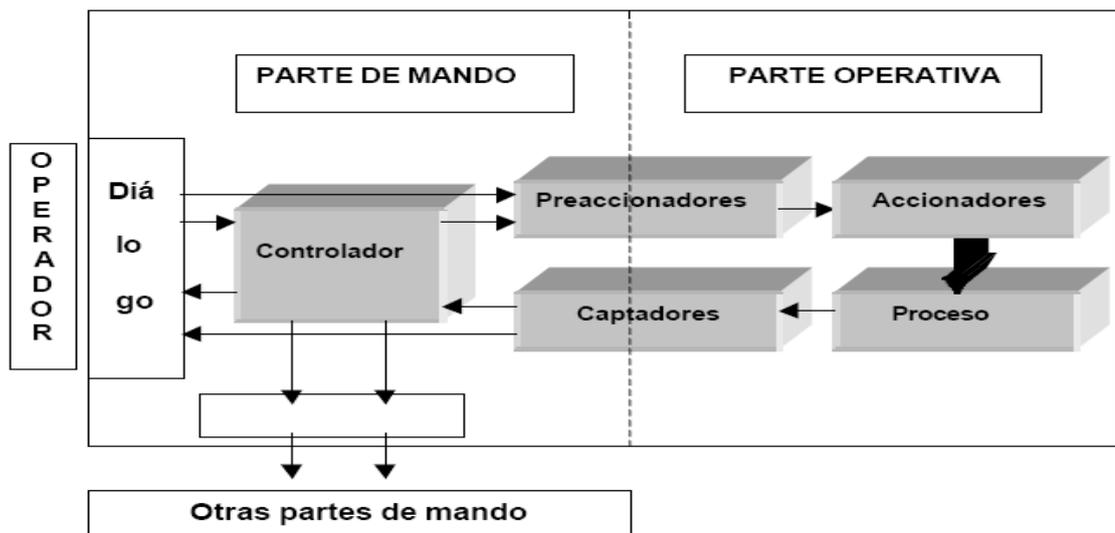
S/E Rio Coca #16

1.3. ESQUEMAS DE AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES.

1.3.1. SISTEMAS DE AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES SAS.

Los sistemas autom3ticos de subestaciones (SAS), mejoran la eficiencia operacional por medio de la utilizaci3n de dispositivos electr3nicos inteligentes IED's que se comunican e interaccionan, utilizando los principios y protocolos que servir3n para monitorear, supervisar, medir, coordinar y operar de manera remota dispositivos de corte (interruptores) as3 como tambi3n los equipos de una subestaci3n.

La operación de las redes de distribución afecta directamente al servicio, que reciben los clientes finales, por medio de los sistemas de automatización se pueden recopilar los datos directamente desde los dispositivos de campo, dichos datos se llevan a sistemas de control jerárquicos que realizan el procesamiento de los datos convirtiéndolos en información que resulta útil para conocer el estado de la red en un momento dado. La figura 1.8 muestra el esquema de un sistema automático de subestaciones.



*Figura. 1.8. Esquema funcional de un sistema automatizado.
Fuente: Ejemplo de automatización realizado de Genia.PDF www.genia.com*

Entre los objetivos más relevantes de la automatización se puede citar los siguientes:

- Mejorar la productividad de la empresa, reduciendo los costos de la producción y mejorando la calidad de la misma.
- Mejorar las condiciones de trabajo del personal, suprimiendo los trabajos penosos e incrementando la seguridad.
- Realizar las operaciones complicadas de control.
- Simplificar el mantenimiento de forma que el operario no requiera grandes conocimientos para la manipulación del proceso productivo.

- Integrar la gestión y producción.

Un Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS) realiza las funciones de:

- Acceder de manera local y remota al sistema de energía.
- Funciones de control locales manuales y automáticas.
- Enlazar la comunicación e interfaces con el patio de maniobras, así como con el sistema de manejo de red.

Estas funciones son ejecutadas y combinadas en muchos IED's (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) dedicados al control, monitoreo, protección automatización, comunicación, etc.

1.4. PROTOCOLOS Y COMUNICACIONES.

La comunicación como tal debe realizar la transferencia de información de un lugar a otro, es decir el intercambio de datos entre componentes y subsistemas para lo cual se requiere que el sistema de comunicación sea:

- Eficiente
- Confiable y seguro

1.4.1. MEDIOS DE COMUNICACIÓN

La comunicación en los sistemas automáticos de subestaciones-SAS- pueden lograrse por medio de:

1.4.1.1. Por cable.

Cables (líneas), ya sean estas rentadas o propias, estos elementos son el medio físico por donde se transportan las comunicaciones, la EEQ realizó una inversión para el

tendido de redes de comunicación (fibra óptica), el cual serviría para la automatización de todas sus subestaciones e implementar el SCADA.

1.4.1.2. Por radio.

Se puede decir que la comunicación por radio o transmisiones inalámbricas, es realizada mediante radio frecuencia, microondas y enlaces satelitales.

1.4.1.3. Por Fibra Óptica.

²La fibra óptica ha hecho posible la transmisión de información mediante pulsos de luz, un pulso de luz indica un bit de valor 1, la ausencia de un pulso de luz indica un bit de valor 0. Las fibras proporcionan un ancho de banda extremadamente grande y tiene una pérdida de potencia muy pequeña, razón por la cual se emplean en grandes distancias, la fibra no se altera por interferencia electromagnética por lo que se emplean en ambientes industriales expuestos a condiciones muy severas. Se ampliara un poco más el tema de la fibra óptica debido a que la Empresa Eléctrica Quito utilizo este medio físico para sus comunicaciones.

La fibra óptica es utilizada debido a que presenta las siguientes ventajas, que se acoplan a las necesidades físicas y de capacidad de transmisión de datos tales como:

- Bajo tamaño y peso, alta flexibilidad y maniobrabilidad.
- Alta velocidad de transmisión de datos.
- Inmunidad al elevado rango de interferencia electromagnética generado en una S/E de alto voltaje.
- Gran ancho de banda.
- Tasa de error muy baja en la transmisión de información.

² Dr. Corrales Luis, ESPN Interfaces de Comunicación industrial, Enero 2003 Quito.

1.4.2. PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN.

En la actualidad la tendencia del uso de protocolos está encaminada a la utilización de protocolos abiertos, debido a que estos posibilitan la integración de equipos de diferentes fabricantes. En tal sentido la comunicación entre los equipos y dispositivos será entre protocolos estándar, entre los más relevantes, se puede citar los siguientes:

- Comunicación entre el Centro de Control y RTUs mediante el protocolo IEC-870-5-104.
- Comunicación entre RTUs e IEDs mediante el protocolo DNP3.0 e IEC 103.
- Comunicación UCSs Unidad concentradora de señales" Gateway" e IEDs mediante el protocolo IEC 61850.
- Comunicación entre Relés antiguos con Relés nuevos mediante el protocolo DNP3 o el IEC 103.

1.4.2.1. DNP3

Acrónimo del inglés Distributed Network Protocol, en su versión 3- DNP3, es un protocolo industrial para comunicaciones entre equipos inteligentes (IED) y estaciones controladores, componentes de sistemas SCADA.

Es un protocolo ampliamente utilizado en el sector eléctrico, el protocolo DNP3 fue diseñado para establecer comunicaciones fiables en medios y entornos desfavorables a los cuales los equipos de automatización del sector eléctricos suelen estar sometidos, para superar las distorsiones que se producen en las comunicaciones por la inducción electromagnética.

Una característica clave del protocolo DNP3 es que es un protocolo estándar abierto y ha sido adoptado por un número significativo de fabricantes de equipos. La ventaja de un estándar abierto es que permite la interoperabilidad entre equipos de diferentes fabricantes, esto significa por ejemplo que un usuario puede comprar el equipo del sistema, como una estación principal de un fabricante, y ser capaz de agregar equipos RTU que provienen de otro fabricante. La figura 1.9 muestra la utilización de la comunicación DNP3 en un sistema automático de subestaciones SAS.

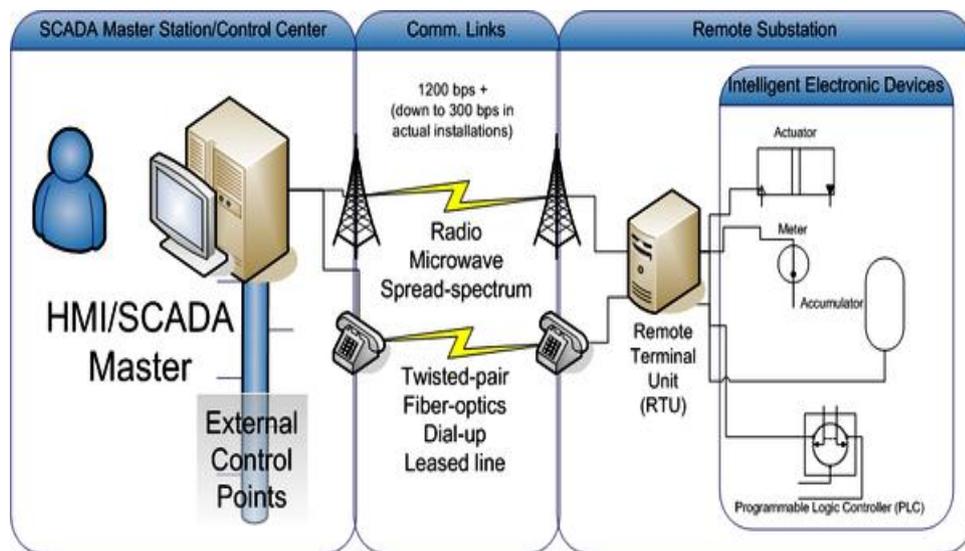


Figura.1.9. Comunicación DNP3

Fuente: McDONALD, John, Substation, Integration & Automation, SCADA and Communications.

1.4.2.2. IEC 61850

IEC 61850, es un estándar para redes y sistemas de comunicación de subestaciones, utiliza tecnologías de red para todos los tipos de intercambios de información que suelen suceder en una subestación. Este modelo de comunicación se ha convertido en una parte integral del sistema de protección y control; y, ofrece además varios protocolos para las distintas aplicaciones de la subestación:

- Protocolo cliente/servidor para SCADA
- GOOSE para el envío de mensajes en tiempo real entre dispositivos de la subestación.

La información GOOSE son señales de estado binario en la red de subestaciones y se usan entre otras cosas para el disparo de los relés de protección.

A través del IEC 61850 se puede realizar protección, control, supervisión, monitoreo a niveles de estación, bahía y proceso a través de entradas y salidas digitales o analógicas de datos y comandos.

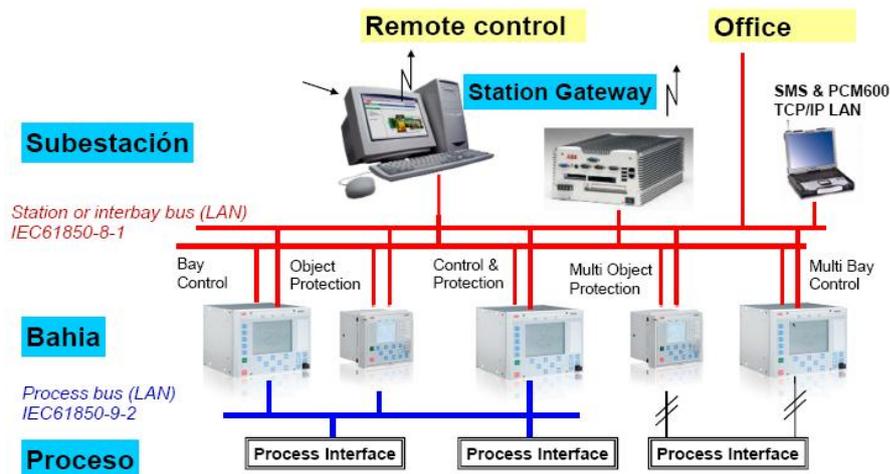


Figura. 1.10. Comunicación 61850

Fuente: McDONALD, John, Substation, Integration & Automation, SCADA and Communications

1.4.2.3. IEC 60870-5-104

Este estándar de comunicación, utiliza la interfaz de red TCP / IP, y permite enviar los mensajes básicos del telecontrol entre una estación central y un punto remoto, el IEC 104 es protocolo que se utiliza entre la Unidad Central de Información (UCI) y la Unidad Interna de Datos (IDU), es el protocolo de nivel superior que interactúa con el sistema SCADA el cual sirve para operar y concentrar los puntos remotos tele controlados.

Generalmente para sistemas de energía eléctrica se utiliza el protocolo IEC 104 para el centro telecontrol y el protocolo IEC 101 para la interacción con las remotas de campo.

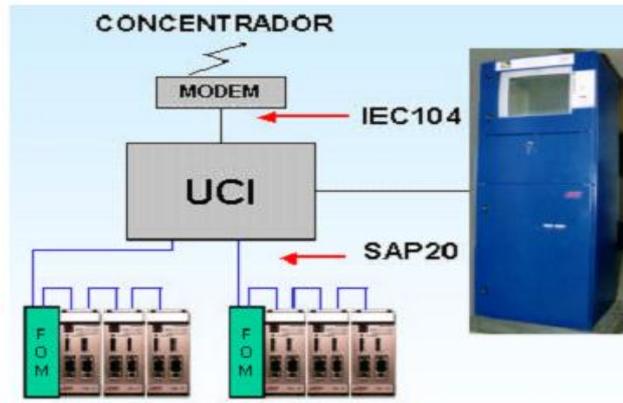


Figura.1.11. Comunicación IEC 60870-5-104

Fuente: McDONALD, John, Substation, Integration & Automation, SCADA and Communications

1.4.2.4. COMUNICACIÓN ENTRE LOS MODULOS DE BAHIA Y LOS DISPOSITIVOS ELECTRONICOS INTELIGENTES IED's.

Para la comunicación entre estos equipos se utilizará como base al protocolo IEC 61850, con lo cual se garantizará interoperabilidad entre equipos de diferentes fabricantes además de permitir control, y monitoreo desde los siguientes puntos:

- El módulo de bahía asociado.
- Puntos de control y monitoreo local de la subestación.
- Computadores remotos.

Los contactos de salida de los IED's se conectan mediante fibra óptica a su respectivo módulo de bahía, estableciendo una comunicación punto – punto, los cuales se encargarán de transferir al anillo de fibra óptica toda la información proveniente de los IED's.

Esta conexión es posible gracias a que los IED's como los Módulos de Bahía, poseen una tarjeta adaptadora de red (NIC) con capacidad de envío -recepción usando como medio de transmisión a la fibra óptica.

Una tarjeta de red o adaptador de red permite la comunicación con aparatos conectados entre sí y también permite compartir recursos entre dos o más computadoras discos duros, CD-ROM, impresoras, etc.

A las tarjetas de red también se las conoce como “tarjeta de interfaz de red”. Existen diversos tipos de adaptadores en función del tipo de cableado o arquitectura que se utilice en la red, pero actualmente el más común es del tipo Ethernet utilizando una interfaz o conector RJ-45.

1.4.2.5. GATEWAY.

³El Gateway es un equipo que permite interconectar redes con protocolos y arquitecturas diferentes de comunicación y se encarga de dar el acceso y control de datos desde el Centro de Control.

Este necesita una conexión física con el sistema de comunicaciones utilizado por el Centro de Control, y de 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.

El Gateway está localizado en el Nivel de Estación, en el cual se encuentran los equipos de comunicación relacionados de tele-protección, tele-alarmas y tele-monitoreo. La figura 1.12 muestra el Gateway utilizado para las comunicaciones entre las RTU de las S/E y el centro de control de la EEQ.



Figura.1.12. Gateway de comunicación de la S/E Selva Alegre

³ Dr. Corrales Luis, ESPN Interfaces de Comunicación industrial, Enero 2003 Quito

Fuente: Gateway comunicaciones utilizado en la S/E Selva Alegre EEQ.

1.4.2.6. COMUNICACION ENTRE MODULOS DE BAHIAS Y PC DE ADQUISICION DE DATOS Y GATEWAY.

Este tipo de comunicación se relaciona con la comunicación de los IED's con la interface hombre máquina (HMI) de la Workstation ubicada en la sala de control, a través del cual se realizan las tareas de supervisión, monitoreo y control llevado a cabo por las labores diarias de los operadores.

La red que comunica a los módulos de bahía con los PC de adquisición de datos y gateway está compuesta por un doble anillo de fibra óptica normalmente conocido como. Anillo Redundante.

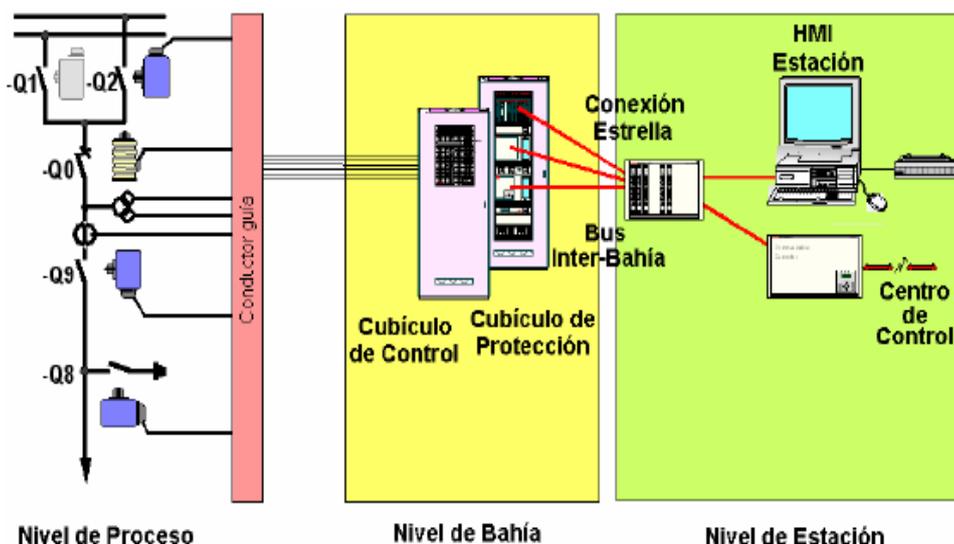


Fig.1.13. Estructura de sistema de control de una subestación.

Fuente:McDONALD, John, Substation, Integration & Automation, SCADA and Communications

1.4.2.7. COMUNICACIÓN ENTRE PC DE ADQUISICION DE DATOS Y PC'S REMOTAS.

La comunicación entre PC de adquisición de datos y PC's remotas se realiza a través de una red Ethernet, esta comunicación es desarrollada bajo el estándar Ethernet. El medio de comunicación que se emplea para esta red será también fibra óptica, sin

embargo, no se utiliza redundancia específica para esta red debido a que el anillo descrito anteriormente garantiza que se pueda acceder a la información desde cualquier punto de la red.

Mediante esta conexión toda la información disponible en la computadora de adquisición de datos puede ser enviada a través de la Ethernet; esta información puede ser:

- Datos operativos como estados de instrumentos, alarmas, medidas en tiempo real.
- Datos importantes de perturbaciones y grabación de eventos de los IED's almacenados temporalmente en la PC de adquisición pueden ser intercambiados después de un pedido manual del PC remoto.

1.4.2.8. COMUNICACIÓN CON EL SCADA.

La comunicación con los puntos remotos y en este caso con el centro de control de la EEQ será realizada por el Gateway de comunicación. El Gateway está habilitado para utilizar los protocolos Modbus RTU, DNP3, IEC 61850, o cualquier otro protocolo normalizado en caso de ser requerido, debido a que se establece un sistema de comunicación abierto que no posee limitaciones en cuanto a interoperabilidad.

En la figura que se encuentra a continuación se puede apreciar las comunicaciones de la Subestación Selva Alegre.

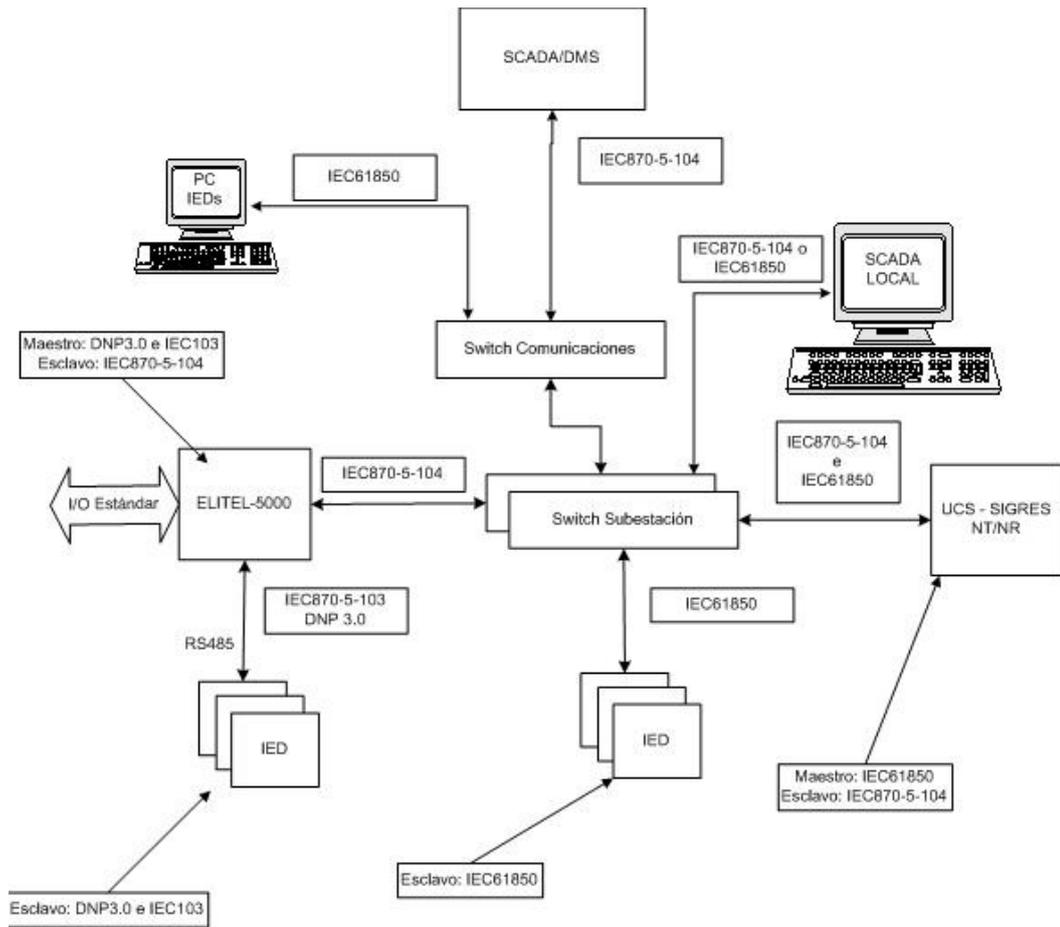


Fig. 1.14. Sistema de comunicación SCADA .EEQ.

Fuente: Diagrama Protocolos de Comunicaciones de las S/E EEQ.

1.5. SISTEMA SCADA.

⁴SCADA proviene de las siglas - Supervisory Control And Data Acquisition - es decir el sistema de adquisición de datos y control supervisor, se trata de un sistema que permite controlar y/o supervisar una planta o proceso por medio de una estación central o maestra, y una o varias unidades remotas RTU's por medio de las cuales se realiza el control y adquisición de datos hacia /o desde el campo.

El Scada necesita de un software especializado que le permitirá tener una interfaz gráfica el HMI interfaz hombre-máquina de esta manera es posible controlar el

⁴ Dr. Corrales Luis, ESPN Interfaces de Comunicación industrial, Enero 2003 Quito

proceso en forma automática. Además proporciona al operador, ubicado remotamente en un Centro de Control, de la suficiente información para determinar el estado de una unidad ya sea generador, transformador o equipo de una subestación, y le faculta para que puede intervenir remotamente en el mismo si se lo requiere.

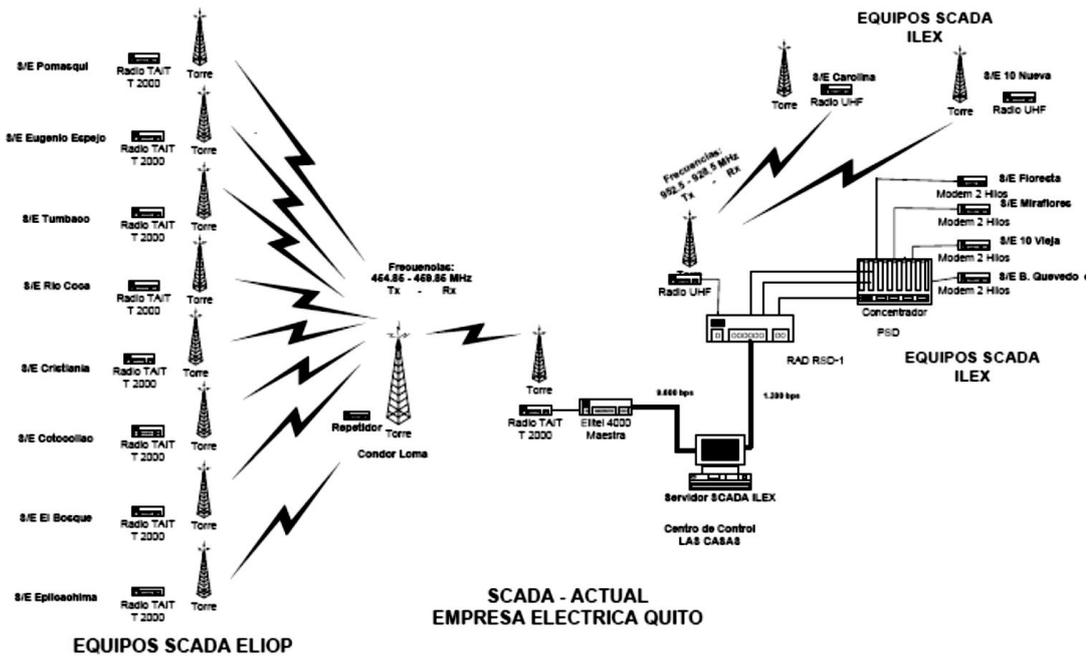


Fig.1.15. Sistema SCADA actual de la EEQ.

Fuente: Scada EEQ.

1.5.1. FLUJO DE INFORMACION EN UN SISTEMA SCADA.

La información en los sistemas SCADA, necesita hacer una transferencia de datos que es, llevada a cabo por un circuito de conversión Análoga /Digital.

Una vez que los datos se han digitalizado llegan al computador central donde son almacenados para su análisis generación de históricos y para la toma de decisiones simultáneamente, por medio del HMI se muestra la información al operador el mismo puede decidir realizar una acción de control sobre el proceso si así lo requiera.

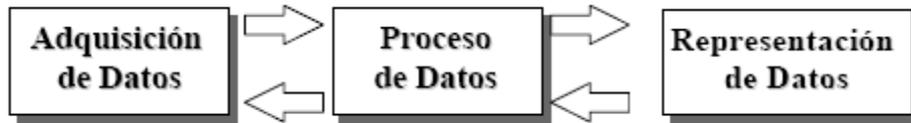


Fig.1.16 .Flujo de información en sistemas SCADA.

Fuente: Scada EEQ.

1.5.2. NECESIDAD DE UN SISTEMA SCADA.

Para evaluar si es necesaria la implementación de un sistema SCADA a un proceso se debe cumplir con las siguientes características:

- El número de variables del proceso que se va a monitorear sea alto.
- La información del proceso debe darse en el mismo momento que se produjo un cambio esto es información en tiempo real.
- Los beneficios obtenidos en el proceso a ser controlado y supervisado Justifiquen la inversión en un sistema Scada.

1.5.3. FUNCIONES DE UN SISTEMA SCADA.

Las funciones básicas que debe realizar un proceso con sistema Scada son las siguientes:

- Automatización: Recabar, almacenar y mostrar la información en forma continua y confiable desde los equipos del patio hasta el centro de control.
- Supervisión: por medio del HMI mostrar y/o alertar mostrar al operador los cambios se produjeron en el proceso, tanto aquellos que no se consideren normales (alarmas) como cambios que se producen en la operación diaria (eventos), con esta información el operador podrá iniciar acciones sobre el proceso si fuera necesario.

- Manejo de alarmas: indicar al operador cuando se presente una alarma y si esta a su vez provoca un disparo de un equipo pueda identificarse y corregirse a tiempo.
- Generación de reportes: Basadas en la información obtenida por el sistema se generaran reportes, cálculos, detecciones y predicciones.

1.5.4. BENEFICIOS DE EN SISTEMA SCADA.

Entre los beneficios que brinda el Sistema SCADA se encuentran los siguientes:

- Mejora de la calidad de servicio por reducción en la duración de las interrupciones.
- Mejora de la fiabilidad de la red, gracias a configuraciones más adecuadas.
- Reducción de costos de operación.
- Mejora de la seguridad de personas e instalaciones.
- Mejor conocimiento del funcionamiento de la red.