



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ARAGÓN**

"SUPERVISIÓN, CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS POR MEDIO DE FIBRA ÓPTICA COMO MEDIO DE TRANSPORTE ENTRE LA UNIDAD TERMINAL REMOTA (UTR) Y EQUIPOS PRIMARIOS, DENTRO DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE POTENCIA, UTILIZANDO EL SISTEMA INTEGRAL Y CONTROL LOCAL DE ESTACIÓN (SICLE)."

**TESIS
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA
PRESENTA**

**ROJAS MORALES JUAN TRIGO SALVADOR
VEGA NOVOA EDER OMAR**

ASESOR: DR. ALEJANDRO ANTONIO VEGA RAMÍREZ

San Juan de Aragón, Estado de México, Octubre de 2014.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Índice	I
Objetivo	IV
Introducción	V
Capítulo 1 Componentes de una subestación eléctrica de potencia	1
1.1 Subestación Eléctrica	2
1.1.1 Tipo de instalación de subestaciones	2
1.1.2 Por construcción	3
1.2 Elementos de una subestación eléctrica	5
1.2.1 Análisis teórico del transformador	5
1.2.2 El transformador	7
1.2.3 Principio de funcionamiento: relación entre corrientes	9
1.2.4 Partes constructivas del transformador	11
1.2.5 Clasificación de los transformadores	12
1.2.6 Interruptores de potencia	12
1.2.7 Cuchillas	13
1.2.7.1 Cuchillas desconectadoras sin carga	13
1.2.7.2 Cuchillas desconectadoras con carga	14
1.3 Transformadores de instrumento	14
1.3.1 Transformadores de potencial inductivo (TPI)	14
1.3.2 Partes principales de los transformadores “herméticos” de potencial	15
1.3.3 Transformadores de Potencial Capacitivo (TPC)	16
1.3.4 Transformadores de Corriente (TC)	16
1.4 Configuración de subestaciones	17
1.4.1 Continuidad de servicio	19
1.4.2 Flexibilidad de operación	20
1.4.3 Facilidad de mantenimiento al equipo	20
1.4.4 Habilidad para limitar los niveles de corto circuito	20
1.4.5 Simplicidad en los esquemas de control y protección	20
1.4.6 Economía del equipo y su instalación	21
1.4.7 Área disponible	21
1.4.8 Posibilidad de ampliación	21
1.5 Diagramas de conexiones típicos y sus características	22
1.5.1 Arreglo de barra sencilla	22
1.5.2 Arreglo de doble barra con interruptor comodín	23
1.5.3 Arreglo de doble barra con interruptor de amarre	24
1.5.4 Arreglo en anillo	25
1.5.5 Arreglo de interruptor medio	26
1.5.6 Arreglo de doble barra doble interruptor	28
Capítulo 2 Equipos de protección y medición	29
2.1 indicadores de temperatura	29
2.2 Indicadores de nivel de líquido	33
2.2.1 Válvula de sobrepresión	34
2.2.2 Relevador de presión súbita	35
2.2.3 Relevador de flujo	36
2.2.4 Relevador de flujo de gases Buchholz	36
2.2.5 Sistema de preservación de aceite	38
2.3 Protección en transformadores de corriente	39
2.4 Relevadores de protección	40
2.4.1 Clasificación por función	41
2.4.2 Identificación internacional de dispositivos relacionados con protecciones eléctricas	43
2.4.3 Relevadores electromecánicos (tipo atracción magnética)	49
2.4.4 Relevadores electromecánicos tipo inducción magnética	49
2.4.5 Relevadores con circuitos de medida estáticos (filtros de secuencia)	50
2.4.6 Relevadores computarizados	50

Capítulo 3 Protecciones	53
3.1 Protecciones para transformadores	53
3.1.1 Criterios generales de equipamiento	54
3.1.2 Protecciones del sistema de potencia	54
3.1.3 Protección primaria	55
3.1.4 Protección de respaldo	55
3.2 Sistemas de protección	55
3.3.1 Diseño de sistemas de protección con relevadores	56
3.3.2 Desempeño del sistema de protección	57
3.3.3 Zonas de protección	57
3.3.4 Aplicación de los sistemas de protección	58
3.4 Principales protecciones para el transformador	59
3.4.1 Protección diferencial	59
3.4.2 Consideraciones básicas	60
3.5 Protección de sobrecorriente	61
Capítulo 4 Centralización de señales “SCADA” a terminales remotas por el sistema integral y control local de estación (SICLE)	65
4.1 Los sistemas tradicionales	66
4.1.1 Evolución	66
4.1.2 Tipos de control de supervisión	68
4.1.3 Componentes	69
4.1.4 Definición	71
4.1.5 Configuración de un sistema tradicional	71
4.2 Hardware y software de la UTR	72
4.2.1 Unidad terminal remota y protocolos de comunicación	72
4.2.2 Unidad Central de Procesamiento (CPU)	73
4.2.3 Entradas Digitales	74
4.2.4 Salidas Digitales	75
4.2.5 Entradas analógicas	77
4.2.6 Módulo de acumuladores	78
4.2.7 Módulo de Comunicaciones	78
4.2.8 Fuente de alimentación y respaldo de baterías	79
4.2.9 Software de la UTR	80
4.3 Hardware y software de la estación maestra	84
4.3.1 Unidad central de procesamiento (CPU)	85
4.3.2 Monitor	85
4.3.3 Tablero mímico	86
4.3.4 Dispositivos de almacenamiento	86
4.3.5 Teclados	87
4.3.6 Dispositivos de Control	87
4.3.7 Impresoras	88
4.3.8 Fuente de poder ininterrumpida (UPS)	88
4.3.9 Interfase de red	88
4.3.10 Canales de Comunicación	88
4.3.11 Puerto de Sincronización vía satélite	89
4.3.12 Equipo redundante	89
4.3.13 Software de la estación maestra	90
4.4 Transmisión de datos	91
4.4.1 Interfaces	92
4.4.2 Canal de comunicaciones	92
4.4.3 Protocolo de comunicaciones	93
4.4.4 Técnicas de seguridad	94
4.4.5 Protocolo DNP 4.0	96
4.5 El SICLE a bloques	100
4.6 El modelo D200	105
4.7 Transporte de las señales a través de fibra óptica	108
4.7.1 fibra óptica	109

4.7.2 Propagación	109
4.7.3 Ancho de banda (Bandwidth)	109
4.7.4 Modos de transmisión	110
4.7.5 ISO / IEC 11801	111
4.7.6 Alianza gigabit ethernet (GEA)	112
4.8 Elección de la fibra	114
4.9 Sistema SCADA convencional	122
4.10 Sistema SICLE	125
Conclusiones	128
Glosario	130
Bibliografía	138

Objetivo

“Argumentar la supervisión, control y adquisición de datos, por medio de fibra óptica como medio de transporte, entre la unidad terminal remota (UTR) y equipos primarios, dentro de una subestación eléctrica de potencia con el sistema integral de control local de estación (SICLE)”

Introducción

Con el propósito de contribuir al plan estratégico y mejoramiento de los niveles de productividad y competitividad, la empresa suministradora de energía eléctrica invierte fuertemente en recursos humanos y materiales para la modernización de los sistemas de suministro de energía eléctrica, incluyendo el monitoreo, protección y control automático para la operación de todos los elementos del proceso eléctrico, desde los centros de generación hasta las líneas de transmisión, los sistemas de distribución y las aplicaciones de comercialización.

Con dicha modernización, se genera la infraestructura para la interoperabilidad e interconectividad de los sistemas antes mencionados, de tal forma que le permita ampliar, continuar y complementar la integración funcional de los sistemas institucionales legados y de última generación. La integración total de los sistemas le permitirán a la empresa suministradora migrar a redes eléctricas inteligentes.

Con la automatización de la distribución, la empresa suministradora también busca conocer en tiempo real el estado de las subestaciones y la red eléctrica. Asimismo, requiere contar con funciones para la reconfiguración automática de la red, conexión/desconexión remota, localización de fallas, representación de líneas energizadas y desenergizadas, generación de reportes fuera de línea relacionados con la operación de los equipos, históricos de energía y corriente, balance de energía, tiempo fuera de interruptores por falla y valores máximos y mínimos de corrientes y voltajes, los cuales son necesarios para conocer el estado operativo del proceso.

El flujo de la información en los sistemas SCADA es como se describe a continuación:

Con el sistema SCADA se ofrece un sistema innovador, escalable proceso de visualización con numerosas funciones de alto rendimiento para el monitoreo de

los procesos automatizados. Ya sea en un sistema de un solo usuario o un sistema multiusuario distribuido con servidores redundantes, el sistema ofrece la funcionalidad completa para todas las industrias y cuenta con la apertura óptima.

El fenómeno físico lo constituye la variable que deseamos medir. Dependiendo del proceso, la naturaleza del fenómeno es muy diversa: presión, temperatura, flujo, potencia, intensidad de corriente, voltaje, etc. Este fenómeno debe traducirse a una variable que sea inteligible para el sistema SCADA, es decir, en una variable eléctrica. Para ello, se utilizan los sensores los cuales convierten las variaciones del fenómeno físico en variaciones proporcionales de una variable eléctrica. Sin embargo, esta variedad de tipos de señales eléctricas debe ser procesada para ser entendida por la computadora digital. Para ello se utilizan acondicionadores de señal, cuya función es la de referenciar estos cambios eléctricos a una misma escala de corriente o voltaje. Además, aísla eléctricamente y filtra la señal con el objeto de proteger el sistema de transitorios y ruidos originados en el campo.

Una vez acondicionada la señal, la misma se convierte en un valor digital equivalente en el bloque de conversión de datos. Generalmente, esta función es llevada a cabo por un circuito de conversión analógico/digital. La computadora almacena esta información, la cual es utilizada para su análisis y para la toma de decisiones. Simultáneamente, se muestra la información al usuario del sistema, en tiempo real.

Basado en la información, el operador puede tomar la decisión de realizar una acción de control sobre el proceso. El operador comanda a la computadora a realizarla, y de nuevo debe convertirse la información digital a una señal eléctrica. Esta señal eléctrica es procesada por una salida de control la cual funciona como un acondicionador de señal para manejar un dispositivo dado: bobina de un relé, set-point de un controlador, etc.

Necesidad de un sistema SCADA.

Para evaluar si un sistema SCADA es necesario para manejar una instalación dada, el proceso a controlar debe cumplir las siguientes características:

- a) El número de variables del proceso que se necesita monitorear es alto.
- b) El proceso está geográficamente distribuido. Esta condición no es limitativa, puede instalarse un SCADA para la supervisión y control de un proceso concentrado en una localidad.
- c) La información se requiere en tiempo real.
- d) La necesidad de optimizar y facilitar las operaciones del sistema, así como la toma de decisiones, tanto gerenciales como operativas.
- e) Los beneficios obtenidos en el proceso justifican la inversión en un sistema SCADA. Estos beneficios pueden reflejarse como aumento de los niveles de facturación, de los niveles de seguridad, etc.
- f) La complejidad y velocidad del proceso permiten que la mayoría de las acciones de control sea iniciada por un operador.

Capítulo 1

Componentes de una subestación eléctrica de potencia

En toda instalación industrial o comercial es indispensable el uso de la energía, la continuidad de servicio y calidad de la energía consumida por los diferentes equipos, así como la requerida para la iluminación. Es por esto que las subestaciones eléctricas son necesarias para lograr una mayor productividad.

El uso de las subestaciones eléctricas es de vital importancia en la industria, ya que nos permiten el control del flujo de la energía necesaria para llevar a cabo los procesos; las subestaciones se pueden clasificar en primarias, secundarias. El elemento principal de una subestación eléctrica es el transformador, que funciona con el principio de inducción, a través de una serie de bobinas, que permiten controlar el voltaje de salida.

- **Diagrama unifilar:** El punto de partida para el diseño de una subestación eléctrica es el llamado diagrama unifilar, este diagrama debe mostrar la conexión y arreglo de todos los equipos eléctricos.

Una subestación de distribución o centro de transformación es el conjunto de instalaciones y equipos eléctricos encargado de realizar la transformación de niveles de alta, media o baja tensión a niveles adecuados para la distribución de energía eléctrica. Los operadores de red utilizan las siguientes relaciones de transformación 230-34,5 kV, 115-34,5 kV, 115-11,4 kV, 115-34,5 kV, 34,5-11,4 kV, 34,5-13,2 kV, 13.2-0.208/0.120kV, 13.2-0.220/0.127kV, 13.2-0.440/0.266kV, 11.4-0.208/0.120kV, 11.4 -0.220/0.127kV, 11.4 - 0.440/0.266kV

La utilización de tensión a 11.4kV está reservada para zonas ubicadas en alturas superiores a 1000 m.s.n.m (metros sobre el nivel del mar) y tensión a 13.2kV para alturas inferiores a 1000 m.s.n.m

1.1 Subestación Eléctrica

Una subestación es un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos, que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica, permitiendo el control del flujo de energía, brindando seguridad para el sistema eléctrico, para los mismos equipos y para el personal de operación y mantenimiento. Las subestaciones se pueden clasificar como sigue:

1. **Subestaciones en las plantas generadoras o centrales eléctricas.-** Se encuentran en las centrales eléctricas o plantas generadoras de electricidad, para modificar los parámetros de la potencia suministrada por los generadores, permitiendo así alta tensión en las líneas de transmisión. Los generadores pueden suministrar la potencia entre 5 y 25 kV y la transmisión depende del volumen, la energía y la distancia.
2. **Subestaciones receptoras primarias.-** Se alimentan directamente de las líneas de transmisión reduciendo la tensión a valores menores para la alimentación de los sistemas de subtransmisión o redes de distribución, de manera que dependiendo de la tensión de transmisión pueden tener en su secundario tensiones de 115,69 y eventualmente 34.5, 13.2, 6.9 o 4.16 kV.
3. **Subestaciones receptoras secundarias.-** Generalmente estas están alimentadas por las redes de subtransmisión y suministran la energía eléctrica a las redes de distribución a tensiones entre 34.5 y 6.9 kV.

1.1.1 Tipo de instalación de subestaciones

1. **Subestaciones tipo intemperie.-** Se construyen en terrenos expuestos a la intemperie, requiere de un diseño, aparatos y máquinas capaces de soportar el funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, nieve). Por lo general se utilizan en los sistemas de alta tensión.
2. **Subestaciones tipo interior.-** Son pocos los tipos de subestaciones generalmente son usadas en las industrias. Se contienen en gabinetes autosoportados, provistos de puertas embisagradas, construidos con

láminas de acero roladas en frío calibre 14 USG (1.89mm) para puertas, cubiertas y techo, y calibre 12 USG (2.65mm) para uniones de módulos y elementos estructurales o de soporte, mismos que aportan la rigidez mecánica necesaria para soportar los esfuerzos estáticos y dinámicos inherentes a la operación de los elementos de la subestación, evitando con esto deformaciones permanentes, a pesar de la presencia de cortocircuitos severos.

- 3. Subestaciones tipo blindado.**- En estas subestaciones los aparatos y las máquinas están bien protegidos y el espacio necesario es muy reducido, e se utilizan en fábricas, hospitales, auditorios, edificios y centros comerciales que requieran poco espacio para su instalación, se utilizan en tensiones de distribución y utilización.

1.1.2 Por construcción

- 1. Subestaciones unitarias.** Para operación en seco alojadas en gabinetes de lámina. En estas subestaciones el equipo se encuentra protegido por gabinete con un espacio reducido. Pueden construirse para servicio interior o para servicio exterior.
- 2. Subestaciones convencionales o abierta.** Para operación a prueba de goteo, se colocan en una estructura metálica y se aíslan tan solo por una malla de alambre. El equipo que se instala en este tipo de subestaciones también llamadas abiertas se coloca en estructuras metálicas, se aíslan tan sólo por una malla de alambre, es decir, no se instalan en gabinetes. Pueden construirse para servicio interior o exterior.
- 3. Tipo poste.** Para operación a prueba de goteo instalada en poste (intemperie).
- 4. Tipo jardín.** Para operación en seco alojada en gabinetes de lámina a prueba de goteo (intemperie).

A continuación se hace un resumen de las subestaciones respecto a la tensión de suministro y el tipo de aislamiento usado en las subestaciones

Tabla 1.1 Subestaciones por tensión de suministro

Por su tensión de suministro:	Clase de aislamiento:
2.4kv	2.5
4.16kv	5.0
6.0kv	8.7
13.2kv	15.0
23.0kv	25.0
33	34.54

Partes Principales de una subestación eléctrica. Figura 1.1

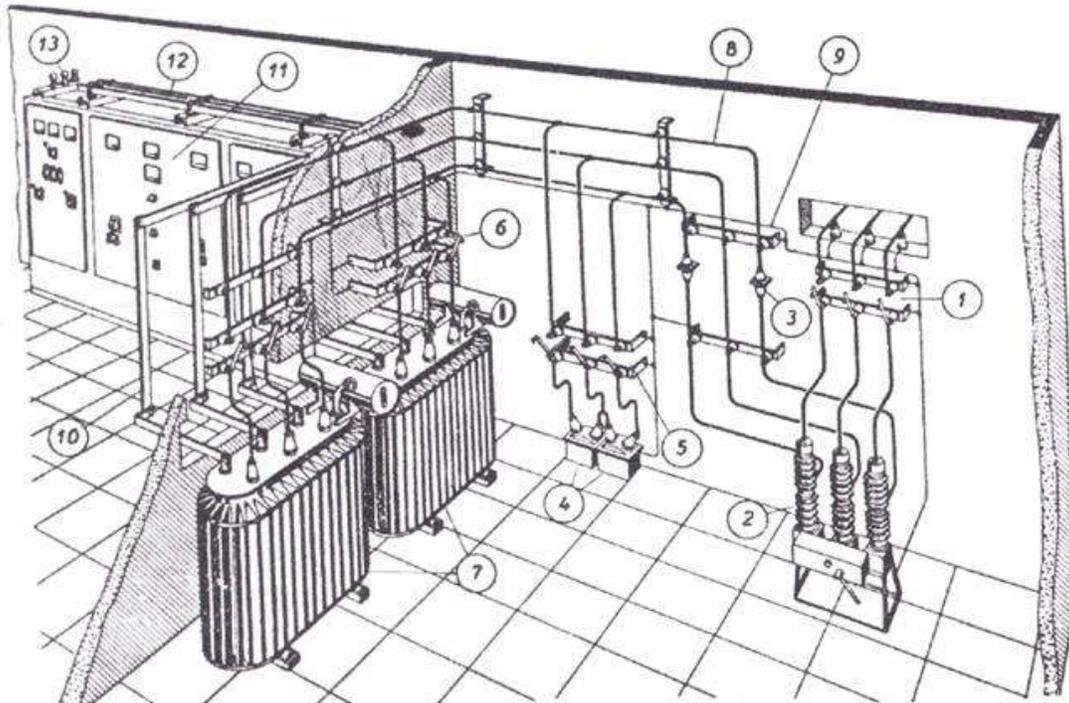


Figura 1.1 Elementos principales de una subestación eléctrica de media potencia y media tensión.

1. Cuchillas desconectadoras.
2. Interruptor.

3. Transformador de corriente.
4. Transformador de potencia.
5. Cuchillas desconectoras para sistema de medición.
6. Cuchillas desconectoras de los transformadores de potencia.
7. Transformadores de potencia.
8. Barras de conexión.
9. Aisladores soporte.
10. Conexión a tierra.
11. Tablero de control y medición.
12. Barras del tablero
13. Sujeción del tablero

1.2 Elementos de una subestación eléctrica

1.2.1 Análisis teórico del transformador

- **Ley de Oersted.** Cuando por un conductor circula una corriente, alrededor de este se origina un campo magnético cuyo sentido depende del sentido de la corriente. Figura 1.2.

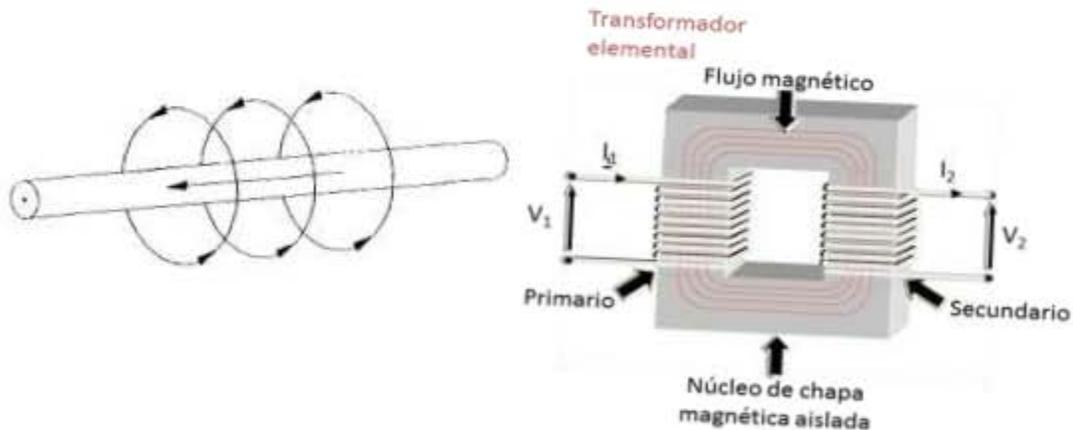


Figura 1.2 Ley de Oersted.

- **Ley de Faraday.** Cuando se mueve un conductor cortando las líneas de un campo magnético, se genera una F.E.M. en las terminales. Figura 1.3

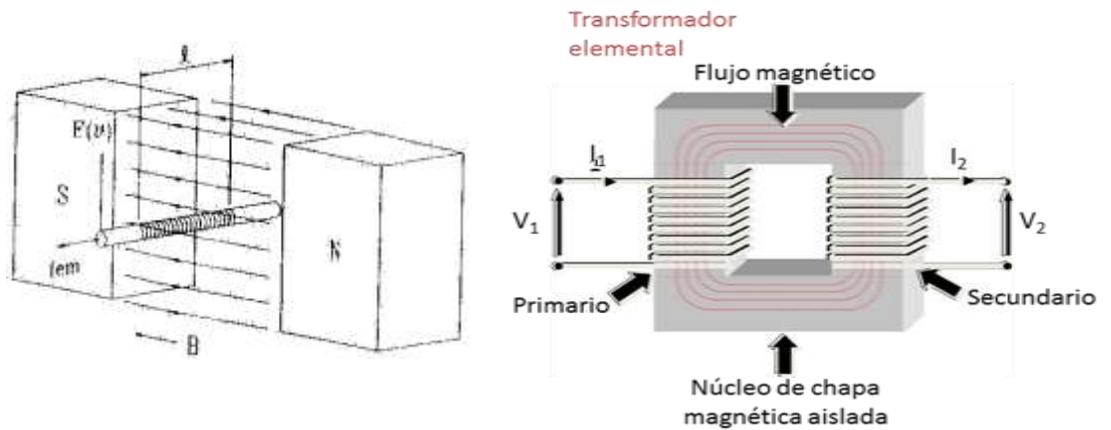


Figura 1.3 Ley de Faraday.

- **Ley de Lenz.** Establece que un voltaje inducido hará que fluya una corriente en una dirección tal, que su efecto magnético se opone a la causa que lo produce. Figura 1.4

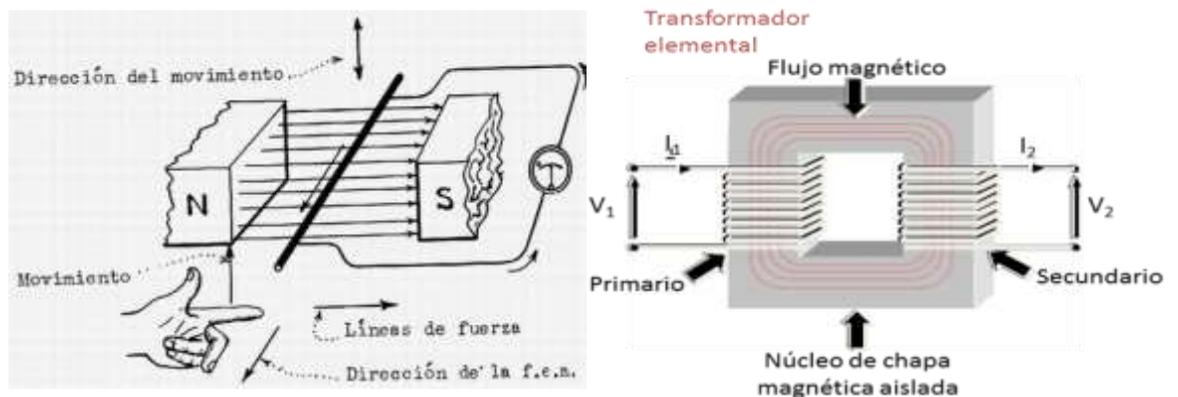


Figura 1.4 Ley de Lenz.

- **Leyes de Kirchhoff**
 - **Primer Ley:** La suma vectorial de las caídas de voltaje en un circuito es igual a la suma de las fuentes que se encuentran en él. Figura 1.5

- **Segunda Ley:** La suma vectorial de las corrientes que entran en el nodo de un circuito eléctrico es igual a la suma de corrientes que salen de ese nodo. Figura 1.6

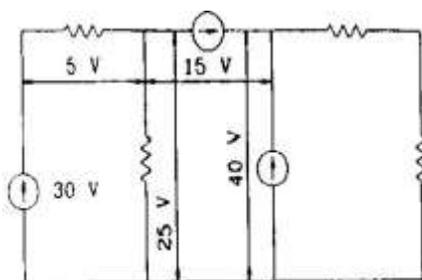


Figura 1.5 Ley de Kirchhoff de voltajes
a) 1ª ley.

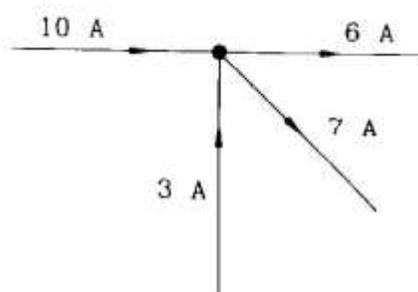


Figura 1.6 Ley de Kirchhoff de corrientes
b) 2ª Ley.

1.2.2 El transformador

Se define como una máquina eléctrica estática que, basada en el principio de inducción electromagnética, transfiere potencia eléctrica de un devanado a otro, estando ambos aislados entre sí pero unidos por medio del campo magnético. En éste proceso se modifica la tensión eléctrica y la corriente, se mantiene prácticamente constante la frecuencia y la impedancia.

El principio del transformador se basa en la transferencia de la energía eléctrica por inducción de un enrollado a otro, lo cual se puede comprender si se tiene en cuenta las siguientes consideraciones:

- Quando por un conductor en forma de espiras se hace circular una corriente se produce un flujo magnético, como el que se representa en la figura 1.7.

Página siguiente.

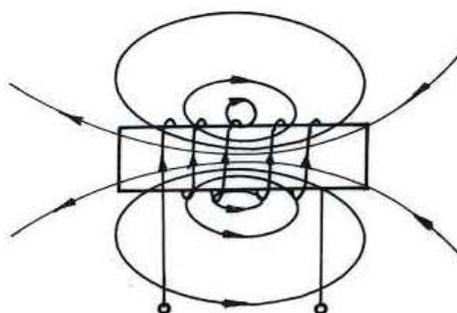


Figura 1.7 Flujo magnético.

- b) Si el mismo enrollado se desarrolla sobre un núcleo de material ferromagnético, se produce un campo concentrado cuyo camino principal está determinado por el circuito del material magnético, como el que se muestra en la Figura 1.8. Dicho campo es alterno y su frecuencia depende de la frecuencia de la fuente.

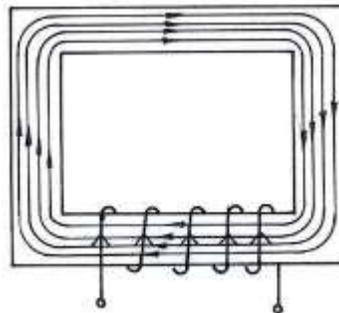


Figura 1.8 núcleo de material ferromagnético

- c) De acuerdo con la Ley de Faraday ya mencionada, si enrollamos un segundo conductor en el núcleo de material ferromagnético mostrado en la figura 1.9 se obtendrá un F.E.M. inducida en las terminales de dicho conductor

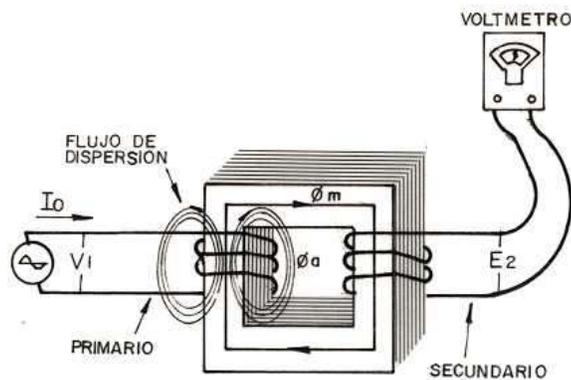


Figura 1.9 Segundo conductor en el núcleo de material ferromagnético.

1.2.3 Principio de funcionamiento: relación entre corrientes

La conversión se realiza prácticamente sin pérdidas:

La bobina primaria recibe un voltaje alterno que hará circular, por ella, una corriente alterna. Esta corriente inducirá un flujo magnético en el núcleo de hierro. Como el bobinado secundario está arrollado sobre el mismo núcleo de hierro, el flujo magnético circulará a través de las espiras de éste. Al haber un flujo magnético que atraviesa las espiras del "Secundario", se generará por el alambre del secundario un voltaje (ley de Faraday). En este bobinado secundario habría una corriente si hay una carga conectada (por ejemplo a una resistencia, una bombilla, un motor.) La relación de transformación del voltaje entre el bobinado "Primario" y el "Secundario" depende del número de vueltas que tenga cada uno. Si el número de vueltas del secundario es el triple del primario, en el secundario habrá el triple de voltaje. La fórmula que relaciona voltajes con número de vueltas es:

$$\frac{\text{Número de espiras del primario (Np)}}{\text{Número de espiras del secundario (Ns)}} = \frac{\text{Tensión del primario (Vp)}}{\text{Tensión del secundario (Vs)}}$$

Entonces: $V_s = V_p \cdot N_s/N_p$

A la relación N_s/N_p se la conoce como relación de transformación. Si es menor que la unidad se trata de un transformador reductor; si es mayor que la unidad se trata de uno elevador.

Un transformador puede ser "elevador o reductor" dependiendo del número de espiras de cada bobinado.

Si se supone que el transformador es ideal. (La potencia que se le entrega es igual a la que se obtiene de él, se desprecian las pérdidas por calor y otras), entonces:

$$Pot_{\text{entrada}} \cong Potencia_{\text{salida}}$$

Considerando que la tensión del secundario en carga es la misma que en vacío.
Figura 1.10

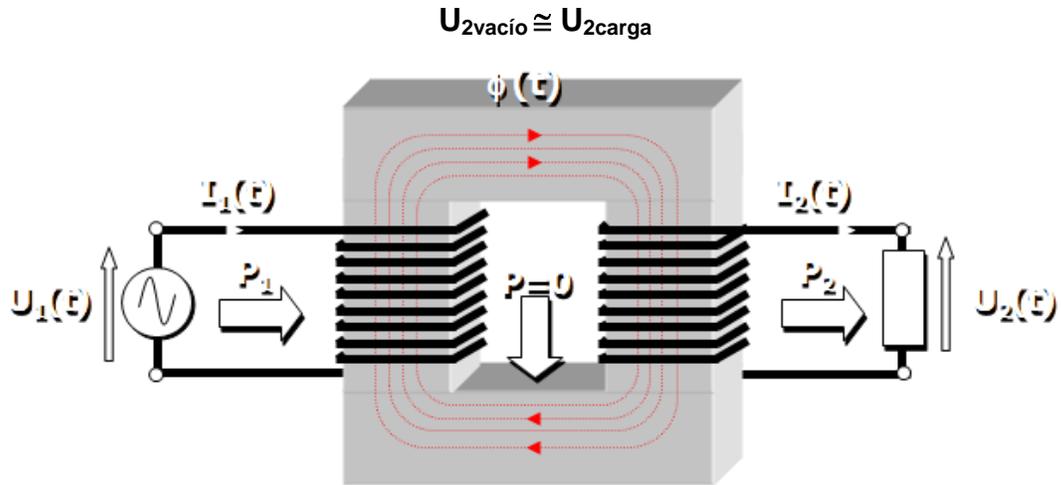


Figura 1.10 la tensión del secundario.

↓

$$P_1 \cong P_2: U_1 \cdot I_2 = U_2 \cdot I_1 \quad \longrightarrow \quad r_t = \frac{U_1}{U_2} = \frac{I_2}{I_1} \quad \longrightarrow \quad \frac{U_1}{U_2} = \frac{I_2}{I_1}$$

Las relaciones de tensión y corriente son inversas

El transformador no modifica la potencia que se transfiere, tan solo altera la relación entre tensiones y corrientes.

Amperes vuelta

$$\left. \begin{array}{l} I_1 N_1 = I_2 N_2 \\ V_1 I_1 = V_2 I_2 \end{array} \right\} \quad \frac{I_1}{I_2} = \frac{V_2}{V_1} = \frac{N_2}{N_1} = a$$

Donde

I_1 = Corriente Prirario

V_1 = Voltaje primario

I_2 = Corriente secundario

V_2 = Voltaje secundario

N_1 = Vueltas primario

a =Relación de transformador

N_2 = Vueltas secundario

Fuerza Electromotriz Inducida (F.E.M)

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

Directamente proporcional:

f = Frecuencia

n = Número de espiras

Φ_m = flujo mutuo $\beta_{\tau v} = \beta A$

Todo lo anterior se cumple en condiciones ideales

1.2.4 Partes constructivas del transformador

A continuación en la figura 1.11 se muestra el diagrama de un transformador

- 1 Núcleo
- 1' Prensaculatas
- 2 Devanados
- 3 Cuba
- 4 Aletas refrigeración
- 5 Aceite
- 6 Depósito expansión
- 7 Aisladores (BT y AT)
- 8 Junta
- 9 Conexiones
- 10 Nivel aceite
- 11 - 12 Termómetro
- 13 - 14 Grifo de vaciado
- 15 Cambio tensión
- 16 Relé Buchholz
- 17 Cáncamos transporte
- 18 Desecador aire
- 19 Tapón llenado
- 20 Puesta a tierra

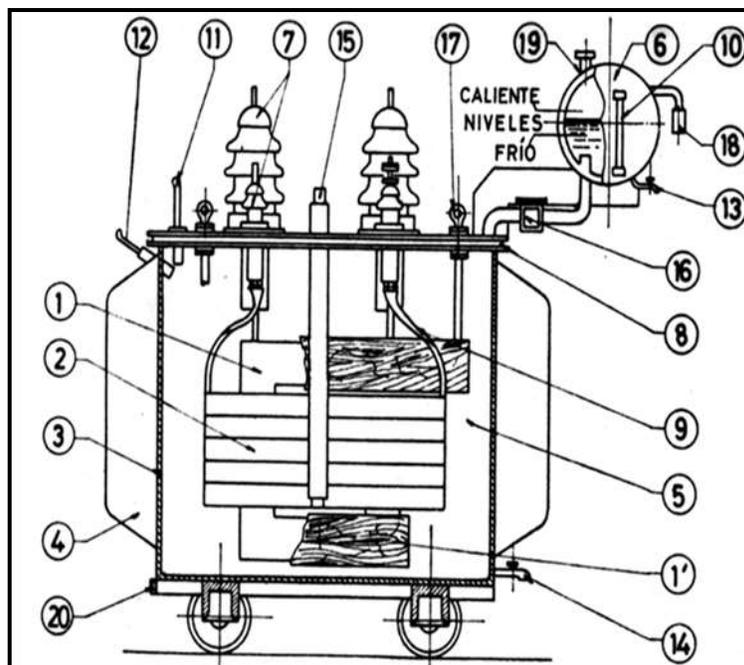


Figura 1.11 partes constructivas del transformador.

1.2.5 Clasificación de los transformadores

Las clasificaciones más comunes de los transformadores son las siguientes:

Por el tipo de núcleo:

- Tipo columna(core)
- Tipo acorazado(shell)

Por el número de fases:

- Trifásicos
- monofásicos

Los transformadores de potencia se utilizan en redes eléctricas para convertir un sistema de tensiones (mono - trifásico) en otro de igual frecuencia y mayor o menor tensión.

La conversión se realiza prácticamente sin pérdidas, $Pot_{entrada} \cong Potencia_{salida}$

Las intensidades son inversamente proporcionales a las tensiones en cada lado.

- Transformador de subida $V_2 > V_1, I_2 < I_1$
- Transformador de bajada $V_2 < V_1, I_2 > I_1$

Los valores nominales que definen a un transformador son:

- Potencia aparente (S),
- Tensión (V),
- Corriente (I)
- Frecuencia (f)

1.2.6 Interruptores de potencia

Los interruptores de potencia son dispositivos electromecánicos de conexión y desconexión, que conducen permanentemente e interrumpen corrientes en condiciones normales de operación, y que también realizan estas funciones en

condiciones anormales o de falla. Pueden ser accionados de manera local o a control remoto.

Tareas fundamentales en los interruptores de potencia:

- Cerrado, debe ser un conductor ideal.
- Abierto, debe ser un aislador ideal.
- Cerrado, debe ser capaz de interrumpir la corriente a que fue diseñado, rápidamente y en cualquier instante, sin producir sobretensiones peligrosas.
- Abierto, debe ser capaz de cerrar rápidamente en condiciones normales y/o de falla en cualquier instante sin producir sobretensiones peligrosas.

Clasificación de los Interruptores.

Por su medio de extinción del arco eléctrico.

- Interruptores en aire
- Interruptores en aceite
- Interruptores de soplo de aire
- Interruptores en Hexafloruro de azufre (F_6S)
- Interruptores en vacío

Por su mecanismo de accionamiento.

- Interruptores de resorte
- Interruptores neumáticos
- Interruptores hidráulicos

1.2.7 Cuchillas

1.2.7.1 Cuchillas desconectadoras sin carga

Dispositivos utilizados para abrir o cerrar un circuito cuando no conduce corriente y destinados específicamente para aislar, de la red con potencial, una máquina, un

conjunto de equipos o una sección de una línea, para los fines de mantenimiento o reparación.

Existen tipo Pantógrafo, Semipantógrafo, Doble Apertura Lateral, Apertura Vertical, Apertura Lateral, Apertura en V o central. También las llamadas de puesta a tierra, cuya función es aterrizar la línea cuando es abierta para efectuar algún trabajo o también en tiempo muerto de mantenimiento

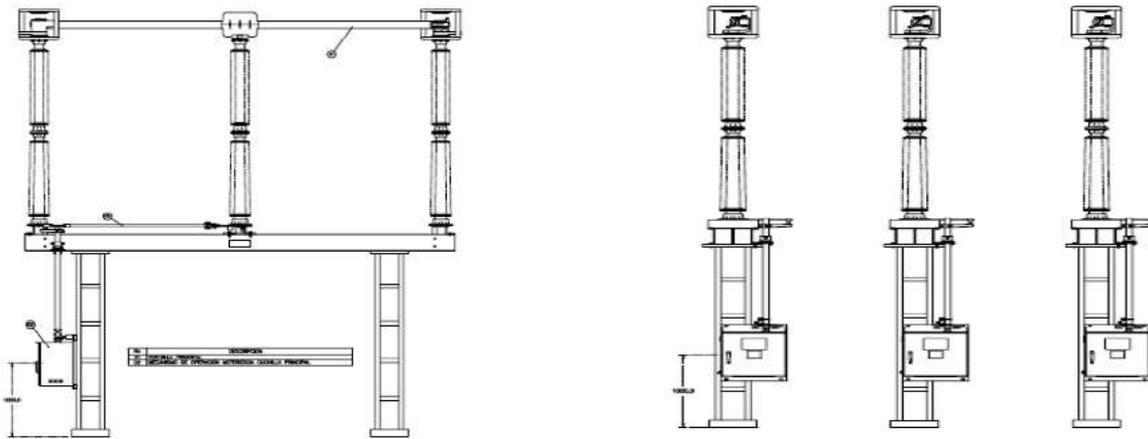


Figura 1.12 Cuchilla tripular, de operación en conjunto.

1.2.7.2 Cuchillas desconectoras con carga

Dispositivos utilizados para abrir o cerrar un circuito cuando está conduciendo corriente, y destinados específicamente para aislar, de la red con potencial, una máquina, un conjunto de equipos o una sección de una línea, para los fines de mantenimiento o reparación.

1.3 Transformadores de instrumento

1.3.1 Transformadores de potencial inductivo (TPI)

Es un dispositivo primario que modifica o reduce el potencial para reflejar las condiciones primarias en magnitud y ángulo del circuito de potencia al que está

conectado, para llevarlo a los esquemas de protección, sincronización y señalización.

Es un transformador convencional que tiene arrollamientos primario y secundario. El arrollamiento primario está conectado al circuito de potencia ya sea entre fases o fase y tierra.

1.3.2 Partes principales de los transformadores “herméticos” de potencial

En la figura 1.13 se observa las partes principales de un transformador hermético

1. Cubierta del transformador
2. Domo removible de aluminio anodizado
3. Cubierta de la Cámara de Expansión.
4. Conexión de Tierra.
5. Membrana de compensación de Hule sintético, impermeable al vapor de agua.
6. Borna Primario de Alta Tensión.
7. Resibloc
8. Bobinados de Alta y Baja Tensión.
9. Circuito Magnético
10. Aislador de Porcelana.
11. Aceite Aislante.
12. Salidas Secundarias.
13. Soportes de Montaje.
14. Caja de Bornas Secundarias.
15. Base
16. Junta plana de caucho sintético a la prueba de aceite mineral, dureza Shore 60.
17. Junta trapezoidal de caucho sintético a la prueba de aceite mineral, dureza Shore 60.
18. Barrenos para conexión a tierra en 2 paras. Según NEMA¹

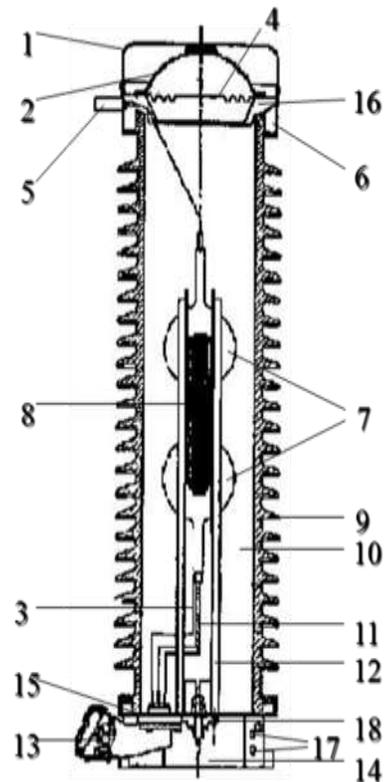


Figura 1.13 transformadores “herméticos” de potencial.

¹ **National Electrical Manufacturers Association (NEMA)**¹ (*Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos*) El objetivo fundamental de NEMA es promover la competitividad de sus compañías socias, proporcionando servicios de calidad que impactarán positivamente en las normas, regulaciones gubernamentales, y economía de mercado

1.3.3 Transformadores de Potencial Capacitivo (TPC)

Su función es similar a los transformadores de potencial, solo que estos cuentan con una parte inductiva y otra capacitiva donde se puede además conectar el acoplamiento de OPLAT para los canales de comunicación a través de las líneas de transmisión.

En la figura 1.14 se aprecian los Componentes de un TPC

- 1- Unidad capacitiva.
- 2- Cámara de expansión.
- 3- Protector de la cámara de expansión.
- 4- Capacitores unitarios.
- 5- Recipiente metálico y base.
- 6- Switch de aterrizamiento.
- 7- Mirilla de nivel de aceite.
- 8- Transformador inductivo.
- 9- Supresor de armónicas.
- 10- Reactor serie.
- 11- Pasamuro para conexiones.
- 12- Gabinete para conexiones de baja tensión.
- 13- Bobina, GAP y switch para CARRIER.
- 14- Tablilla de conexiones.

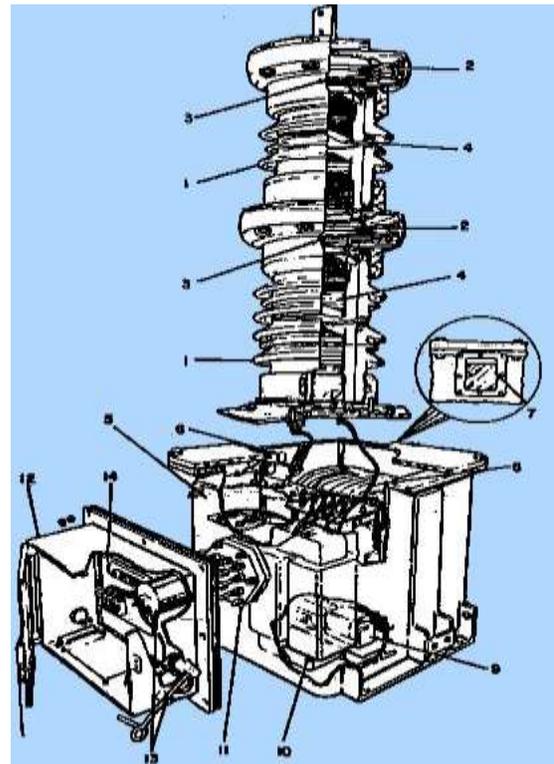


Figura 1.14 Componentes de un TPC.

1.3.4 Transformadores de Corriente (TC)

Es un dispositivo primario que modifica o reduce la corriente para reflejar las condiciones primarias y llevarlas a los esquemas de protección y medición. Existen del tipo Boquilla o Bushing y los de tipo pedestal.

Los transformadores tipo boquilla construidos dentro de las boquillas de los transformadores de potencia o de los Interruptores de potencia de GVA y Tanque muerto tienen un núcleo anular con un arrollamiento secundario que puede tener varias derivaciones. El arrollamiento secundario está completamente distribuido teniendo una reactancia de dispersión secundaria baja.

Los transformadores de corriente tipo pedestal, figura 1.15, están construidos dentro de un receptáculo aislante de porcelana o de resina epóxica y tienen un núcleo toroidal. Su secundario tiene alta reactancia de dispersión, con lo que la caída de tensión disminuye más rápidamente con la disminución de la corriente secundaria, que lo que disminuye la tensión secundaria de excitación con la reducción en la cantidad permitida de la corriente de excitación para el error de relación especificado (corriente secundaria).



Figura 1.15 Transformador de corriente (T.C.).

1.4 Configuración de subestaciones

El diagrama de conexiones (arreglo) de una subestación tiene como finalidad representar mediante símbolos, en forma ordenada y en una sola línea las

conexiones, las características principales y la nomenclatura del equipo que forma parte de ella.

Para el diseño de una subestación, el paso inicial es el diagrama de conexiones y para su selección se requiere de un estudio de las características específicas del sistema eléctrico al que se va a conectar y de la función que desempeñará la propia subestación en la red.

Uno de los aspectos más importantes que debe tomarse en consideración, para la realización de la ingeniería de cualquier subestación, lo constituye la determinación del diagrama de conexiones, ya que del arreglo seleccionado dependerán los demás factores con los que se cuenta para la realización del proyecto.

Cuando se pretende realizar ampliaciones a las subestaciones existentes, regularmente se respeta el arreglo original. Sin embargo; cuando se trata de nuevas subestaciones, para el tipo de subestación y su arreglo se consideran independientemente de su ubicación (urbana, suburbana o rural) y de su nivel de tensión (transmisión, subtransmisión, distribución), los siguientes requerimientos principales que permiten optimizar el diagrama de conexiones:

- Continuidad de servicio
- Flexibilidad de operación
- Facilidad de mantenimiento al equipo
- Habilidad para limitar los niveles de corto circuito
- Simplicidad en los esquemas de control y protección
- Economía de equipo y su instalación
- Área disponible para su construcción
- Posibilidad de ampliación

A continuación se describen cada uno de estos aspectos esenciales que contribuyen el lograr un servicio eléctrico seguro, confiable y de calidad:

1.4.1 Continuidad de servicio

Es uno de los requisitos más importantes para la selección del arreglo de la subestación, debido a que con esto se busca reducir los tiempos de interrupción, por lo que se deben considerar los siguientes aspectos:

- a) **Capacidad de reserva:** El arreglo debe contar con la flexibilidad suficiente para permitir utilizar la capacidad de reserva de transformación de la subestación y se siga proporcionando el suministro de energía eléctrica demandada sin ningún problema, cuando se presente una contingencia o por requerimientos de mantenimiento.
- b) **Confiabilidad del arreglo:** Se cuantifica con base en los índices de probabilidad de frecuencia y duración de fallas de operación, obtenidos estadísticamente, de los elementos (líneas de transmisión, barras colectoras, transformadores de potencia y alimentadores) y de los equipos (interruptores, cuchillas desconectoras, transformadores de instrumento,.) que forman parte del arreglo de la subestación.
- c) **Seguridad del sistema:** Un arreglo debe permitir con facilidad utilizar la capacidad de reserva de la subestación, tanto de transmisión como de transformación, para que la desconexión de un elemento no provoque la desconexión de otros elementos en cascada por sobrecarga y así evitar un colapso del sistema.

1.4.2 Flexibilidad de operación

Es la versatilidad del diagrama de conexiones para permitir realizar maniobras de cualquiera de los elementos de la subestación (líneas, bancos o barras colectoras), con un número reducido de operaciones y con la mínima cantidad de equipo involucrado, afectando lo menos posible la continuidad de servicio.

1.4.3 Facilidad de mantenimiento al equipo

Un diagrama de conexiones ofrece facilidad para proporcionarle mantenimiento al equipo cuando cumple por lo menos con las siguientes características:

- Simplicidad para facilitar su limpieza
- Un número reducido de maniobras para aislar al elemento que se le va a realizar el mantenimiento
- La independencia entre los elementos
- La normalización en una forma general que permita salidas planeadas del equipo para su mantenimiento
- Debe proporcionar seguridad al personal de mantenimiento

1.4.4 Habilidad para limitar los niveles de corto circuito

Un diagrama de conexiones debe permitir seccionarse en tal forma que se limite la elevación de la corriente de cortocircuito, a niveles que no puedan dañar al equipo de la subestación.

1.4.5 Simplicidad en los esquemas de control y protección

Un sistema de protección y control es más simple cuando es menor la cantidad de equipo involucrado en el arreglo (interruptores, cuchillas y transformadores de instrumento) es decir, que cuanto menor es el número de equipos, se tienen menos fuentes probables de fallas. Por ejemplo, la simplicidad para determinar las zonas de protección basándose en la cantidad de transformadores de corriente que se deben conectar en una protección dada, o el número de interruptores que debe disparar la protección.

Este concepto también involucra la facilidad que los operadores deben tener para comprender las instrucciones específicas, particularmente cuando se exigen decisiones rápidas al presentarse una condición de emergencia.

1.4.6 Economía del equipo y su instalación

El arreglo de conexiones seleccionado determina la cantidad de equipo requerido y el área de terreno que va ocupar la subestación, por lo que el arreglo utilizado determina en gran parte el costo de la subestación.

Con la adquisición de equipo normalizado se tiene la ventaja de que se cuenta con reserva de equipo que permite reemplazar el faltante en un tiempo corto.

1.4.7 Área disponible

Una evaluación preliminar del área requerida por una subestación se puede realizar el diagrama de conexiones seleccionado y disposiciones físicas normalizadas, por CFE para el caso de la Republica Mexicana.

Esta estimación debe ser revisada y adaptada a las condiciones particulares del sitio, como las posibles limitaciones de los derechos de vía de las líneas de transmisión y sus acometidas a la subestación, o también, si el área del sitio ideal para la ubicación de la subestación es restringida, puede ser necesario construir una subestación con un arreglo menos flexible de lo requerido o instalar equipo blindado que obviamente es más costoso pero optimiza el espacio.

1.4.8 Posibilidad de ampliación

Para la ampliación de una subestación, como la construcción de una nueva bahía y la extensión de los juegos de barras colectoras para la instalación de un banco o línea de transmisión, puede resultar difícil y costoso o bien imposible si no se consideró el crecimiento de la subestación previamente en la selección del arreglo. Las ampliaciones pueden ser modulares, con un mínimo posible de desconexiones.

1.5 Diagramas de conexiones típicos y sus características

En el sector eléctrico se han empleado una diversidad de diagramas de conexiones, de acuerdo a los requerimientos que se deben satisfacer para cubrir las expectativas y condiciones propias de las subestaciones de transmisión, subtransmisión y distribución.

Algunos arreglos típicos en general utilizados en las subestaciones de transmisión son los siguientes:

- Barra sencilla
- Doble barra con interruptor comodín
- Doble barra con interruptor de amarre
- Triple barra con interruptor comodín
- Anillo
- Interruptor y medio
- Doble barra doble interruptor

Desde luego, existen otros arreglos que se aplican cuando se tienen restricciones económicas, limitaciones de espacio o condiciones especiales en la operación o en la distribución del equipo eléctrico.

A continuación se evalúan cada uno de los ocho arreglos indicados, basados en sus ventajas y desventajas con respecto a los requerimientos de selección.

1.5.1 Arreglo de barra sencilla

- a) Es el arreglo más simple y el que utiliza menor cantidad de equipo, por lo que es el más económico.
- b) Al operar la protección diferencial de queda totalmente fuera la subestación. Por lo cual no se tiene flexibilidad ya que se pierde la continuidad de servicio.
- c) El mantenimiento de las barras colectoras se dificulta.

- d) Para la ampliación de la subestación se requiere ponerla fuera de servicio.
- e) Se usa en pequeñas subestaciones o plantas donde la simplicidad y economía son importantes.

En la figura 1.16 se muestra la figura del arreglo de barras

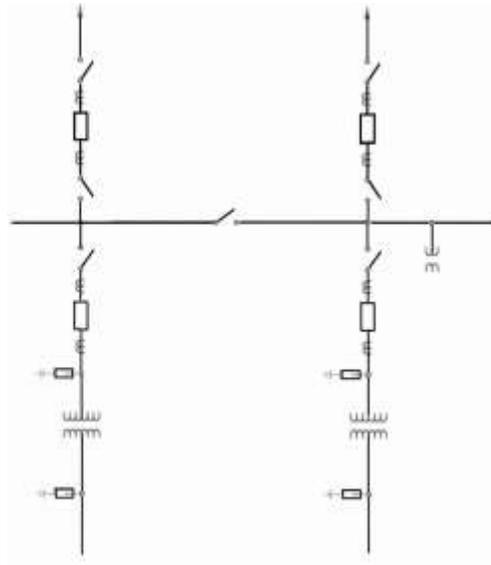


Figura 1.16 Arreglo de barra sencilla.

1.5.2 Arreglo de doble barra con interruptor comodín

- a) En condiciones normales de operación todos los elementos de la subestación se encuentran conectados al juego de barras principales.
- b) Este arreglo permite dar mantenimiento a cualquier interruptor, sin necesidad de que quede fuera de servicio la línea de transmisión o banco de potencia asociado.
- c) Se puede realizar la transferencia de todos los elementos de la subestación a las barras auxiliares, utilizar el interruptor comodín como amarre, para dar mantenimiento a las barras principales.
- d) Al operar la protección diferencial queda totalmente fuera la subestación, por lo que se pierde la continuidad de servicio.

- e) Proporcionan mayor facilidad en el mantenimiento de los interruptores.
- f) Debe disponerse de un sistema de bloqueos con el interruptor comodín para la operación de sus cuchillas desconectadoras.
- g) En comparación con el arreglo de barra sencilla, la cantidad de equipo necesario es mayor por lo que también su costo.

La figura 1.17 muestra el arreglo de doble barra con interruptor comodín

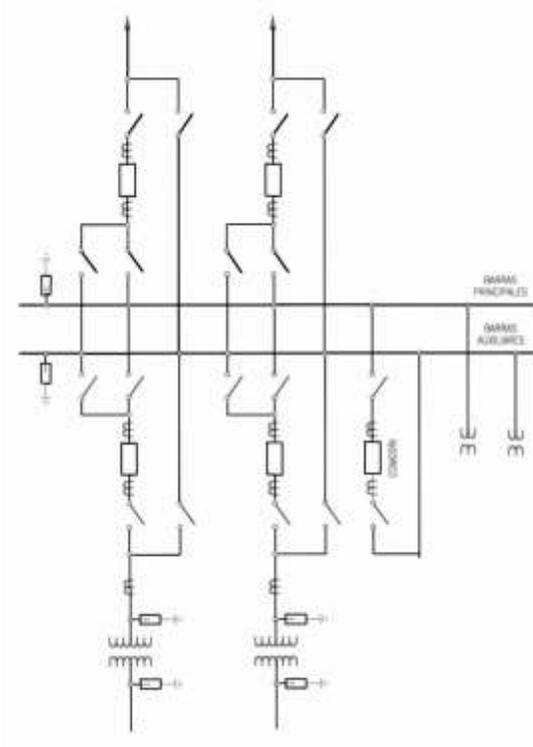


Figura 1.17 Doble barra con interruptor comodín.

1.5.3 Arreglo de doble barra con interruptor de amarre

También se le conoce con el nombre de barra partida y tiene las siguientes características, figura 1.18, página siguiente.

- a) En condiciones normales de operación la mitad de las líneas de transmisión y la mitad de los bancos de transformación se conectan a uno de los juegos de barras colectoras y la otra mitad de los elementos de la subestación se conectan al otro juego de barras.

- b) El interruptor de amarre en condiciones normales de operación permanece cerrado para mantener el mismo potencial en ambas barras colectoras.
- c) Para el mantenimiento de cualquiera de los interruptores es necesario sacar fuera de servicio la línea de transmisión o banco de potencia asociado, afectando la continuidad del servicio.

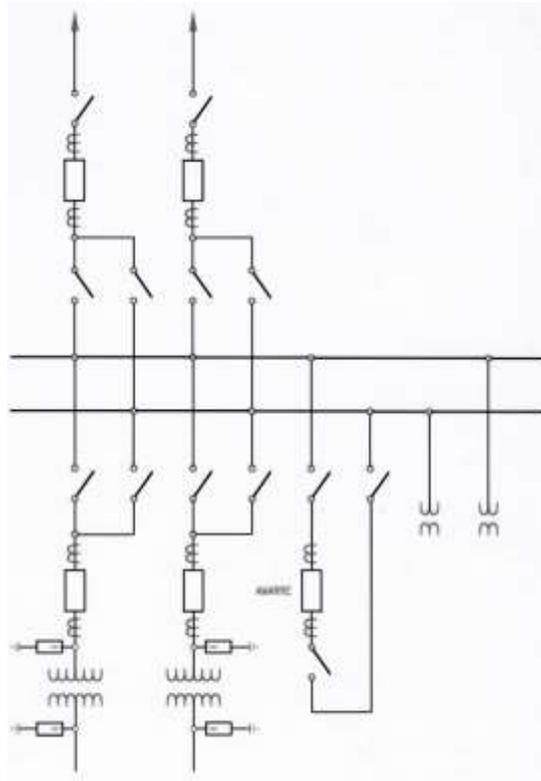


Figura 1.18 Doble barra con interruptor de amarre.

1.5.4 Arreglo en anillo

En condiciones normales de operación todos los interruptores están normalmente cerrados. Figura 1.19, página siguiente, cuenta con las siguientes características:

- a) Proporciona mayor continuidad de servicio que el arreglo de barra sencilla, utilizando la misma cantidad de equipo eléctrico.

- b) Este arreglo permite con facilidad utilizar la capacidad de reserva de la subestación, tanto de transmisión como de transformación, para mantener la seguridad del sistema con la salida de uno de los elementos.
- c) Para poder proporcionar una buena continuidad de servicio deben estar conectados en forma alternada las líneas con los transformadores, por lo que su construcción se complica por la entrada de las líneas de transmisión y la conexión de los transformadores, por lo que hay que colocar estructuras adicionales. Cuando no se conectan en forma alternada las líneas con los bancos, la desconexión simultánea de dos interruptores puede dejar fuera de servicio a toda la subestación.

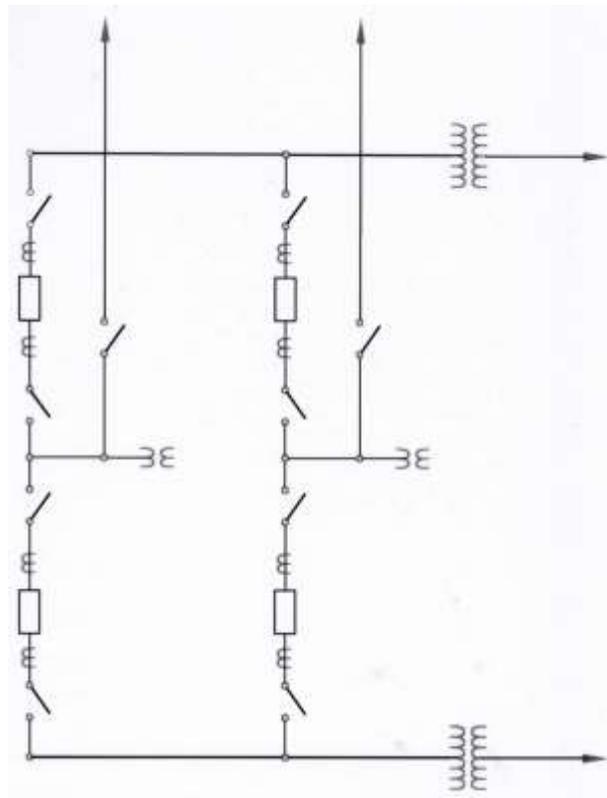


Figura 1.19 Arreglo en anillo.

1.5.5 Arreglo de interruptor medio

Se indica este arreglo en sus dos variantes C-1 y C-2, figura 1.20. Página siguiente.

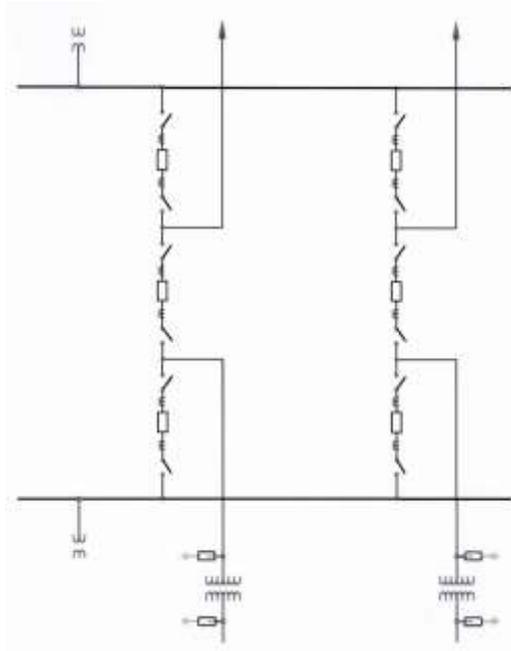


Figura 1.20 interruptor y medio.

- a) En condiciones normales de operación todos los interruptores del arreglo están cerrados.
- b) Cada juego de barras colectoras cuenta con su propia protección diferencial, de manera que en caso de presentarse una falla en cualquiera de las barras colectoras su respectiva protección envía disparos a todos los interruptores asociados a las barras, sin quedar desconectada ninguna línea de transmisión o transformador de potencia de la subestación.
- c) Permite proporcionar mantenimiento a cualquier interruptor sin necesidad de que quede fuera de servicio la línea o transformador asociado.
- d) Da facilidad para el mantenimiento de las barras colectoras sin dejar fuera de servicio a las líneas de transmisión y bancos de potencia conectados a ellas.
- e) Proporciona facilidad en la ampliación sin tener que dejar fuera de servicio a la subestación o parte de ella.
- f) Los esquemas de protección de las líneas de transmisión y transformadores de potencia resultan más complicados debido a que las zonas de

protección deben quedar debidamente traslapadas y además deben mandar disparar tanto al propio interruptor del elemento fallado como al de enlace.

- g) Los interruptores, cuchillas y transformadores de instrumento deben ser capaces de conducir la máxima corriente total de carga, que podría circular a través de ellos debido a cualquier maniobra de operación o contingencia.
- h) Requiere de más equipo que el arreglo con doble barra.

1.5.6 Arreglo de doble barra doble interruptor

Este tipo de arreglo es el más completo pero también el más costoso, debido a la cantidad de equipo asociado, por lo que su aplicación se limita, generalmente, a las centrales eléctricas de gran potencia o en instalaciones muy importantes donde resulta fundamental la continuidad del servicio. Figura 1.22

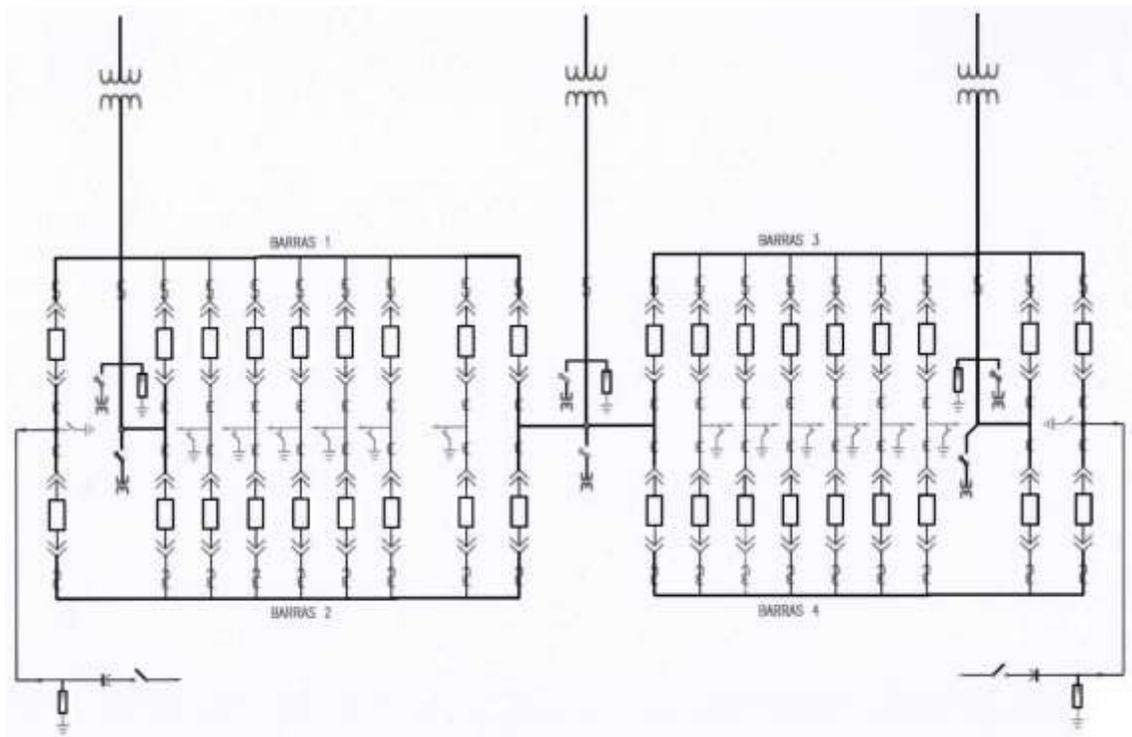


Figura 1.22 Doble barra con doble interruptor.

Capítulo 2

Equipos de protección y medición

La continuidad y la calidad del servicio son dos requisitos íntimamente ligados al funcionamiento satisfactorio de un sistema eléctrico de potencia.

La continuidad hace referencia al hecho de que la protección debe garantizar que la energía producida en los centros de generación sea suministrada de forma ininterrumpida a los centros de consumo. Esta característica adquiere especial importancia si se tiene en cuenta que la energía eléctrica, a diferencia de otros tipos de energía, no puede ser almacenada en forma significativa, por lo que una interrupción del suministro tiene repercusiones directas e inmediatas sobre los procesos que se desarrollan a partir del consumo de energía eléctrica.

La actuación del sistema de protección va encaminada, por tanto, a mantener tanto la calidad como la continuidad del servicio, intentando que ambas características se resientan mínimamente durante un tiempo mínimo. Para ello es necesario que la red sea planificada de manera que permita ofrecer alternativas de operación que posibiliten la adecuada alimentación de todos los puntos de consumo aunque se produzcan fallas que afecten a elementos de la generación, transmisión o distribución.

2.1 indicadores de temperatura

Los aislantes sólidos y líquidos se degradan con más rapidez, si su temperatura sobrepasa constantemente el límite admisible. Por esta razón es necesario evitar los calentamientos excesivos de los conductores que transfieren ese calor a los aislamientos, para efecto de control, se disponen de termómetros indicadores de temperatura del aceite y de los devanados, los cuales supervisan dichas temperaturas y controlan los sistemas de enfriamiento auxiliar o en su caso

desconectan la carga de los transformadores, cuando se presentan condiciones de temperaturas superiores a las permitidas.

- **Indicador de temperatura del aceite.** Tiene como función detectar la temperatura del aceite que se encuentra en la parte superior del tanque principal. En esta sección existe un gradiente mayor de temperatura, por lo que allí se localiza el sensor, figura.2.1.



Figura 2.1 Indicador de temperatura del aceite.

- **Indicador de temperatura de devanado.** Los devanados son una de las fuentes de generación de calor (la otra fuente es el núcleo). En operación normal, la corriente nominal es la que genera el calor, la cual se excede considerablemente en condiciones de falla. Un incremento de temperatura en los devanados provoca el envejecimiento de los aislamientos, por lo que es necesario mantener el nivel adecuado. Para monitorear esta temperatura se utiliza un transformador de corriente, conectado a una resistencia en derivación y a su vez a un indicador de temperatura. La función de este indicador es medir indirectamente la temperatura media de los devanados, también se conoce como *Winding Temperature Indicator*,.Figura 2.2

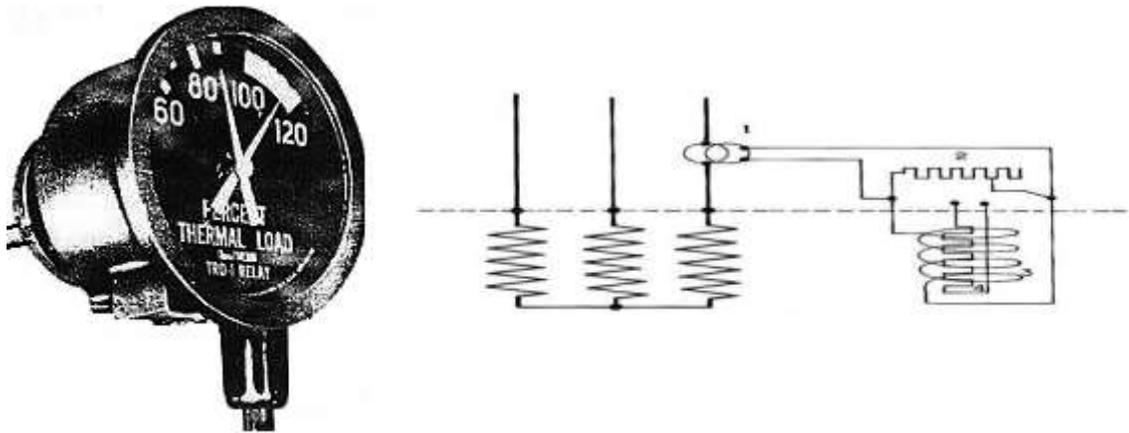


Figura 2.2 Indicador de temperatura de devanado.

- Indicador de temperatura máxima de operación Hot Spot.** Su función es indicar la temperatura máxima de los devanados. Los sensores convencionales miden los cambios de temperatura en la parte superior e inferior del aceite. Estos sensores no pueden conectarse directamente a los devanados del transformador, por lo que la lectura de la temperatura máxima se determina de manera indirecta, utilizando la temperatura superior del aceite y el nivel de corriente del transformador. Figura 2.3.



Figura 2.3 Indicador de temperatura del punto más caliente (Hot Spot).

El elemento térmico consiste en una espiral de material bimetálico, que está fija en un extremo y en el otro está acoplado a una flecha de operación. El bimetalo y la flecha de operación están encerradas en un tubo de acero, montado sobre la base del relevador. La flecha indicadora está acoplada directamente a la flecha principal. Dicho tubo está rodeado por una bobina de calefacción, diseñada para calentar al elemento bimetálico, hasta la temperatura del punto más caliente en el devanado, cuando recibe una corriente proporcional a la que lleva el devanado del transformador.

- **Indicadores y/o registradores remotos de temperatura.** Estos indicadores miden la temperatura del aceite y en forma indirecta la de los devanados. Los transformadores de gran potencia tienen sensores resistivos de cobre, los cuales se calibran para detectar variaciones de temperatura entre 10°C y 25°C, y que se conectan a un registrador de temperatura que se encuentra ubicado en la sala de control.

La imagen térmica es un termómetro con elemento de resistencia con cuerpo de caldeo. El principio de funcionamiento parte del hecho de que la temperatura del cobre depende de la que tiene el aceite y de la cantidad de calor producido por las pérdidas, de tal forma que es posible reproducir en imagen las mismas condiciones de temperatura que en el transformador.

El dispositivo de imagen térmica está constituido por:

- El termómetro de resistencia
- La resistencia de caldeo
- Un transformador de corriente y
- Una resistencia ajustable, que en algunos casos se sustituye por otro transformador de corriente o intensidad.

Ahora bien, si no pasa corriente por la resistencia de caldeo, el recipiente que contiene en su interior al conjunto tendrá la misma temperatura del transformador y será la que indique en la escala graduada en °C. Si la resistencia del caldeo es

recorrida por una intensidad proporcional a la del transformador de potencia deberá generar una temperatura que será la diferencia entre la temperatura del arrollamiento y la del aceite de la cuba.

2.2 Indicadores de nivel de líquido

Los indicadores de nivel como su nombre lo indica, nos permiten tener una referencia del nivel de aceite en el transformador. Figura 2.4

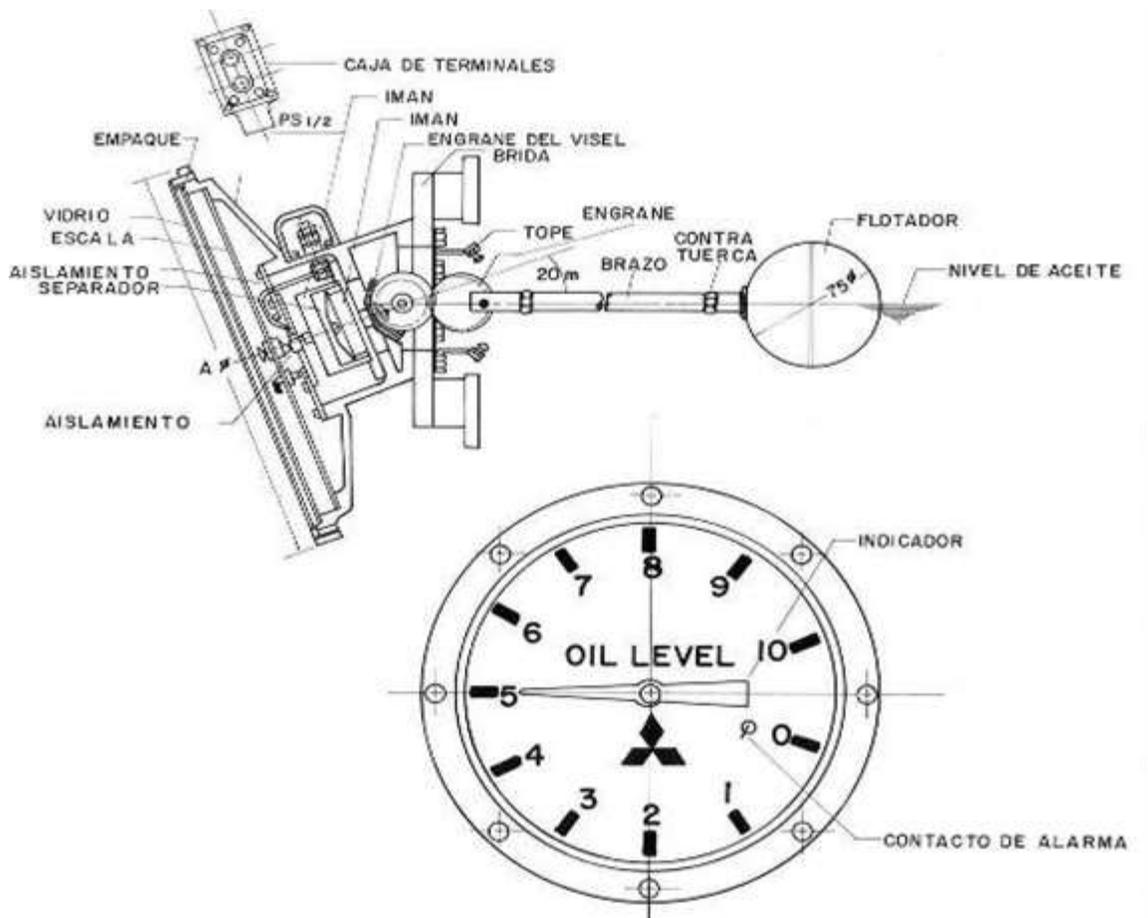


Figura 2.4 Indicadores de nivel de líquido.

Cuando los transformadores cuentan con tanque conservador, se instalan en éste último, sin embargo cuando el transformador no cuenta con tanque conservador el indicador de nivel de aceite se monta sobre la pared frontal del transformador. Figura 2.5. Página siguiente.



Figura 2.5 Tanque conservador.

Los indicadores de nivel vienen con contactos de alarma, para dar aviso del bajo nivel que pueda tenerse en el transformador.

2.2.1 Válvula de sobrepresión

Los dispositivos de sobrepresión protegen al resto de los elementos de un transformador contra los esfuerzos mecánicos, que se producen al elevarse la presión del aceite de un transformador producto de una falla interna, o de la operación anormal de un transformador. Figura 2.6.

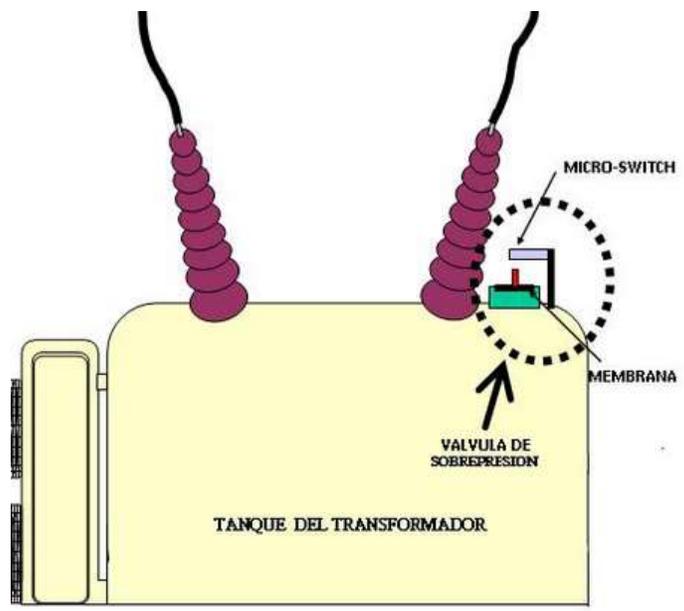


Figura 2.6 Válvula de sobrepresión.

2.2.2 Relevador de presión súbita

En el caso de una falla interna en un transformador sumergido en aceite, la presión del tanque se incrementa rápidamente debido al arqueo dentro del aceite.

Un relevador de presión con un incremento de presión puede ser empleado para señalización del problema. El relevador de presión súbita tiene una estructura especial, de tal manera que no opera mientras las presiones internas del tanque están dentro de los rangos normales de operación. El relevador entra en operación cuando un incremento repentino y agudo ocurre debido a una anomalía. Figura 2.7.

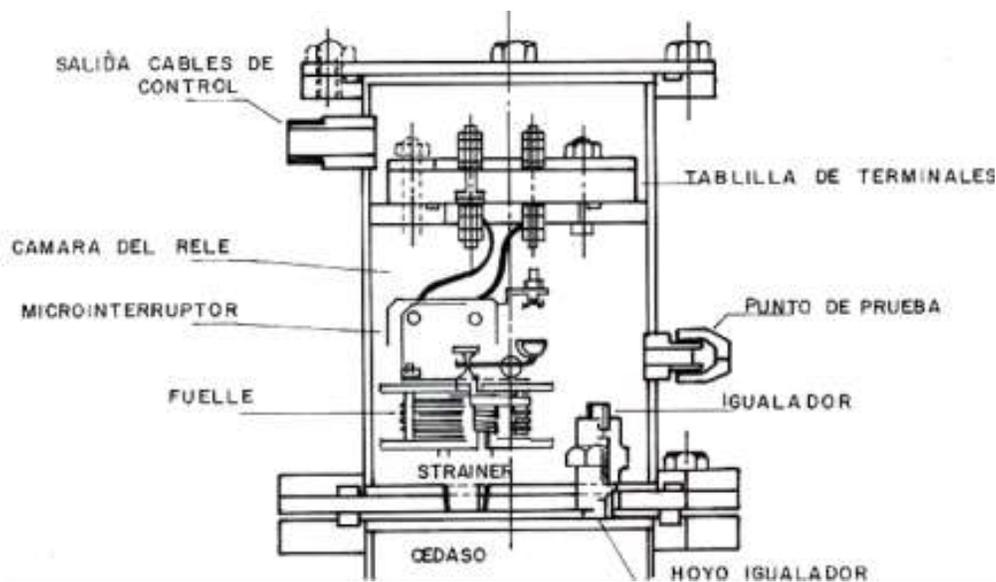


Figura 2.7 Relevador de presión súbita.

El relevador de presión súbita está normalmente ajustado para que trabaje a una diferencia de presión de 0.025 Kg/cm^2 y a una velocidad de incremento de $0.0055 \text{ Kg/cm}^2/\text{seg}$. Por lo tanto, si la velocidad de incremento es de $1.0 \text{ Kg/cm}^2/\text{seg}$ el relevador actuará en 0.025 segundos si se incrementa a un promedio de $0.1 \text{ Kg/cm}^2/\text{seg}$. ; El relevador permanecerá intacto si el promedio de incremento interno es de $0.0055 \text{ Kg/cm}^2/\text{seg}$ o menor.

2.2.3 Relevador de flujo

Este relevador es instalado entre el cambiador de derivaciones bajo carga y su tanque conservador. Figura 2.8. El relevador de flujo opera por el movimiento brusco de un líquido (aceite aislante). Está formado por una cámara donde se encuentra un interruptor de mercurio instalado en una placa, misma que tiene un orificio al centro, los pasa muros y los botones de prueba y reposición. Al operar el ruptor del cambiador, se producen gases, que pasan por el orificio de la placa, sin ocasionar problemas. Si se presenta una falla en el cambiador, se genera un súbito desplazamiento de aceite, de tal forma que empuja la placa hacia delante activando el interruptor de mercurio, enviando una señal de disparo a los interruptores lado alta y baja tensión del transformador.

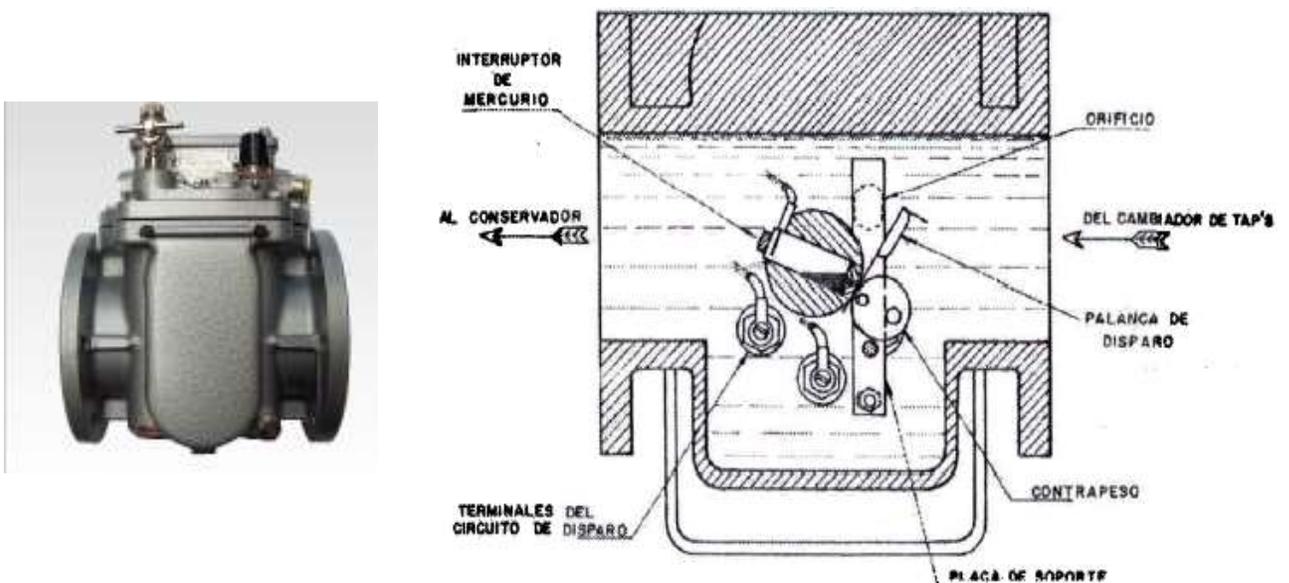


Figura 2.8 Relevador de flujo.

2.2.4 Relevador de flujo de gases Buchholz

Las irregularidades en el funcionamiento de los transformadores dan origen a calentamientos si dichos calentamientos son del orden de 150° C o mayores se

producen gases, cuya cantidad y rapidez de su desarrollo dependen de la magnitud de la falla. Figura 2.9.

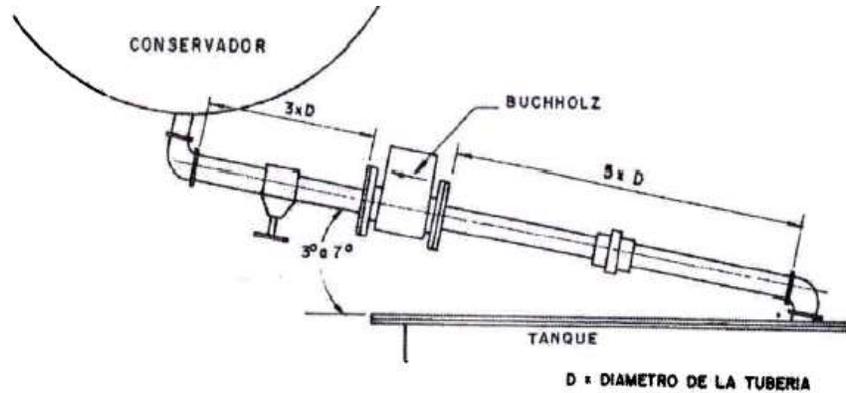


Figura 2.9 Relevador de flujo de gases Buchholz.

Cuando se presenta una falla importante se producen pequeñas burbujas de gas, las cuales se elevarán hacia el tanque conservador, pero serán atrapadas en el relé Buchholz esto ocasiona que el flotador 1 empiece a bajar.

Cuando la cantidad de gases es suficiente, el flotador descenderá más y activará su contacto de alarma. Si continúa el desprendimiento de gases, el nivel de aceite en el relé Buchholz bajará más, ocasionando que se active el flotador 2 y a su vez se cerrará el contacto de disparo, abriendo los interruptores lado alta y baja tensión del transformador. Su función es detectar fallas internas incipientes y/o severas, por detección de gases y flujos súbitos de aceite.

En la figura 2.9.Pagina siguiente se muestra la disposición de montaje de un relevador Buchholz.

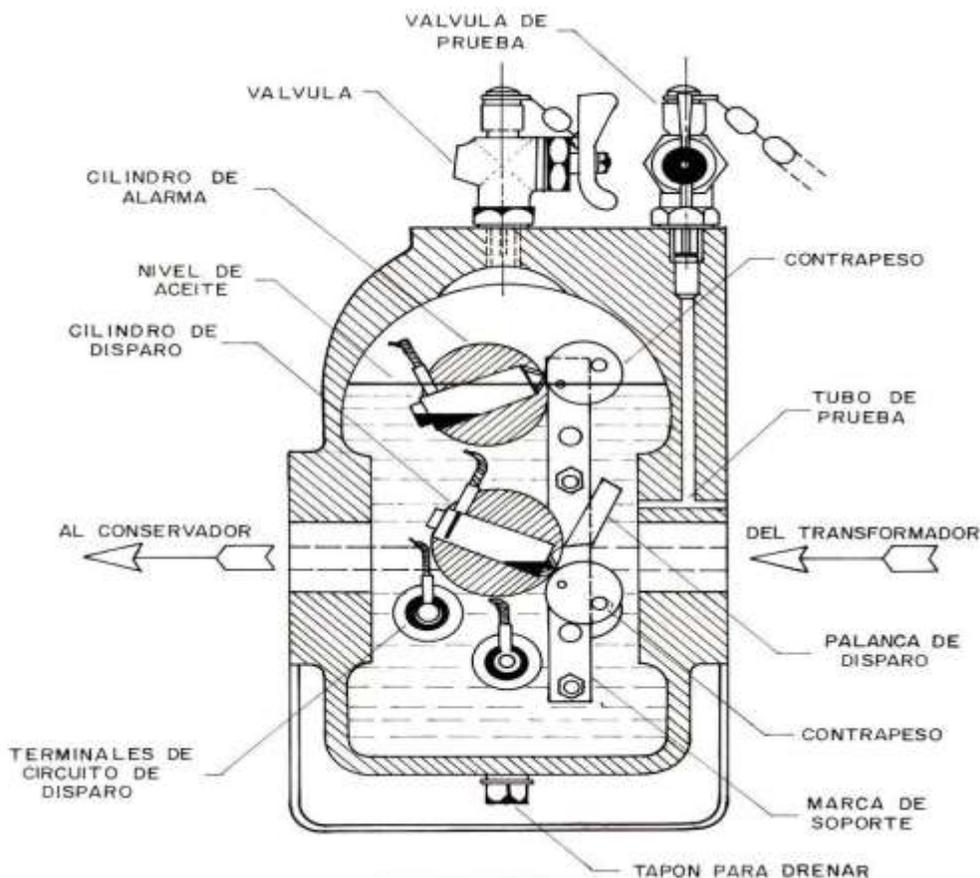


Figura 2.10 Montaje del relevador de flujo de gases Buchholz.

2.2.5 Sistema de preservación de aceite

Su función es evitar la oxidación y contaminación del aceite, provocada por la humedad, el polvo y otros contaminantes sólidos que se encuentran en el medio ambiente. Generalmente se utilizan los siguientes sistemas:

- Respiración libre a través de sílica gel (aluminato de calcio o cloruro de calcio con indicador de color)
- Sello de gas nitrógeno
- Sistema inerte
- Preservación con bolsa cop
- Tanque conservador de aceite (10 o 20 % del aceite total del transformador)

2.3 Protección en transformadores de corriente

Los transformadores de intensidad, Figura 2.11, están diseñados para reducir las intensidades a valores manejables y proporcionales a las primarias originales. Separa del circuito de alta tensión los instrumentos de medida, contadores, relés.

- Arrollamientos secundarios para Protección, Medición
- Número de arrollamientos secundarios: según necesidades
 1. Protección de líneas y subestaciones de Alta Tensión

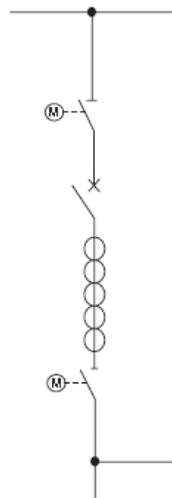


Figura 2.11 Transformador de intensidad.

2. Protección de bancos de condensadores. Figura 2.12

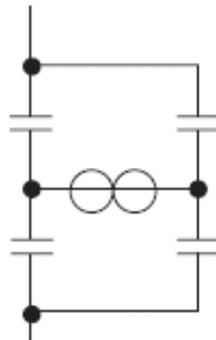


Figura 2.12 Banco de condensadores.

3. Protección de transformadores de potencia. Figura 2.13.

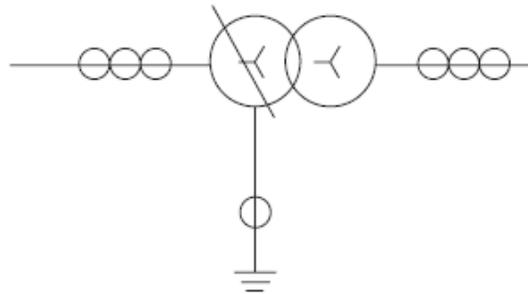


Figura 2.13 Transformador de potencia.

4. Medida para facturación. Figura 2.14

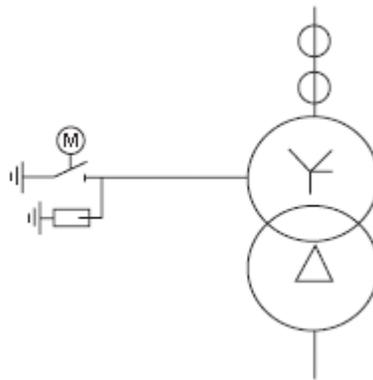


Figura 2.14 Medida para facturación.

2.4 Relevadores de protección

El objetivo principal de los relevadores de protección es la detección de fallas dentro del sistema de potencia, de acuerdo al diseño del mismo y las características de las fallas, para tomar las acciones inmediatas y adecuadas que las eliminen y de esta forma evitar o minimizar los daños que pudieran ocasionar

al sistema. Pero existe una característica muy especial y hasta cierto punto contradictoria en cuanto a su función, que es conveniente señalar:

El relevador se diseña y aplica para detectar fallas; pero siendo indeseables éstas en el sistema, se utilizan diferentes técnicas que nos permiten minimizarlas, entre las cuales se mencionan las siguientes:

- Mantenimiento oportuno y efectivo
- Blindaje
- Aislamiento
- Diseño y materiales de alta calidad

Los relevadores de protección pueden ser clasificados de diferentes maneras, tal como por función, por parámetros de entrada, características de operación o principio de operación. La clasificación por función es la más común. Existen cinco tipos de funciones básicas que se enumeran a continuación.

2.4.1 Clasificación por su función

- 1. Relevadores de protección.** Los relevadores de protección y sistemas asociados (fusibles) son los que operan sobre una condición intolerable del sistema de potencia,. Ellos son aplicados en todas las partes del sistema de potencia, generadores, buses, transformadores, líneas de transmisión, líneas de distribución y alimentadores, motores, bancos de capacitores y reactores.

La mayor parte de los relevadores de protección discutidos son dispositivos separados, que son conectados al sistema de potencia a través de transformadores de corriente y potencial para reducir del sistema de alto voltaje (400 kV) a niveles seguros de servicio (120 V), estos deben detectar todo tipo de fallas en cualquier parte o componente del sistema de potencia e iniciar o permitir la rápida desconexión de la parte que falla del mismo.

- 2. Relevadores de regulación.** Los relevadores de regulación son asociados con cambiadores de TAP's en transformadores y sobre gobernadores de equipo de generación, para el control de niveles de voltaje con cargas variables. Los relevadores de regulación son usados durante la operación normal y no responden a fallas a menos que éstas permanezcan mucho tiempo en el sistema.
- 3. Relevadores de recierre, verificación de sincronismo y sincronización.** Los relevadores de recierre, verificación de sincronismo y sincronización, fueron anteriormente clasificados como "programación", pero desde que éste término se usa ahora ampliamente en un contexto diferente como el relacionado a las computadoras, el cambio de nombre ha sido hecho. Los relevadores de este tipo son usados en la energización o restablecimiento de líneas después de una salida de servicio y en la interconexión de partes del sistema preenergizadas.
- 4. Relevadores de monitoreo.** Los relevadores de monitoreo son usados para verificar condiciones de potencia , protección y control. Ejemplos en el sistema de potencia son detectores de falla, verificadores de voltaje o unidades direccionales las cuales confirman las condiciones del sistema de potencia pero que detectan la falla o problema directamente. En un sistema de protección ellos son usados para monitorear la continuidad de los circuitos, tal como hilos piloto y circuitos de disparo. En general, unidades de alarma que sirven para monitorear funciones.
- 5. Relevadores auxiliares.** Las unidades auxiliares son usadas a lo largo de un sistema de protección para una variedad de propósitos. Generalmente hay dos categorías: Multiplicación de contactos y aislamientos de circuitos. En sistemas de protección y control hay frecuentemente requerimientos de:
 - Más salidas para disparo múltiples, alarmas y operación de otros equipos, tal como registradores, señalizaciones locales/remotas, bloqueos y así sucesivamente,
 - Contactos que se ocuparán de corrientes más altas o voltajes en los circuitos secundarios y

- Aislamiento eléctrico y magnético de varios circuitos secundarios.

Los relevadores de señalización-sello (banderita) es una aplicación de los auxiliares. Los de cierre y disparo usados con interruptores de circuitos son auxiliares.

- **Otras clasificaciones de relevadores.** Los relevadores de protección clasificados por sus parámetros de entrada son conocidos como: relevadores de corriente, voltaje, potencia, frecuencia y temperatura. Aquellos clasificados por su principio de operación incluyen electromecánicos, estado sólido, digital, porcentaje diferencial y multirestricción. Aquellos clasificados por su característica de operación son conocidos como de distancia, reactancia, sobrecorriente direccional, tiempo inverso, fase, tierra, definido, alta velocidad, baja velocidad, comparación de fase, comparación direccional, sobrecorriente, bajo voltaje y sobre voltaje, por nombrar algunos.

2.4.2 Identificación internacional de dispositivos relacionados con protecciones eléctricas

En los planos y diagramas de sistemas de protección se identifican todos los elementos con números, letras y combinaciones son los siguientes:

- **Número e identificación del dispositivo**
 1. Elemento maestro o dispositivo de inicialización
 2. Relevador de arranque o cierre de tiempo diferido
 3. Relevador de enclavamiento o de comprobación
 4. Contador maestro
 5. Dispositivo de parada
 6. Interruptor de arranque
 7. Interruptor anódico
 8. Dispositivo de desconexión del control de potencia
 9. Dispositivo de inversión

10. Switch de secuencia unitaria
11. Reservado para futura aplicación
12. Dispositivo de sobrevelocidad
13. Dispositivo de velocidad síncrona
14. Dispositivo de baja velocidad
15. Dispositivo de adaptación de velocidad o de frecuencia
16. Reservado para futuras aplicaciones
17. Switch de derivación o de descarga
18. Dispositivo de aceleración o desaceleración
19. Contactor de transición de arranque a marcha
20. Válvula operada eléctricamente
21. Relevador de distancia
22. Interruptor de compensación
23. Dispositivo de control de temperatura
24. Relevador de voltaje/frecuencia
25. Dispositivo de sincronización o de comprobación de sincronismo
26. Dispositivo de aparato térmico
27. Relevador de bajo voltaje
28. Detector de flama
29. Interruptor o contactor de aislamiento (separación)
30. Relevador anunciador
31. Dispositivo de excitación separada
32. Relevador direccional de potencia
33. Switch de posición
34. Switch de secuencia de la operación de un motor
35. Dispositivo para cortocircuitar anillos colectores o de operación de escobillas
36. Dispositivo de polaridad
37. Relevador de baja corriente o de baja potencia
38. Dispositivos de protección de soporte
39. Monitor de condiciones mecánicas

40. Relevador de campo
41. Interruptor de campo
42. Interruptor de marcha
43. Dispositivo selector de transferencia manual
44. Relevador de arranque y de secuencia unitaria
45. Monitor de condiciones atmosféricas
46. Relevador de corriente de fase inversa o de balance de fase
47. Relevador de voltaje de secuencia de fase
48. Relevador de secuencia incompleta
49. Relevador térmico de una máquina o de un transformador
50. Relevador de sobrecorriente de acción instantánea
51. Relevador de sobrecorriente de tiempo AC
52. Interruptor automático de corriente alterna
53. Relevador de generador DC o de excitación
54. Interruptor DC de alta velocidad
55. Relevador de factor de potencia
56. Relevador de aplicación de campo
57. Dispositivo de cortocircuito o de puesta a tierra
58. Relevador de falla de encendido de rectificador de potencia
59. Relevador de sobrevoltaje
60. Relevador de balance de voltaje
61. Relevador de balance de corriente
62. Relevador de parada o de apertura de tiempo diferido
63. Relevador de flujo de líquido, de nivel o de presión de gas
64. Relevador de protección de tierra
65. Gobernador
66. Dispositivo de escalonamiento
67. Relevador de sobrecorriente direccional AC
68. Relevador de bloqueo
69. Dispositivo de operación permitida
70. Reóstato operado eléctricamente

- 71.** Reservado para futuras aplicaciones
- 72.** Interruptor automático DC
- 73.** Contador de resistencia de carga
- 74.** Relevador de alarma
- 75.** Mecanismo de cambio de posición
- 76.** Relevador de sobrecorriente DC
- 77.** Transmisor de pulsos
- 78.** Relevador de protección para medida de ángulo de fase, o de fuera de sincronismo
- 79.** Relevador de recierre AC
- 80.** Reservado para futura aplicación
- 81.** Relevador de frecuencia
- 82.** Relevador de recierre DC
- 83.** Relevador automático selectivo de control o de transferencia
- 84.** Mecanismo de operación
- 85.** Relevador receptor de onda portadora, o de hilo piloto
- 86.** Relevador de bloqueo, o de fijación
- 87.** Relevador de protección diferencial
- 88.** Motor auxiliar o generador auxiliar
- 89.** Switch de línea
- 90.** Dispositivo de regulación
- 91.** Relevador direccional de voltaje
- 92.** Relevador direccional de voltaje y de potencia
- 93.** Contactador de cambio de campo
- 94.** Relevador de disparo, o de libre disparo
- 95 a 99.** Para aplicaciones específicas en instalaciones individuales, donde ninguno de los números de 1 a 94 ha sido usado.

Una serie similar de numeración que arranca en 201 se usa para dispositivos en máquinas, alimentadores y otros equipos cuando ellos son controlados directamente por un sistema de supervisión.

- **Letras que denotan dispositivos auxiliares separados.** Las siguientes letras sufijos generalmente forman parte de la designación de la función del dispositivo.

X, Y, Z: Relevador auxiliar.

R: Relevador de elevación.

L: Relevador de disminución.

O: Relevador de apertura.

C: Relevador de cierre.

CS: Switch de control.

CL: Relevador de switch auxiliar "a".

OP: Relevador de switch auxiliar "b".

U: Relevador de switch de posición "UP" (arriba).

- **Letras que indican la cantidad o condición eléctrica.**

Las siguientes letras indican la condición o cantidad eléctrica a la cual el dispositivo responde, o el medio en el cual está localizado:

A: Aire o Amperios.

C: Corriente.

E: Electrolito.

F: Frecuencia, o flujo.

L: Nivel, o líquido.

P: Potencia, o presión.

PF: Factor de potencia.

Q: Aceite.

S: Velocidad.

T: Temperatura.

V: Voltaje, o vacío.

VAR: Potencia reactiva.

W: Agua, o vatios.

- **Letras que indican localización del dispositivo principal en el circuito.**

A: Alarma o potencia auxiliar.

AC: Corriente alterna.

AN: Ánodo.
B: Batería, o barra, o ventilador.
BK: Freno.
BP: By pass.
BT: Barra de enlace.
C: Capacitor, o compensador, o corriente portadora.
CA: Cátodo.
DC: Corriente directa.
E: Excitador.
F: Alimentador, o campo, o filamento.
G: Generador, o tierra.
H: Calor, o alojamiento.
L: Línea.
M: Motor, o medida.
N: Real, o neutro.
P: Bomba.
R: Reactor o rectificador.
S: Sincronización.
T: Transformador.
TH: Transformador (lado de alto voltaje).
TL: Transformador (lado de bajo voltaje).
TM: Telemida.
U: Unidad.

- **Letras que indican partes del dispositivo principal, divididas en dos categorías.** Todas las partes excepto contactos auxiliares y switches límites; ellas son:

BB: Barra de oposición.
BK: Freno.
C: Bobina, o condensador, o capacitor.
CC: Bobina de cierre.
HC: Bobina de sustentación.
IS: Shunt inductivo.

L: Bobina de operación inferior.

M: Motor de operación.

MF: Motor de contrapeso.

ML: Motor limitador de carga.

MS: Motor de velocidad ajustable, o de sincronización.

S: Solenoide.

TC: Bobina de disparo.

U: Bobina de operación superior.

V: Válvula.

2.4.3 Relevadores electromecánicos (tipo atracción magnética)

Los relevadores electromecánicos son construidos con componentes eléctricos, magnéticos y mecánicos, tienen una bobina de operación y varios contactos, y son muy robustos y confiables.

2.4.4 Relevadores electromecánicos tipo inducción magnética

Un relevador de inducción trabaja solamente con corriente alterna. Consiste en un sistema electromagnético que opera sobre un conductor en movimiento, generalmente en la forma de disco o de copa, y funciona mediante la interacción de flujos electromagnéticos con las corrientes parásitas de Foucault¹, las cuales son

¹ Las corrientes de Foucault crean pérdidas de energía a través del efecto Joule. Más concretamente, dichas corrientes transforman formas útiles de energía, como la cinética, en calor no deseado, por lo que generalmente es un efecto inútil, cuando no perjudicial. A su vez disminuyen la eficiencia de muchos dispositivos que usan campos magnéticos variables, como los transformadores de núcleo de hierro y los motores eléctricos. Estas pérdidas son minimizadas utilizando núcleos con materiales magnéticos que tengan baja conductividad eléctrica (como por ejemplo ferrita) o utilizando delgadas hojas de acero eléctrico, apiladas pero separadas entre sí mediante un barniz aislante u oxidadas tal que queden mutuamente aisladas eléctricamente. Los electrones no pueden atravesar la capa aisladora entre los laminados y, por lo tanto, no pueden circular en arcos abiertos. Se acumulan cargas en los extremos del laminado, en un proceso análogo al efecto Hall, produciendo campos eléctricos que se oponen a una mayor acumulación de cargas y a su vez eliminando las corrientes de Foucault. Cuanto más corta sea la distancia entre laminados adyacentes (por ejemplo, cuanto mayor sea el número de laminados por unidad de área, perpendicular al campo aplicado), mayor será la eliminación de las corrientes de Foucault y, por lo tanto, menor el calentamiento del núcleo.

<http://electromagnetismo2010a.wikispaces.com/> página recuperada, 26 de Julio de 2014

inducidas en el rotor. Estos dos flujos, que están mutuamente desplazados ambos en ángulo y en posición, producen un torque.

2.4.5 Relevadores con circuitos de medida estáticos (filtros de secuencia)

Los circuitos estáticos con entradas de I o V trifásicos pueden proveer una salida monofásica proporcional a las cantidades de secuencia positiva, negativa o cero que son usadas como sensores de falla. Figura 2.15.

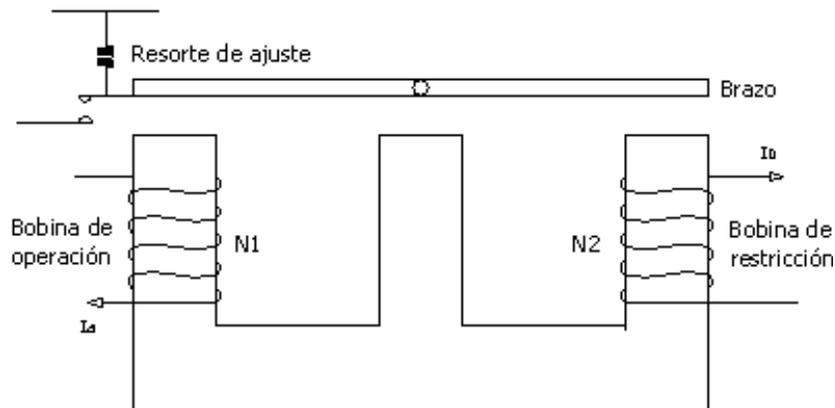


Figura 2.15 Filtros de secuencia.

2.4.6 Relevadores computarizados

Las primeras investigaciones en el campo de la protección computarizada dieron inicio en la década de los 60, cuando las computadoras digitales comenzaron sistemáticamente a reemplazar las herramientas tradicionales empleadas para el análisis de los sistemas de potencia. Inicialmente se resolvieron los problemas de flujos de carga, de cortocircuito y de estabilidad, empleando nuevos programas con resultados satisfactorios.

El uso de software para protección fue un paso posterior que comenzó como una consecuencia del desarrollo del hardware, junto con el trabajo llevado a cabo sobre los algoritmos de matemáticas y de protección. No obstante esto, el uso de los computadores para protección no fue viable al principio, debido a las

dificultades para reunir los requerimientos de tiempo de respuesta. Con la llegada de los microprocesadores con 16 bits en los 70, los computadores más rápidos y económicos fueron construidos, permitiendo que los algoritmos existentes fueran implementados en el diseño de los relevadores y los dispositivos de protección se produjeron usando esta tecnología y consecuentemente fueron referidos como una protección numérica.

Características de los relevadores computarizados. Son tecnológicamente superiores a los tipos convencionales de relevadores descritos anteriormente. Sus ventajas generales son:

- **Confiabilidad:** Las operaciones incorrectas son menos probables con los relevadores computarizados.
- **Autodiagnóstico:** Los relevadores computarizados tienen la capacidad de conducir un autodiagnóstico continuo en la forma de circuitería vigilante, que incluye chequeos de memoria y pruebas de módulos de entrada análogos. En caso de falla, usualmente los relevadores, o bloquean o intentan una recuperación, dependiendo del disturbio detectado.
- **Registro de eventos y disturbios:** Estos relevadores pueden producir registros de eventos cada vez que existe una operación de la función de protección, la energización de un estado de entrada, o cualquier falla del hardware.
Igualmente, los registros de disturbios pueden ser generados en varios canales análogos, junto con todos los estados de entrada y la información de salida del relevador.
- **Integración de sistemas digitales:** La tecnología actual incluye muchas tareas en una subestación. Tales como comunicaciones, medida y control. Estas funciones pueden integrarse en un sistema digital de tal manera que una subestación pueda ser operada de una manera más rápida y confiable. La fibra óptica está siendo ahora utilizada para proporcionar enlaces de comunicación entre varios

elementos del sistema para evitar los problemas de interferencia que pueden ocurrir cuando se usan conductores metálicos.

- **Protección adaptable:** Con la capacidad de programación y de comunicación de los sistemas digitales, los relevadores computarizados pueden programar protección adaptable.

Esta característica permite que los ajustes del relevador sean cambiados dependiendo de las condiciones de operación del circuito, garantizando así los arreglos convenientes del relevador para una situación en tiempo real, no usar un corrección basado en el arreglo más crítico del sistema, que algunas veces no proporciona la solución más apropiada. Los algoritmos para calibración de relevadores usualmente son de bajo nivel a causa de la necesidad de respuesta en corto tiempo, la cual no es obtenida con programas de alto nivel, como Pascal o Fortran.

- **Relevadores comparadores.** Pueden tener cualquier número de señales de entrada. Aquí se enfoca la atención en un comparador de dos entradas como se observa en la figura 2.16.

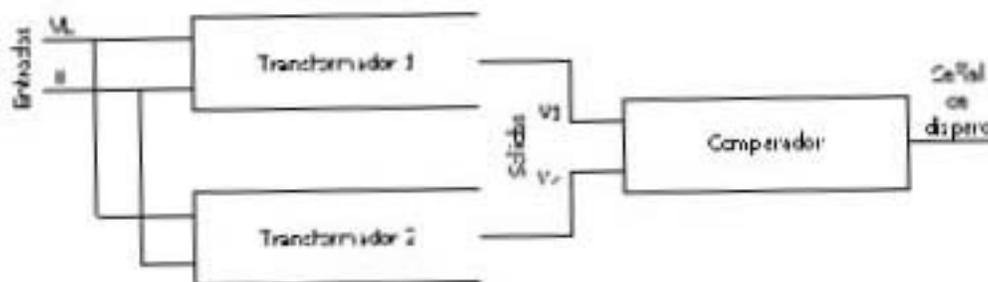


Figura 2.16 Relevadores comparadores.

Capítulo 3

Protecciones

El transformador es el equipo más importante de nuestra instalación eléctrica. Una falla en este equipo nos puede provocar cortes en el suministro de energía que representan grandes pérdidas para las empresas. Además estas fallas pueden terminar en daños al equipo o a personal que se encuentre cerca de la subestación. Los transformadores cuentan con una serie de elementos que nos ayudan a minimizar la posibilidad de una falla interna del transformador y evitar un acontecimiento indeseable.

El transformador es el alma de un sistema de potencia, ya que es éste el que se encuentra en cada uno de los puntos donde las tensiones cambian de valor. Siempre están dispuestos en una subestación, ya sea de interconexión, elevación, o reducción. El tipo de protección más comúnmente utilizado es la diferencial de corriente. Se basa en la aplicación de la ley de Kirchhoff, según la cual el sumatorio de las corrientes entrantes y salientes debe ser igual a cero.

3.1 Protecciones para transformadores

El transformador de potencia es uno de los elementos más vitales e importantes del sistema eléctrico de potencia. La elección de la protección apropiada puede estar condicionada tanto por consideraciones técnicas, de confiabilidad, económicas y por el tamaño del transformador.

En la protección del transformador se están utilizando técnicas de procesos avanzados a través de señales numéricas y recientemente introducciones de inteligencia artificial, lo cual facilita tener una protección más rápida, segura y confiable para el transformador.

3.1.1 Criterios generales de equipamiento

La protección que se dará al transformador de la subestación será contra fallas internas y contra sobrecalentamientos, causados por sobrecargas o por fallas externas prolongadas.

- **Objetivos de las protecciones**
 - Proteger efectivamente a las personas y los equipos.
 - Reducir la influencia de las fallas sobre las líneas y los equipos.
 - Cubrir de manera ininterrumpida el Sistema de Potencia (SP), estableciendo vigilancia el 100% del tiempo.
 - Detectar condiciones de falla monitoreando continuamente las variables del SP (I, V, P, f, Z).
- **Función principal.** La función principal de un sistema de protección es fundamentalmente la de causar la pronta remoción del servicio cuando algún elemento del sistema de potencia sufre un cortocircuito, o cuando opera de manera anormal. Existe además una función secundaria la cual consiste en proveer indicación de la localización y tipo de falla.

3.1.2 Protecciones del sistema de potencia

Todos los elementos de un sistema de potencia deben estar correctamente protegidos de tal forma que los relevadores solamente operen ante la ocurrencia de fallas. Algunos relevadores operan para fallas que ocurren dentro de su zona de protección, esto es llamado “protección tipo unitaria”.

Los relevadores son capaces de detectar fallas dentro de una zona particular y fuera de ella, usualmente en zonas adyacentes, y pueden usarse como respaldo de la protección primaria como una segunda línea de defensa. Es esencial que cualquier falla sea aislada, aún si la protección principal asociada no opera. Por lo tanto, en lo posible, cada elemento en el sistema de potencia debe estar protegido por los relevadores primarios y de respaldo.

3.1.3 Protección primaria

La protección primaria debe operar cada vez que uno de sus elementos detecte una falla, cubre una zona de protección conformada por uno o más elementos del sistema de potencia, tales como máquinas eléctricas, líneas y barras.

Es posible que para un elemento del sistema de potencia se tengan varios dispositivos de protección primaria. Sin embargo, no implica que no operarán todos para la misma falla. Debe notarse que la protección primaria de un componente del sistema puede no necesariamente estar instalada en el mismo punto de ubicación del equipo del sistema. En algunos casos puede estar ubicado en una subestación adyacente.

3.1.4 Protección de respaldo

La protección de respaldo es instalada para operar cuando, por cualquier razón, la protección primaria no opera. Para obtener esto, el relevador de protección de respaldo tiene un elemento de detección que puede ser o no similar al usado por el sistema de protección primaria, pero que también incluye un circuito de tiempo diferido que hace lenta la operación del relevador y permite el tiempo necesario para que la protección primaria opere primero. Un relevador puede proporcionar protección de respaldo simultáneamente a diferentes componentes del equipo del sistema, e igualmente el mismo equipo puede tener varios relevadores de protección de respaldo diferentes. En efecto, es muy común que un relevador actúe como protección primaria para un componente de equipo y como respaldo para otro.

3.2 Sistemas de protección

Los sistemas de protección más empleados son:

- **Protección absolutamente selectiva (protección por unidad).**
 - El relevador diferencial detecta la corriente dada por

- La protección opera solamente para falla dentro del área protegida. No tiene funciones de respaldo.
- **Protección relativamente selectiva (protección escalonada).** La protección escalonada puede ser del tipo:
 - Sobrecorriente.
 - Impedancia.
 - Tiempo. Esta función puede además tener funciones de respaldo.

3.3.1 Diseño de sistemas de protección con relevadores

- **Compromisos del sistema de protección.** Se debe llegar a un compromiso basado en los siguientes aspectos que influyen cualquier aplicación:
 - Economía inicial, operación y mantenimiento.
 - Estadísticas disponibles de fallas o dificultades: magnitud y localización de transformadores de corriente TC y transformadores de potencial TP.
 - Prácticas de operación: conforme a normas.
 - Experiencia previa: historial de dificultades.
- **Criterios de diseño.**
 - **Confiabilidad:** Capacidad del sistema de protección de realizar su función correctamente cuando se le requiera y evitar operación innecesaria o incorrecta durante las fallas.
 - **Velocidad:** Tiempo mínimo de falla y daño mínimo del equipo. Rapidez para despejar las fallas a fin de evitar daños al equipo.
 - **Selectividad:** Manteniendo la continuidad del suministro desconectando una sección mínima del circuito para aislar la falla.
 - **Seguridad:** Para que no cause desenergización del circuito debido a desbalanceo de carga, corrientes inrush, puesta en marcha de carga en frío, armónicos y otras condiciones de estado estable y transitorio.

- **Sensitividad:** El sistema de protección debe detectar fallas temporales permanentes y diferenciarlas, así estén en puntos muy alejados del interruptor principal del circuito.
- **Economía:** Máxima protección a costo mínimo.
- **Simplicidad:** Equipo y circuitería mínima para garantizar la certeza de operación correcta del sistema de protección.

3.3.2 Desempeño del sistema de protección

El desempeño se clasifica como:

- **Correcto**, cuando funciona en tiempo y forma
- **Inconcluso**, cuando la protección hace un disparo falso
- **Incorrecto, omisión de disparo por las siguientes causas:**
 - Aplicación de dispositivos de mala calidad.
 - Ajustes incorrectos.
 - Error de personal.
 - Mal funcionamiento de equipos componentes del sistema protección.

3.3.3 Zonas de protección

En general, el sistema de potencia se divide en zonas de protección para generadores, motores, transformadores, barras, circuitos de transmisión y distribución. Figura 3.1. Se muestra un sistema de potencia con las diferentes zonas de protección. Así, se proporciona alguna forma de protección de respaldo para disparar los interruptores adyacentes o zonas aledañas al área problemática. La protección de cada zona es sobrepuesta para eliminar la posibilidad de áreas no protegidas. Esta sobreposición es llevada cabo conectando los relevadores a los transformadores de corriente. Cualquier disturbio en un área entre los TC es visto por ambos y pueden operar los relevadores de ambas zonas y, si es el caso, disparará los interruptores de las dos zonas.

La filosofía general para el uso de relevadores es dividir el sistema en zonas separadas que pueden ser individualmente protegidas y desconectadas ante la ocurrencia de las fallas, para permitir que el resto del sistema continúe en servicio.

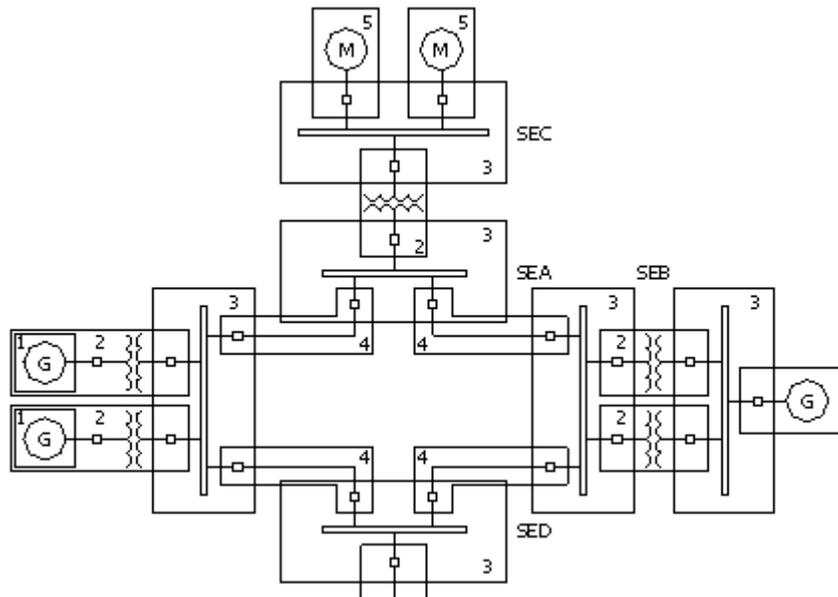


Figura 3.1 Zonas de protección.

3.3.4 Aplicación de los sistemas de protección

Es necesaria la siguiente información, la cual debe conocerse de antemano para proceder al diseño y aplicación de sistemas de protección:

- a) Configuración del sistema.
- b) Sistemas de protección existentes y sus dificultades.
- c) Procedimientos y prácticas de operación existentes, y expansiones futuras posibles.
- d) Grado de protección requerido.
- e) Estudio de fallas.
- f) Carga máxima, relaciones de los transformadores de corriente.
- g) Localización, conexiones y relaciones de los transformadores de potencia.
- h) Impedancia de las líneas y de los transformadores.

Para dar la importancia que tienen las protecciones en la subestación, se puede establecer una distribución de probabilidad de ocurrencia de fallas de la siguiente manera:

- Fallas de naturaleza eléctrica: 73%
- Fallas de operación de relés y otros dispositivos: 12%
- Fallas debidas a errores de personal: 15%

El elemento más importante es el transformador ya que se encarga de elevar o disminuir los niveles de tensión.

3.4 Principales protecciones para el transformador

3.4.1 Protección diferencial

Un sistema diferencial puede proteger efectivamente a un transformador debido a la confiabilidad inherente de los relevadores, los cuales son altamente eficientes en la operación y al hecho de que los amperios-vuelta equivalentes son desarrollados en los devanados primario y secundario del transformador. Los TC son conectados de tal forma que ellos forman un sistema de corriente circulante como se ilustra en la figura 3.2.

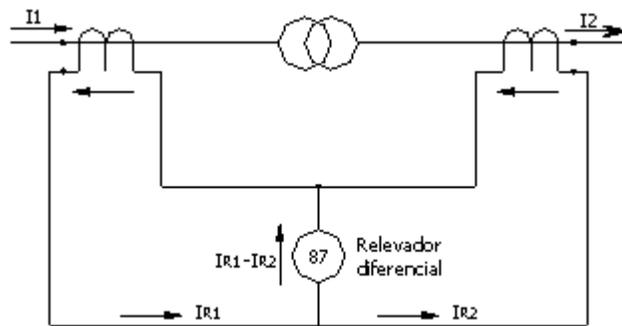


Figura 3.2 Protección diferencial del transformador.

Las fallas en las terminales o en los devanados están dentro de la zona de protección del transformador y debe ser despejada tan rápidamente como sea

posible a fin de evitar esfuerzos internos y el peligro de incendio. La mayoría de las fallas internas que ocurren son a tierra (a través del núcleo) o entre espiras, con una severidad que depende del diseño del transformador y del tipo de puesta a tierra.

La protección diferencial también puede detectar y despejar fallas de aislamiento en los devanados del transformador. La causa principal de estas es la formación de arcos en el interior de los pasatapas y en el cambiador de derivaciones. Este tipo de protección no solamente responde fase a fase y fase a tierra sino también en algún grado a las fallas entre espiras. Sin embargo, las fallas fase a fase entre los devanados de un transformador trifásico son menos comunes. Una interna que no constituye un peligro inmediato es definida como una incipiente y, si no es detectada con el tiempo, puede resultar en una falla mayor. Las principales fallas en este grupo son las originadas en el núcleo, causadas por el deterioro del aislamiento entre las láminas que lo constituyen.

3.4.2 Consideraciones básicas

Con el fin de aplicar los principios de la protección diferencial a transformadores trifásicos, los siguientes factores deben ser tenidos en cuenta:

- a) Relación de transformación.** Las corrientes nominales en los lados primario y secundario de un transformador varían en relación inversa a los voltajes correspondientes. Esto debe compensarse mediante el uso de relaciones de transformación diferentes para los TC sobre los lados primario y secundario del transformador. Además, los TC deben tener valores nominales que correspondan a las corrientes nominales del devanado del transformador al cual ellos son aplicados, y que sus corrientes secundarias sean aproximadamente iguales.
- b) Conexiones del transformador.** Cuando un transformador es conectado en estrella -delta, la corriente secundaria tiene un desplazamiento de fase de un múltiplo de 30° relativo al primario, dependiendo del grupo vectorial.

Este corrimiento puede ser compensado por las conexiones secundarias convenientes del TC. Además, la corriente de secuencia cero que fluye en el lado estrella del transformador no inducirá corriente en el devanado delta. La corriente de secuencia cero puede por lo tanto, ser eliminada del lado estrella conectando los TC en delta. Por la misma razón, los TC en el lado delta del transformador deben ser conectados en estrella. Cuando los TC son conectados en delta, sus valores nominales secundarios deben ser multiplicados las corrientes que fluyen en la delta están balanceadas por las corrientes secundarias de los TC conectados en estrella.

c) Cambiador de derivaciones. Si el transformador tiene cambiador de derivaciones es posible variar la relación de transformación, y cualquier sistema de protección diferencial debe ser capaz de hacer frente a esta variación. Como no es práctico variar las relaciones de transformación de los TC, la protección diferencial debe tener un rango de tolerancia conveniente para, poder modificar la sensibilidad de su respuesta de operación. Por esta razón es necesario incluir alguna forma de polarización en el sistema de protección, junto con algunas marcas de identificación de los terminales de entrada de corriente más alta. Debe entonces tenerse en cuenta la variación de la relación de transformación debido al cambiador de derivaciones. Algunos relevadores vienen con ajustes en la restricción que pueden usarse para compensar esto y garantizar la estabilidad de la protección. En fallas externas pueden aparecer corrientes que hagan operar el relevador debido a una relación de transformación diferente.

d) Corriente inrush de magnetización. Este fenómeno ocurre cuando el transformador es energizado, o cuando el voltaje primario retorna a su valor normal después de despejar una falla externa. El inrush de magnetización produce un flujo de corriente en el devanado primario, el cual no tiene equivalente en el secundario. El efecto neto es similar a la situación donde hay una falla interna en el transformador. Puesto que el relevador diferencial ve la corriente de magnetización como una falla interna, es

necesario tener algún método para distinguir entre la corriente de magnetización y la de falla. Estos métodos incluyen:

- La utilización de un relevador diferencial con la sensibilidad adecuada para hacer frente a la corriente de magnetización, usualmente obtenida por una unidad que introduce un retraso de tiempo para cubrir el período del pico inrush inicial.
- El empleo de una unidad de restricción de armónicos, o una unidad de supervisión en conjunto con una unidad diferencial.
- Inhibición del relevador diferencial durante la energización del transformador.

3.5 Protección de sobrecorriente

La protección de sobrecorriente en transformadores de potencia se utiliza como respaldo diferencial y para fallas externas.

Los relés de sobrecorriente sólo se utilizan como protecciones principales en los transformadores cuando el costo del respaldo diferencial no se justifica.

- **Sobrecorriente de Fase Instantánea.** El uso de la unidad instantánea para protección de transformadores no es tan recomendable, ya que se pueden presentar operaciones indeseadas ante corrientes de energización o por fallas en otros niveles de voltaje. Cuando esta unidad se utiliza, su ajuste debe ser superior a la máxima corriente subtransitoria asimétrica para una falla en el lado de bajo voltaje del transformador. Así mismo, la unidad instantánea se debe ajustar en un valor superior a la corriente inrush del transformador, para evitar disparos inadecuados.
- **Protección de Falla a Tierra.** El valor de arranque de los relés de sobrecorriente de tierra se recomienda en un valor del 40% de la corriente nominal del transformador, dado que los niveles de desbalance esperados

en el sistema son inferior este valor. El dial y la curva se determinan de acuerdo con el estudio de corto circuito.

Para el ajuste de los relés de sobrecorriente de tierra se simulan fallas monofásicas y de alta impedancia en varios puntos del sistema (varios niveles de voltaje del transformador), se registran las corrientes residuales y a partir de estos resultados se escogen los ajustes más adecuados, haciendo las verificaciones del caso y cuidando de que estos relés queden con un alto grado de sensibilidad, manteniendo una selectividad apropiada.

- **Protección de Sobrecorriente para el Devanado Terciario.** El devanado terciario de un autotransformador o de un transformador con devanado terciario es usualmente de menor capacidad que los otros dos devanados. Los relés de sobrecorriente que protegen los devanados principales normalmente no ofrecen protección a los devanados terciarios. En condiciones de fallas externas a tierra, por estos devanados circulan corrientes muy altas, por lo tanto, se debe disponer de un relé independiente de sobrecorriente.

El método a seleccionar para proteger el devanado terciario generalmente depende de si se conecta o no carga a dicho devanado. Si terciario no tiene carga, la protección puede consistir en un solo relé de sobrecorriente conectado en serie a uno de los CTS ubicado en el interior de la delta. Este relé sólo detectará fallas a tierra del sistema y entre fases en el terciario o entre sus conexiones.

Si el devanado terciario alimenta una carga conectada en estrella aterrizada, se puede proteger parcialmente con un solo relé de sobrecorriente, alimentado por tres CTS uno en cada devanado de la delta y conectados en paralelo.

Esta protección sólo detecta las corrientes de secuencia cero pero no las corrientes de secuencia positiva y negativa. Por lo tanto, sólo operará para fallas a tierra en la delta terciaria, pero no cubrirá entre fases. Figura 3.3. Pagina siguiente.

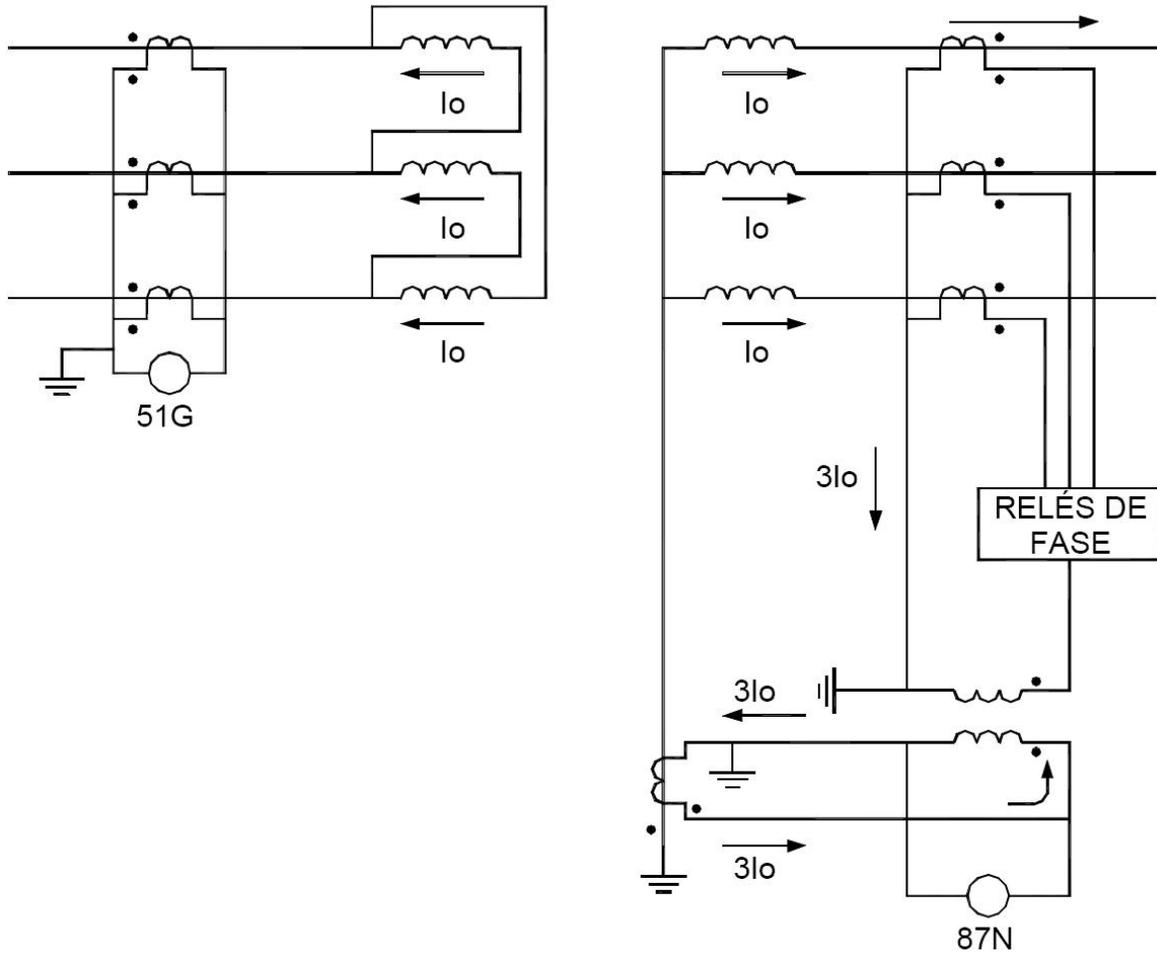


Figura 3.3 Protección de falla a tierra de una delta usando relés de sobrecorriente residual y relés de tierra conectados diferencialmente.

Capítulo 4

Centralización de señales “SCADA” a terminales remotas por el sistema integral y control local de estación (SICLE)

Con base en los crecimientos y requerimientos de la demanda eléctrica, se genera la necesidad de contar con un "sistema de Información y Control local de Estación" (SICLE) que permita la operación local y remota de los equipos asociados a una instalación eléctrica, así como la integración de las funciones de información, supervisión, protección, medición, registro de eventos, comunicaciones, los cuales coadyuvan al aprovechamiento de recursos y al manejo estadístico e histórico de los procesos, obteniendo un valor agregado con la conveniente explotación de información dentro de los programas de crecimiento, modernización y mantenimiento en instalaciones eléctricas.

El concepto de SICLE (Sistema de Información y Control Local de Estación) surge como un esfuerzo de CFE (Comisión Federal de Electricidad) para integrar en un solo sistema de información varias tecnologías que anteriormente se encontraban separadas.

Los sistemas tradicionales de control de supervisión concentran los datos de las instalaciones (Subestaciones, Plantas), adquiridos a través de UTRs, en estaciones maestras basadas en computadoras localizadas en los centros de control. Con esta herramienta el personal puede tomar acertadas decisiones con respecto a la operación del sistema eléctrico e incluso enviar comandos de apertura/cierre sobre los interruptores de potencia de las subestaciones. lo anterior se logra con la instalación del "sistema de Información y Control local de Estación" (SICLE).

Dentro del equipamiento estándar de una subestación se encuentran los OPGs (también llamados Registradores de Fallas), relevadores de protección

electrónicos, localizadores de fallas, registradores de eventos y, más recientemente, los PLCs y Multi-Medidores.

Todos estos equipos están dotados con puertos de comunicación que permiten su conexión con computadoras o equipos de procesamiento de datos, para su configuración y así poder ajustarlos y recolectar los datos que nos ofrecen por medio de computadores portátiles en forma local. Dicho esto, podemos ahora concebir al SICLE como el concepto que pretende integrar toda esta gama de dispositivos, con sus funciones e información inherentes, en un solo sistema, mejorando en gran medida a los esquemas tradicionales de Control Supervisorio.

4.1 Los sistemas tradicionales

La instalación de un equipo en cualquier proceso tiene la finalidad de obtener una ventaja definida sobre los métodos de trabajo anteriores. Esto se aplica tanto en la sustitución de un trabajo manual por uno mecanizado como en la renovación de un sistema mecanizado ya implantado.

La instalación de un sistema de control de supervisión en CFE otorga claramente al personal operativo las siguientes ventajas:

- Libera al hombre de tareas complicadas, repetitivas o peligrosas.
- Disminuye errores humanos.
- Logra que el proceso eléctrico se opere de manera óptima.
- Abarata los costos de Operación.
- Centraliza información confiable y oportuna para que el operador tome decisiones adecuadas.

4.1.1 Evolución

Hubo indudablemente muchos métodos de control remoto inventados por los pioneros del campo del Control Supervisorio (ahora olvidados). Seguramente,

los sistemas SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) no empezaron con sensores electrónicos y convertidores Analógico/Digital, sino con una persona tomando una lectura y ejerciendo una acción de control mecánica como resultado de esa lectura.

Las primeras patentes de control de supervisión fueron emitidas entre 1890 y 1930. Estas fueron otorgadas principalmente a ingenieros de la industria telefónica y de comunicaciones.

Desde 1900 hasta inicios de los 20's se desarrollaron muchas variedades de sistemas de control remoto y supervisorio. La mayoría de éstos, sin embargo, eran de una u otra clase (i.e. control remoto o supervisión remota). Quizá uno de los primeros precursores del control supervisorio moderno fue un sistema diseñado en 1921 por John B. Harlow, que detectaba automáticamente un cambio de estado en una estación remota y lo reportaba a un centro de control.

En 1923, John J. Bellamy y Rodney G. Richardson desarrollaron un sistema de control remoto, utilizando un equivalente de nuestra técnica moderna "chechar antes de operar" (check before operate), para asegurar la validez de un punto de control seleccionado antes de ejecutar el control. El operador también podía verificar el estado actual del punto.

El primer sistema de Registro de Eventos fue diseñado por Harry E. Hershey en 1927. Este sistema monitoreaba la información de un sitio remoto e imprimía cualquier cambio de estado, así como la fecha y hora del evento.

En ese tiempo, por supuesto, existía una pequeña diferencia en el tipo de componentes disponibles; todos los sistemas fueron electromecánicos.

Así como los requerimientos de control supervisorio¹ hace años eran muy simples, también lo fueron las técnicas utilizadas. Naturalmente que al cambiar los alcances de las aplicaciones, también cambiaron muchos de los fundamentos de la tecnología del control supervisorio. Los patrones de codificación fueron mejorados para dar más seguridad y eficiencia. Las técnicas de comunicación cambiaron para proporcionar velocidades de transmisión más altas.

El advenimiento de los circuitos de estado sólido abrió nuevas posibilidades en la operación y capacidad de estos sistemas.

4.1.2 Tipos de control de supervisión

Es seguro afirmar en forma general que existen tantos tipos de sistemas de control supervisorio como problemas a resolver.

Los sistemas pueden variar desde instalaciones pequeñas con una estación maestra y una estación remota hasta sistemas grandes con varias estaciones maestras, varias sub-maestras y varias remotas.

El sistema más pequeño en términos de maestras y remotas es, obviamente, el de una maestra y una remota (llamado comúnmente sistema Punto-a-Punto). Estos sistemas se utilizan frecuentemente donde hay que cumplir con un solo objetivo, tal como el control remoto de una planta hidroeléctrica desde un centro de control.

El sistema Punto-a-Punto es generalmente un diseño a la medida, con un número limitado de funciones que cumplen con el propósito deseado. En muchos casos, el sistema está completamente definido desde el principio y se requiere poca capacidad de expansión. Estos controlan desde unas cuantas UTRs hasta aprox.

¹ CFE instaló los primeros sistemas SICLE para automatizar subestaciones de transmisión en siete proyectos piloto correspondientes a diferentes regiones de transmisión (1998-2000). <http://www.iie.org.mx/publica/bolma98/tec2ma98.htm>, página recuperada, Julio 30 de 2014.

25 a 30 desde el centro de control o estación maestra y son llamados arbitrariamente por la industria "Sistemas Pequeños".

La estación maestra está basada en una computadora y la interfase hombre-máquina es por medio de monitores, ratones e impresoras. Al ser sistemas predecibles en lo que respecta a sus funciones y filosofía de operación, el tiempo de entrega es relativamente corto, ya que el fabricante adapta su equipo a las necesidades del cliente. Más allá de los "Sistemas Pequeños" están los "Sistemas Grandes", que pueden incluir múltiples maestras y sub-maestras y muchas estaciones remotas (UTRs). Son sistemas muy sofisticados que pueden tener funciones muy específicas y que requieren de una gran labor de ingeniería e infraestructura de comunicaciones. Rara vez el tiempo de entrega es menor de 2 años.

No obstante los diferentes tipos de control supervisorio comparten los fundamentos de la teoría del control supervisorio y que cada tipo no es más que una sofisticación de su predecesor.

4.1.3 Componentes

El sistema de control de supervisión es un equipo que ha sido diseñado con la finalidad de obtener la información y control de las instalaciones eléctricas a distancia desde una estación maestra, mediante la cual se hace posible la ejecución de controles para la apertura/cierre de interruptores, inicio/paro de secuencias automáticas, adquisición de información analógica (Voltajes, Amperes, KiloWatts) y digital (Señalización de posición de interruptores, alarmas, protecciones), con el fin de proporcionar un mejor servicio y a la vez prever fallas en las sub-estaciones o centrales generadoras.

Para que un sistema de control de supervisión pueda realizar las tareas asignadas requiere de varios elementos, cada uno con funciones específicas. En

el caso de las redes eléctricas, se requiere del supervisorio para monitorear las condiciones de la red y asimismo poder dirigir señales de mando a los dispositivos a controlar, por medio de estaciones remotas ubicadas en las subestaciones y centrales generadoras. Ya que estos sitios están geográficamente dispersos, se requiere de sistemas de comunicaciones para concentrar toda esta información en un centro de control situado en un lugar estratégico. En este centro de control, un sistema de cómputo se encarga del procesamiento, almacenamiento y presentación de la información al operador.

En la figura 4.1 aparece en forma esquemática el conjunto de elementos perteneciente a un sistema de control-supervisión.

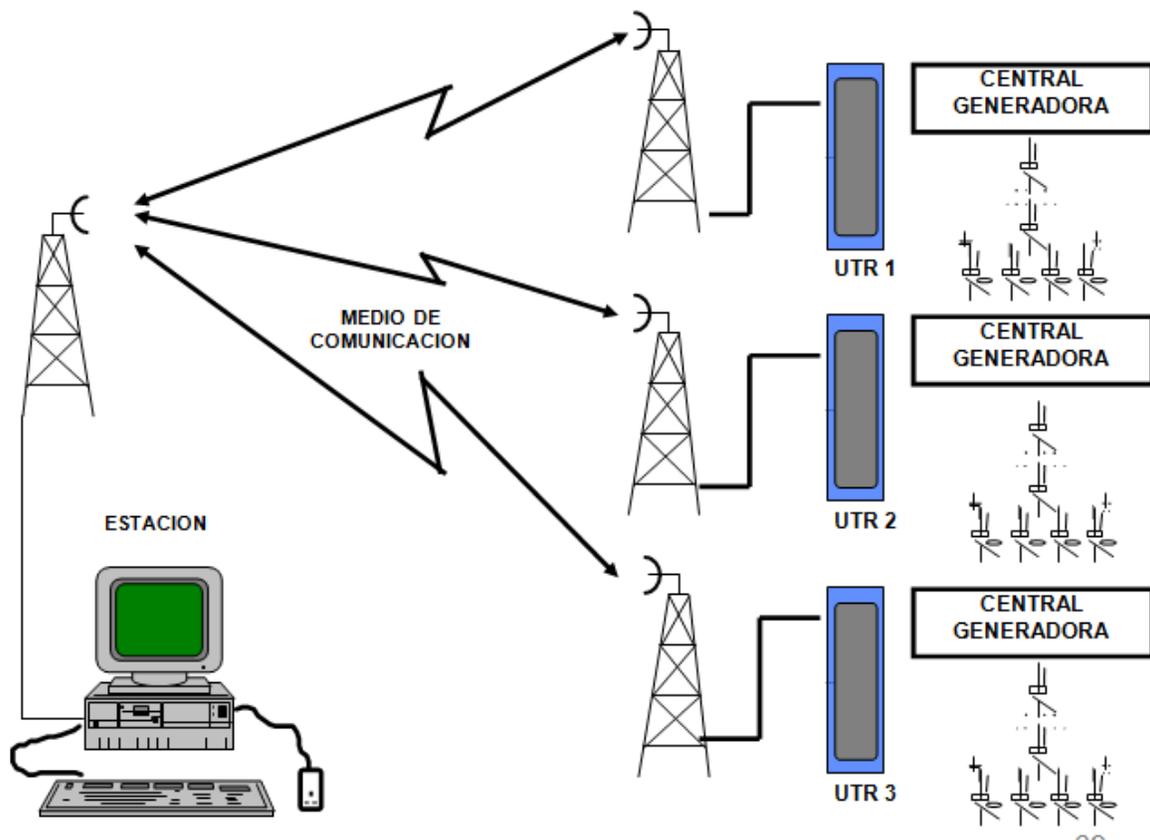


Figura 4.1 Elementos de un sistema de control supervisorio.

El operador toma las decisiones de acuerdo a los objetivos y metas preestablecidos, con el objeto de mantener el sistema eléctrico dentro de sus límites de frecuencia, tensión y economía.

4.1.4 Definición

En forma general dentro de CFE, un sistema de control supervisorio esta diseñado para obtener información y tener control sobre las instalaciones (Sub-Estaciones, Plantas.). Consta de una estación maestra, varias estaciones remotas y un sistema de comunicación para enlazar todos los sitios remotos con la estación maestra.

4.1.5 Configuración de un sistema tradicional

Partiendo del hecho de supervisar a distancia las diferentes plantas y subestaciones, las funciones básicas requeridas del sistema son las siguientes:

- Adquisición de datos analógicos y digitales de todos los puntos de interés en un tiempo adecuado según las características dinámicas del sistema a ser supervisado/controlado.
- Control de dispositivos como interruptores, cambiadores de TAPs, Gobernadores (Subir/Bajar), recierres. para no tener que enviar personal al sitio cuando las maniobras se desarrollan normalmente.
- Almacenamiento de Información actual e histórica del comportamiento de la red eléctrica y facilidad para la generación de reportes.
- Interfase amigable con el operador con base en monitores a color, teclados, ratones, impresoras, que permita un manejo intuitivo del sistema.
- Esquema de seguridad para dar confianza al operador que la información que ve en los monitores es confiable y que los comandos que envíe se ejecuten correctamente en el campo.

- Soporte de comunicaciones hacia las UTRs y hacia nivel superior para poder enrutar la información hacia sus destinos programados.

4.2 Hardware y software de la UTR

4.2.1 Unidad terminal remota y protocolos de comunicación

En la actualidad, la diversidad de equipos electrónicos de campo así como la de los medios de comunicación, incluidos protocolos de comunicación que se pueden manejar en un SCADA, requiere que se considere una UTR versátil que sea capaz de integrar dicha instrumentación y se pueda conectar al medio de comunicación más idóneo para el sistema particular, es decir que sea capaz de integrarse tanto a sistemas de radio convencionales, como a equipos de espectro disperso, satelitales, módems telefónicos, redes Ethernet..

La justificación para el uso de UTRs en los SCADA es que estos equipos permiten mantener la información y/o el control del proceso donde estén trabajando, de manera local e independiente en caso de falla del sistema de comunicación, garantiza el funcionamiento del proceso aunque se pudiera perder la visualización remota del mismo.

En un SCADA, los sistemas de comunicaciones pueden ser de un solo tipo o incluir una mezcla de diversas soluciones según se requiera en el sistema, es decir: pueden convivir soluciones que impliquen el uso de radios convencionales, de espectro disperso, satelitales y/o cualquier otro que sea adecuado para cubrir la necesidad del sistema.

La UTR es un equipo en el que se concentran y codifican las señales de control, medición y señalización de la subestación, para convertirlas en información que se pueda transmitir al centro de control, donde por medio de computadoras es procesada para que el operador pueda tener una visión completa del funcionamiento de cada una de las subestaciones del sistema.

se describe de forma general se describe hasta ahora de las partes que forman a una Unidad Terminal Remota (UTR) y de la función que desempeña cada una de ellas. Figura 4.2, misma que representa a una UTR en forma de diagrama de bloques. Cabe aclarar que dicha figura se aplica para fines de representación gráfica y que la forma en que se desarrollen las funciones de la UTR va a depender de la filosofía de diseño para cada marca de equipo. De esta manera, es posible que encontremos que una UTR combina las entradas y las salidas digitales en una misma tarjeta de circuito impreso.

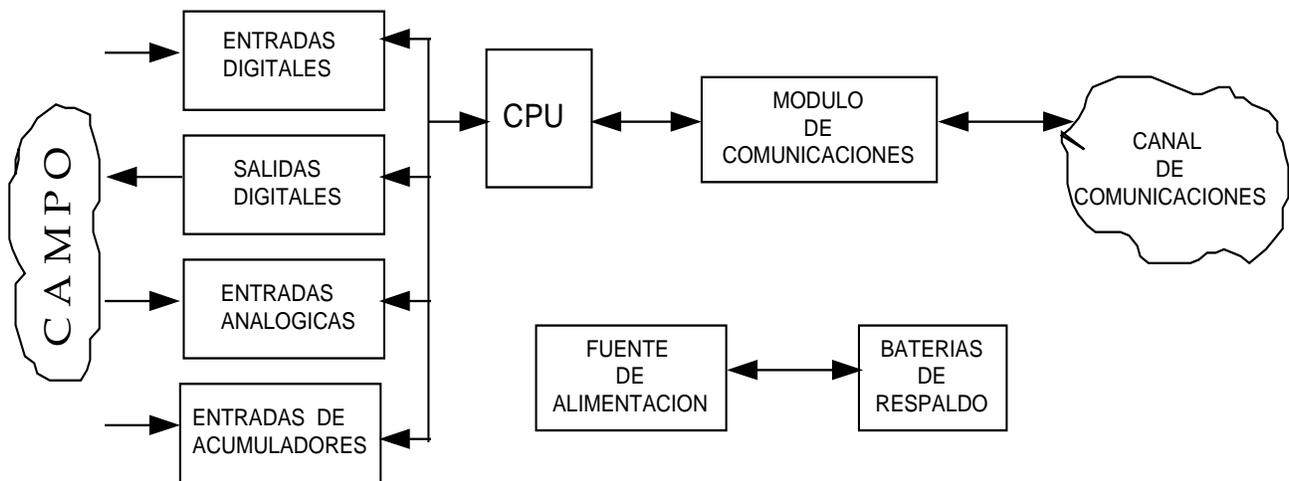


Figura 4.2 Diagrama de bloques de la Unidad Terminal de Red (UTR).

A continuación se describirán desde el punto de vista funcional cada uno de los bloques que forman a una UTR.

4.2.2 Unidad Central de Procesamiento (CPU)

La Unidad Central de Procesamiento es la parte inteligente de la UTR y está basado en algún MICROPROCESADOR. Contiene además la memoria requerida (RAM, EPROM y EEPROM) para ejecutar los programas particulares de la UTR, así como los circuitos periféricos (PUERTOS) necesarios para comunicarse y

controlar a los bloques de Entrada/Salida adicionales que aparecen en la figura anterior, esto es bajo la premisa del equipo con el que se cuente.

Es común encontrar en este bloque algunos Micro-Interruptores (DIP-SWITCH) y/o puentes que permiten configurar los parámetros de operación de la UTR, como pueden ser: Dirección de la UTR, Velocidad del canal de comunicaciones con la Estación Maestra (EM) u otros que varían de UTR a UTR. En otros casos, estos parámetros se almacenan en las localidades de un EPROM² o se reprograman en EEPROM³ a través del canal de comunicaciones o un Puerto de Configuración especial.

4.2.3 Entradas Digitales

Son señales digitales todas aquellas que solamente tienen dos estados posibles: Alto/Bajo, Abierto/Cerrado, en la figura 4.3 se muestra un diagrama de bloques del módulo de entradas digitales donde se indican las etapas que lo forman:

- a) La señal proveniente del campo es filtrada para eliminar señales indeseables de ruido.

² (Erasable Programmable Read-Only Memory - ROM borrable programable). EPROM es un tipo de memoria ROM creada por el ingeniero Dov Frohman.

Están formadas por celdas de FAMOS o transistores de puerta flotante. Cada celda viene de fábrica sin carga, lo que es interpretado como 1. Luego se programan produciendo o no un voltaje sobre éstas (cargándolas o no). Es decir, para crear celdas con valor 0 se les debe aplicar un voltaje, para producir celdas con valor 1 no se debe hacer nada.

Al ser programadas, puede borrarse su contenido al ser expuestas a una luz ultravioleta fuerte. Esto sucede porque los fotones de luz ultravioleta excitan los electrones de las celdas, lo que produce que se descarguen. Las EPROM pueden retener los datos entre diez y veinte años, y pueden ser leídas ilimitadas veces.

<http://www.alegsa.com.ar/Dic/eprom.php>, Página recuperada mayo 27 de 2014

³ EEPROM responde a "Erasable Programmable Read Only Memory" que se puede traducir como Memoria programable borrable de solo lectura. También se la conoce como E-2-PROM. Como su nombre sugiere, una EEPROM puede ser borrada y programada con impulsos eléctricos. Al ser una pieza que se puede gestionar por estos impulsos eléctricos, podemos realizar todas estas operaciones de reprogramación sin tener que desconectarla de la placa a la cual va conectada.

La EEPROM también se conoce como "non-volatile memory" o memoria no volátil y es debido a que cuando se desconecta la energía, los datos almacenados en la EEPROM no serán eliminados quedando intactos. Las EEPROM más nuevas no tiene datos almacenados en ellas y deben ser primero configuradas con un programador antes de ser usadas. La información almacenada dentro de este dispositivo puede permanecer durante años sin una fuente de energía eléctrica.

<http://www.ordenadores-y-portatiles.com/eprom.html> Página recuperada mayo 27 de 2014

- b) Una vez filtrada, pasa a través de una etapa de aislamiento óptico (optoacopladores) para proteger la delicada electrónica localizada en el interior del módulo.
- c) Finalmente llega a la lógica de control que se encarga de enviar la información de los estados actuales de cada punto al CPU. Adicionalmente, la lógica de control es capaz de detectar cambios de estado muy rápidos que ocurren en las entradas y memorizarlos para reportárselos al CPU.



Figura 4.3 Diagrama a bloques de un Módulo de Entradas Digitales.

4.2.4 Salidas Digitales

Para poder controlar remotamente a los dispositivos que se encuentran localizados en una subestación, la UTR debe estar equipada con uno o más módulos de salidas digitales. Estos se utilizan, por ejemplo, para Arrancar/Parar una bomba o para Abrir/Cerrar un interruptor de potencia.

En el caso que el módulo se utilice para controlar la posición (estado) de interruptores de potencia, la lógica de verificación y selección checa que solamente se opere una salida de control al mismo tiempo. Existen 2 tipos de salidas digitales: momentáneas y permanentes. Las momentáneas se operan por tiempos de, típicamente, 200 ms, mientras que las permanentes se implementan con base en relés tipo LATCH⁴.

⁴ Un **latch** (lat memori inglet) es un circuito electrónico usado para almacenar información en sistemas lógicos asíncronos. Un latch puede almacenar un bit de información. Los latches se pueden agrupar, algunos de estos grupos tienen nombres especiales, como por ejemplo el 'latch quad' (que puede almacenar cuatro bits) y el 'latch octal' (ocho bits). Los latches pueden ser

Otra aplicación del módulo de salidas digitales es para control de generación. En este caso, el control de la unidad acepta dos señales (contactos), una de las cuales es para subir y la otra para bajar. La cantidad de aumento o disminución de la generación depende del tiempo que permanezca cerrado el contacto (Valores típicos: 0.1 a 1.5 seg). En este caso, la lógica de Verif. Y Selección verifica que no se accionen al mismo tiempo las salidas de subir y bajar de la misma unidad.

Este módulo se muestra con diagrama de bloques en la figura 4.4:

- a) Para que el CPU pueda operar una de las salidas digitales requiere enviar ciertas señales a la Lógica de Control.
- b) La lógica de verificación y selección valida las instrucciones enviadas por el CPU.
- c) La Etapa de salida, formada usualmente por relevadores, recibe una orden de operación proveniente de la lógica de verificación y selección siempre y cuando ésta no haya detectado ningún error.

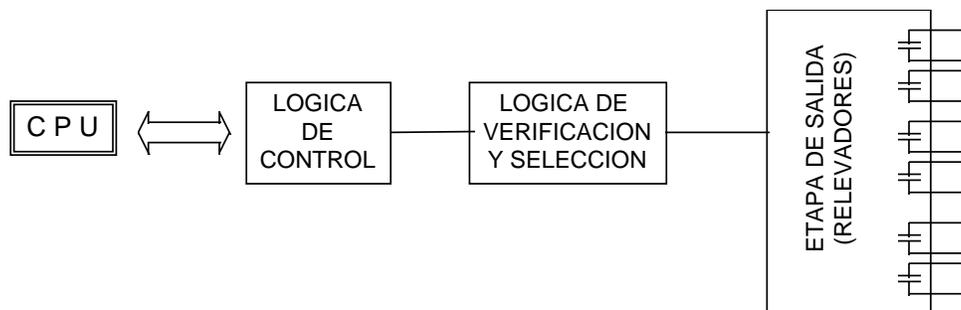


Figura 4.4 Diagrama a bloques de un Módulo de Salidas Digitales.

4.2.5 Entradas analógicas

Además de las señales digitales, en el campo existen otras igualmente importantes que son de naturaleza continua. Ejemplos de éstas son: Corriente, Voltaje, Potencia (Activa y Reactiva), Frecuencia y otras. Para poder dar entrada a

dispositivos biestables asíncronos que no tienen entrada de reloj y cambian el estado de salida sólo en respuesta a datos de entrada, o bien biestables síncronos por nivel, que cuando tienen datos de entrada, cambian el estado de salida sólo si le permite una entrada de reloj.

estas señales se requiere de módulos de entradas analógicas, como se muestra en la figura 4.5

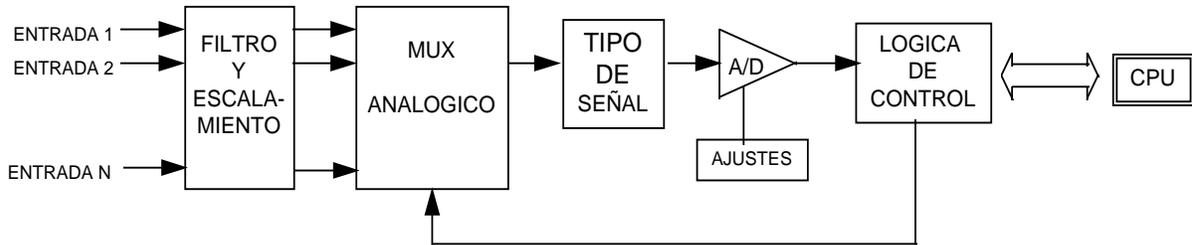


Figura 4.5 Diagrama a bloques de un Módulo de Entradas Analógicas.

- a) Las entradas provenientes del campo entran a los transductores de señal. La salida de los transductores se aplica a la Etapa de Filtro y Escalamiento, la cual quita el ruido a la señal y además la convierte a un nivel manejable por el módulo.
- b) Todas las entradas llegan a un elector (MUX ANALOGICO) que deja pasar una sola señal hacia la siguiente etapa, según lo seleccione la Lógica de Control. Esta lógica va seleccionando secuencialmente cada una de las entradas.
- c) La etapa tipo de señal se utiliza para que el usuario seleccione las señales que va a introducir por las entradas, es decir, si son unipolares o bipolares.
- d) Posteriormente, la señal llega al Convertidor Analógico/Digital (A/D), el cual la convierte a digital para entregarla al CPU a través de la Lógica de Control. El Convertidor tiene sus ajustes de OFFSET y GANANCIA para su calibración. Los valores normales que acepta el módulo de Entradas Analógicas es de ± 5 Vcd o ± 1 mAc. La resolución del convertidor es de 12 bits como mínimo.

4.2.6 Módulo de acumuladores

Los acumuladores sirven para registrar información que es de naturaleza acumulativa. Ejemplos típicos de esto son los clásicos medidores de agua y electricidad en las puertas de nuestros hogares. El consumo de agua, por ejemplo, es la suma de los consumos diarios durante el mes. Para acoplar estas señales a la UTR se utilizan transductores especiales que proporcionan salidas pulsantes proporcionales a la variable medida.

Existen actualmente 2 maneras de implementar la función de acumuladores en una UTR. La primera es a través de un módulo de entradas digitales y, por medio de software, incrementar una localidad de memoria con cada pulso detectado. La segunda es utilizando un módulo de acumuladores compuesto, como se muestra en la figura 4.6, de las mismas etapas de uno de entradas digitales pero intercalando un contador binario de 12 (u 8) bits para que éste cuente los pulsos en las entradas.

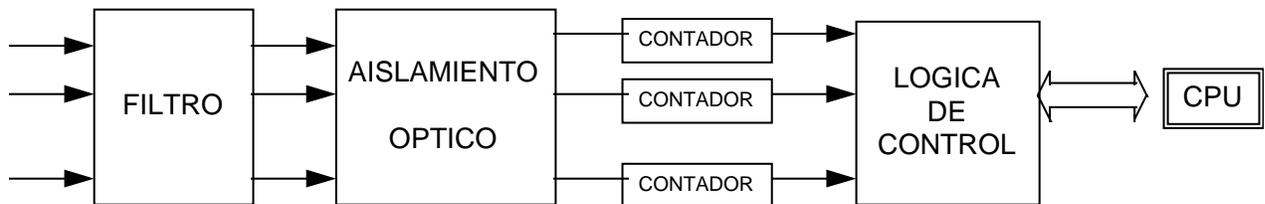


Figura 4.6 Diagrama a bloques de un módulo de acumuladores

4.2.7 Módulo de Comunicaciones

Este módulo cumple con la finalidad de manejar la tarea de transmisión y recepción de mensajes hacia/desde la maestra, así como verificar su integridad. En la figura 4.7 se muestra un diagrama a bloques del módulo.

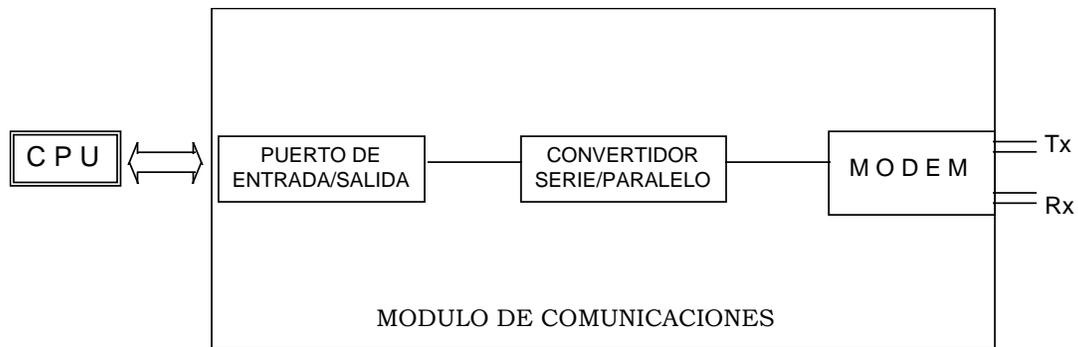


Figura 4.7 Diagrama a bloques del Módulo de Comunicaciones.

Está formado básicamente por un MODEM en el lado del canal de comunicaciones que se encarga de modular y demodular las señales recibidas. El siguiente bloque es un convertidor que hace el acoplamiento entre el modem y el mundo paralelo hacia/desde el CPU. En ocasiones, el módulo de comunicaciones contiene también un microprocesador que realiza algunas funciones de análisis y tratamiento de los mensajes. También es posible encontrar en estos casos la presencia de micro-interruptores para configurar la dirección de la UTR.

4.2.8 Fuente de alimentación y respaldo de baterías

Este bloque se compone de un rectificador que carga un banco de baterías mientras existe corriente alterna en su entrada y al mismo tiempo proporciona voltaje de CD a un convertidor de CD/CD. Figura 4.8. Página siguiente. Dicho convertidor entrega los voltajes requeridos por la electrónica de la UTR (generalmente +5, +/-12 y +/-15 VCD). Cuando falla la CA, la batería proporciona el voltaje de CD al convertidor CD/CD para mantener funcionando a la UTR por períodos de 2 a 3 horas sin la misma (este tiempo de respaldo puede variar según la UTR y las condiciones en que se encuentre la batería).

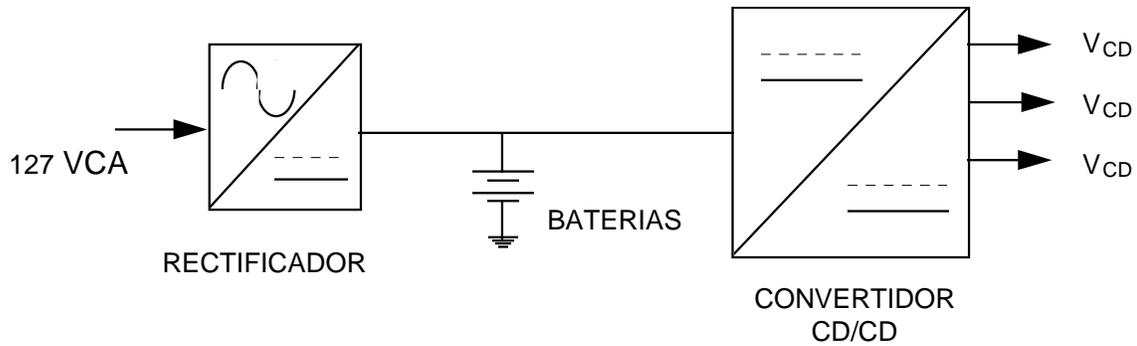


Figura 4.8 Diagrama a bloques de la Fuente de Alimentación.

4.2.9 Software de la UTR

Dentro de la UTR, específicamente en el CPU, se encuentra almacenado un programa en memoria EPROM que es el encargado de llevar a cabo las funciones propias de la UTR. Este programa puede sub-dividirse en varias sub-rutinas, cada una de ellas encargada de una sola tarea (ver fig. 4.9). Página siguiente. Las cuales son:

- a) **Atención al canal de comunicaciones.** Esta se está ejecutando periódicamente para verificar si existe algún mensaje proveniente de la EM. Las UTRs juegan un papel PASIVO en el sistema el sentido de que no reportan nada a la EM a menos que ésta lo solicite. En otros casos la UTR juega un papel ACTIVO y envía un mensaje de "ATENCION" a la Maestra cuando detecta alguna anomalía en campo.

Algunas UTRs ejecutan constantemente esta rutina hasta que reciben algún mensaje y entonces pasan a la ejecución de la rutina de análisis de información recibida. Otras, en cambio, se la pasan cambiando entre la rutina de atención al canal de comunicaciones y adquisición de datos de campo (principalmente las UTRs que manipulan por software la información del campo).

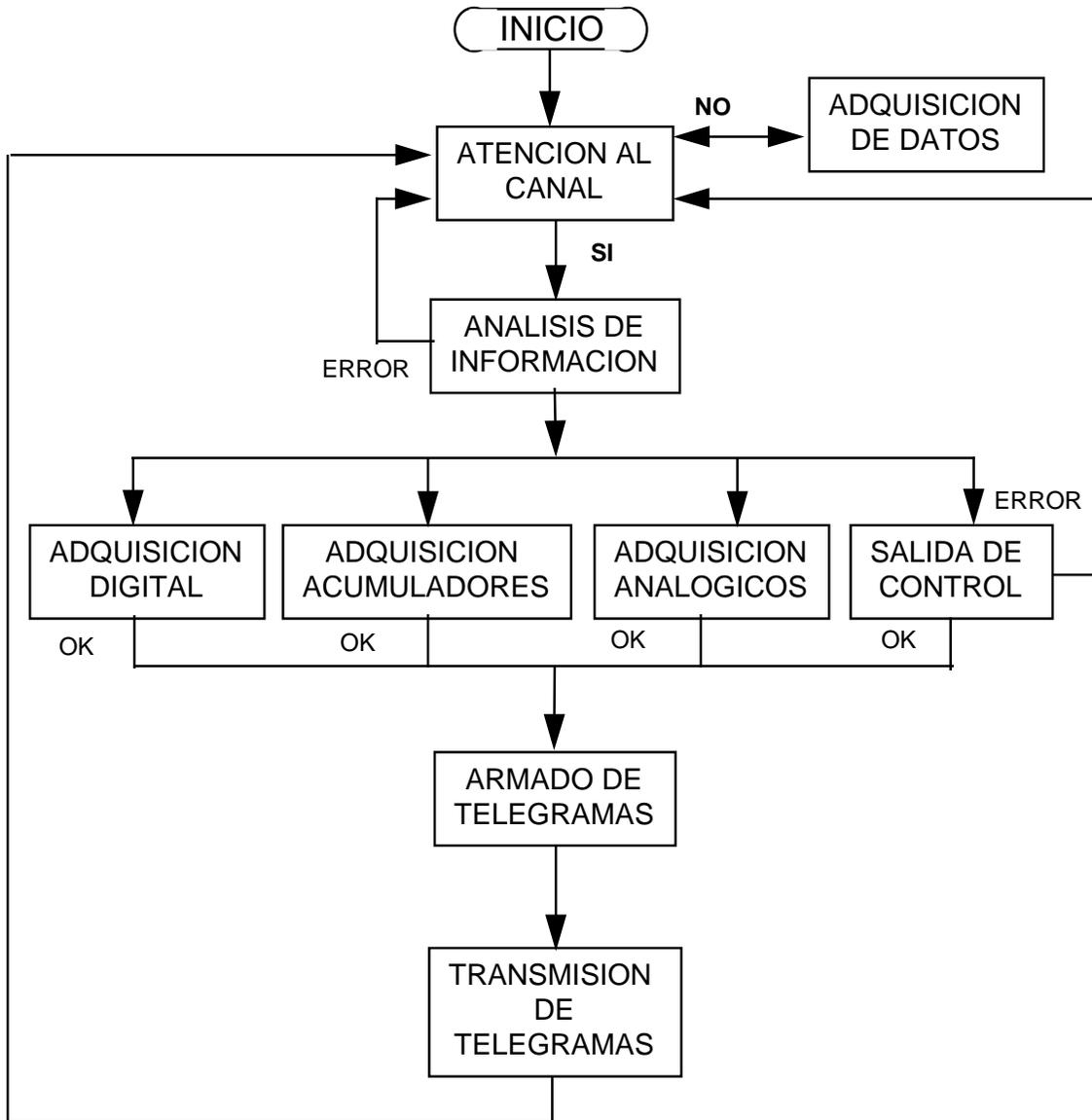


Figura 4.9 Software de la UTR.

b) **Análisis de Información Recibida.** Una vez que la rutina anterior recibe un mensaje de la EM, pasa la información recibida a esta rutina para que la analice.

Dentro de los análisis que se practican están los siguientes:

- Verificación de Ausencia de Errores (Paridad, Encuadre, Invasión).

- Decodificación de la Dirección de la UTR en el mensaje.
- Decodificación del código de operación e información adicional.
- Verificación del código de seguridad (LRC, CRC.)

Si el mensaje recibido pasa todas las pruebas que se le practican, dependiendo del Código de Operación recibido, se pasa el control a una de las rutinas que se explican en los incisos (c) al (f). Si se detecta algún error entonces el mensaje es desechado y se espera a recibir el siguiente mensaje, para darle el mismo tratamiento antes mencionado.

- c) Ejecución de Adquisición Digital.** Si se recibe el código de operación correspondiente a esta función, se llama a esta rutina para que el CPU, a través de los Puertos y la Lógica de Control de los módulos de entradas digitales, obtenga los estados del campo. La información adquirida se pasa a la rutina de Armado de Telegramas de Respuesta.
- d) Ejecución de Adquisición de Acumuladores:** Similar al inciso (c) pero relacionado con los Acumuladores.
- e) Ejecución de Adquisición Analógica:** Similar al inciso (c) pero relacionado con las Entradas Analógicas.
- f) Ejecución de Salidas Digitales:** Similar al inciso (c) pero relacionado con la operación de las Salidas Digitales.

Este proceso es particularmente más estricto durante su ejecución debido a las implicaciones que puede traer el hecho de operar una salida equivocada. Esta función se realiza en 2 pasos y verificando cada etapa del proceso:

- **Paso 1.** Una vez recibido el Código de Operación "armar punto de control" y verificado que no existan errores, se envían las señales adecuadas a la Lógica de Control del módulo de Salidas Digitales para que "Prepare" o "Arme" una salida digital. Una vez armada la salida, el módulo de S.D. verifica que solamente se haya armado un solo punto y si no hay errores informa al CPU que todo está preparado.

- **Paso 2:** El CPU contesta a la EM y le informa que el punto solicitado está armado. La EM verifica que el punto coincida con el que ella envió en el primer telegrama. Si no hay errores, la EM envía un segundo telegrama para "OPERAR PUNTO DE CONTROL", mismo que es recibido y verificado por el CPU de la UTR, (el CPU de la UTR espera por un tiempo determinado de alrededor de 20 a 30 seg, por este telegrama y si no lo recibe, automáticamente "Desarma el Punto de Control" para evitar alguna operación equivocada). Si no se detectan errores, entonces el CPU procede a enviar a la Lógica de Control del módulo de Salidas Digitales las señales necesarias para "Operar la Salida de Control Seleccionada".

Una vez que se verifica la ejecución correcta de la orden, se transmite un mensaje de confirmación a la EM para informarle que la operación se llevó a cabo correctamente. Si se detecta algún error en cualquier paso del procedimiento, automáticamente se aborta la función y no se efectúa ninguna operación.

Para el caso de la ejecución de Salidas de SUBIR/BAJAR, según la información adicional recibida, se activa cada contacto por el tiempo correspondiente (Rango: 0 a 1.5 seg). Aquí no se sigue el procedimiento completo descrito anteriormente.

- g) Armado de telegramas:** Esta rutina sirve para la adquisición de datos y ejecución de control para preparar la respuesta que se ha de enviar a la EM. Una vez que se arma el telegrama adecuado, se pasa control a la rutina de "Transmisión de Telegramas" para enviar la respuesta a la EM. Cuando alguna de las rutinas mencionadas detecta algún error durante su ejecución, simplemente no llama a esta rutina y no se envía ninguna respuesta a la EM.
- h) Transmisión de Telegramas:** Esta rutina se usa exclusivamente para enviar los telegramas de respuesta a la EM, así como para controlar el enlace de comunicaciones. En los casos más generales, el equipo de

comunicación solo maneja las señales de TX y RX, pero en caso de enlaces vía radio, además se tiene la señal PTT.

4.3 Hardware y software de la estación maestra

Las Estaciones Maestras (EM) están realizadas con base en equipos de cómputo. En la figura 4.10 se aprecia en forma esquemática el hardware que típicamente está presente en estos equipos, en los puntos 4.3.1 al 4.3.9 se menciona la finalidad de cada componente.

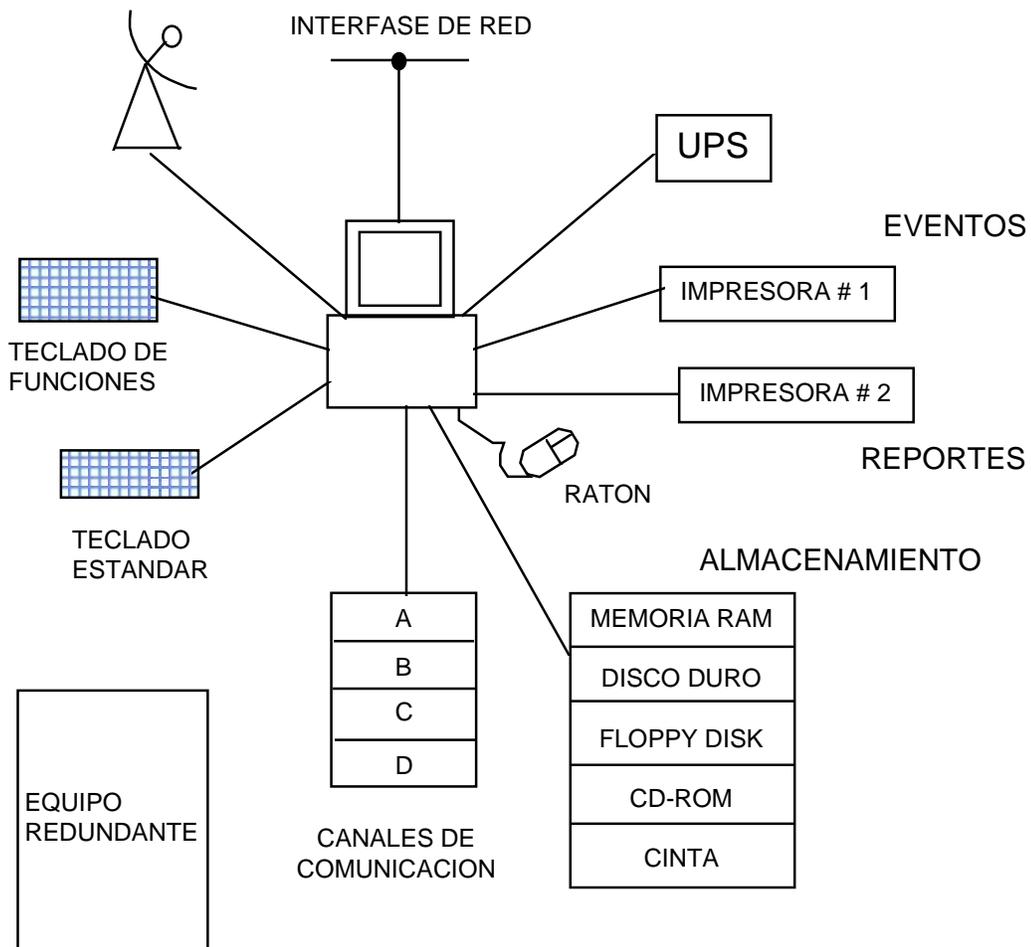


Figura 4.10 Hardware de la Estación Maestra.

4.3.1 Unidad central de procesamiento (CPU)

En su nivel más elemental, el CPU se considera como una máquina ejecutora de instrucciones. El programa de aplicación SCADA es un conjunto de instrucciones estructuradas para realizar la función que se espera de una EM, y es la guía que utiliza el CPU para el desempeño de sus funciones.

Entre otras cosas, el CPU es el encargado de procesar la información que llega proveniente de las UTRs y convertirla a un formato adecuado para su despliegue al operador, controlar la operación de todos los periféricos conectados a la EM y servir como intermediario entre el operador y el campo para que pueda ejecutar controles en la subestación.

Un CPU es caracterizado por su marca (Intel, Motorola), la capacidad de direccionamiento de memoria (1 MB, 16 MB, 1024 MB) la cantidad de bits del bus de datos (8, 16, 32, 64), su modelo (80386, 80486, PENTIUM, 68000, 68020) y su velocidad (33 MHz, 100 MHz).

Entre más prestaciones tenga el procesador seleccionado podrá manejar aplicaciones más complejas y a mayor velocidad, lo que se traduce en una mayor eficiencia del sistema.

4.3.2 Monitor

Aunque inicialmente los monitores utilizados en la EM fueron monocromáticos (blanco y negro), los recientes avances en esta tecnología han traído mejores características a estos equipos de despliegue de información. La línea de desarrollo ha pasado por monitores MONO y a COLOR con resolución CGA, EGA, VGA y SVGA. Preferentemente son de 20 pulgadas para presentar al operador imágenes grandes y disminuir su fatiga visual.

4.3.3 Tablero mímico

Esta es una interfase de visualización global del estado actual del campo (sistema eléctrico en nuestro caso) por medio de lámparas, medidores analógicos y graficadores que contiene los puntos más importantes a supervisar y permite al operador identificar contingencias con una simple mirada. Al ocurrir un evento en campo se indica con una lámpara encendida de forma intermitente y el sonido de una sirena para llamar la atención del operador. Estos tableros generalmente son del tamaño de una pared.

4.3.4 Dispositivos de almacenamiento

Como todo equipo de cómputo, se requiere tener los recursos para almacenamiento de información de varios tipos:

- Memoria RAM: Utilizada para almacenar los programas que ejecuta la EM y los datos que está procesando. Esta memoria es volátil en el sentido de que se borra al apagar la computadora. La EM puede tener 32 MB de memoria RAM.
- Disco Duro: En este medio se almacena el sistema operativo de la EM (DOS, UNIX.), los programas de aplicación (SCADA, AGC) así como la Base de Datos del sistema y los últimos valores recopilados de campo. Capacidades típicas son de 500 MB y 1 GB.
- Al encender la EM se carga el Sistema Operativo en RAM, después los programas de aplicación y la base de datos para ejecutarse desde RAM.
- Floppy Disk: Unidad de disco flexible con capacidad de 1.44/2.88 MB para intercambio de información fuera de línea con otros sistemas de cómputo vía el traslado manual de información. Este medio puede también ser la puerta de entrada para virus computacionales, especialmente si se trabaja bajo DOS.
- Unidad de Cinta: Esta unidad es utilizada para hacer los respaldos de información del sistema. Es un sistema de almacenamiento lento pero de gran capacidad y de bajo costo.

4.3.5 Teclados

Por lo regular se utilizan 2 teclados: uno normal con la distribución de una máquina de escribir (Teclado QWERTY) y uno especializado con funciones pre-definidas que facilitan al operador la selección de diversas tareas propias del sistema (Teclado de FUNCIONES). En muchos casos, en lugar de teclado de funciones se utiliza un "Teclado GRAFICO", que no es otra cosa que un grupo de teclas dibujadas en la pantalla y un Cursor que se mueve con un Ratón u otro dispositivo apuntador.

4.3.6 Dispositivos de Control

Además de los teclados, se utilizan una serie de dispositivos de control que hacen más rápida e intuitiva la labor del operador en la EM. Estos dispositivos son:

- **Ratón:** Dispositivo apuntador muy utilizado en computadoras personales con ambientes gráficos. Incluye 2 Botones (Selección y Des-selección) y una esfera en la parte inferior que gira al arrastrar el ratón sobre la mesa.
- **Esfera (Track-Ball):** Dispositivo similar a un Ratón boca-arriba. Una esfera libre de girar en cualquier dirección se monta en una caja para ser movida con la mano. Al igual que el Ratón, puede tener de 1 a 3 botones.
- **Pluma Luminosa (Light-Pen):** Es un artefacto en forma de pluma con un sensor foto-eléctrico en la punta y un switch en un costado. Cuando el sensor es colocado sobre la pantalla y se opera el switch, se rastrea la posición de la pluma dentro de la pantalla y se identifica el elemento o la opción seleccionada.
- **Palanca (Joystick):** Dispositivo similar a los utilizados en los video juegos modernos.

De los dispositivos mencionados anteriormente, tienen mayor aceptación el Ratón y la Esfera.

4.3.7 Impresoras

Como mínimo, la EM debe contar con 2 impresoras: Una donde se impriman todos los eventos que se registren en el sistema (eventos del campo y acciones tomadas por el operador) y otra para la impresión de reportes, misma que debe estar en condiciones de suplir automáticamente a la de eventos en caso de que falle.

4.3.8 Fuente de poder ininterrumpida (UPS)

Este sub-sistema está formado por un Cargador de Baterías, un Banco de Baterías y un Inversor (convertidor CD/CA), que mantendrán energizada la EM por períodos de hasta 4 horas como mínimo aún en caso de falla de corriente alterna. Para especificar el inversor se requiere conocer el consumo en KVA de cada equipo a conectar y para especificar el Banco se toma en cuenta también el tiempo de respaldo requerido.

4.3.9 Interfase de red

La necesidad de compartir información en estos días ha hecho imprescindible la inclusión de una interfase de red (muchas veces redundante) en el equipamiento estándar de una EM. Existen varias topologías (BUS, ESTRELLA, ANILLO) y varios protocolos de enlace en red (CSMA/CD, TOKEN RING, ARCnet) que se utilizan para brindar la conectividad requerida entre la EM y otros sistemas de cómputo, así como muchos protocolos de transporte de información en la red (IPX/SPX, NETBEUI, TCP/IP).

4.3.10 Canales de Comunicación

Uno de los componentes característicos de la estación maestra son los canales de comunicación, los cuales están constituidos por uno o varios controladores de comunicaciones inteligentes (para descargar de trabajo a la EM), con varios

puertos seriales y sus respectivos módems. Estos canales son para comunicarse con las UTRs.

Opcionalmente, las EM modernas tienen uno o varios canales de comunicación a nivel superior que les permite enviar información seleccionada a otras estaciones maestras de mayor jerarquía. Bajo estas circunstancias, la EM que está en contacto directo con las UTRs se comporta como una sub-maestra para la de nivel superior.

4.3.11 Puerto de Sincronización vía satélite

Tradicionalmente, se aceptaba que un sistema de control supervisorio no podía ocupar el lugar de un equipo registrador de eventos y que no era posible sincronizar los relojes internos de todas las EM para obtener una secuencia congruente de los eventos que fueran registrados por 2 maestras relacionadas con un mismo disturbio. Ahora, la sincronización de relojes se considera una necesidad y es posible obtenerla por medio de receptores de señal GPS (Global Positioning System) instalados en la EM. Este sistema transmite periódicamente la hora exacta del Meridiano de Greenwich a través de un Sistema de 24 satélites distribuidos en 6 órbitas. Un receptor en cualquier punto de la tierra ve simultáneamente 4 satélites y los recibe por 4 canales diferentes. Midiendo las diferencias de tiempo de llegada de cada señal pueden determinar exactamente su ubicación geográfica (la del receptor) y por lo tanto hacer las correcciones necesarias para obtener la hora local con una precisión de 100 nanosegundos.

4.3.12 Equipo redundante

Para brindar la máxima confiabilidad al sistema, se agregan por lo regular equipos redundantes para respaldar a los que están operando. Los sub-sistemas que se duplican pueden incluir:

- Computadora

- Canales de comunicación
- Impresoras
- Sistema de Alimentación
- Red de Datos

4.3.13 Software de la estación maestra

El software de la Estación Maestra está formado por todos los programas que hacen que la computadora se comporte como un sistema SCADA. En forma descriptiva podemos diferenciar algunos de los programas que están trabajando en la EM. Figura 4.11.

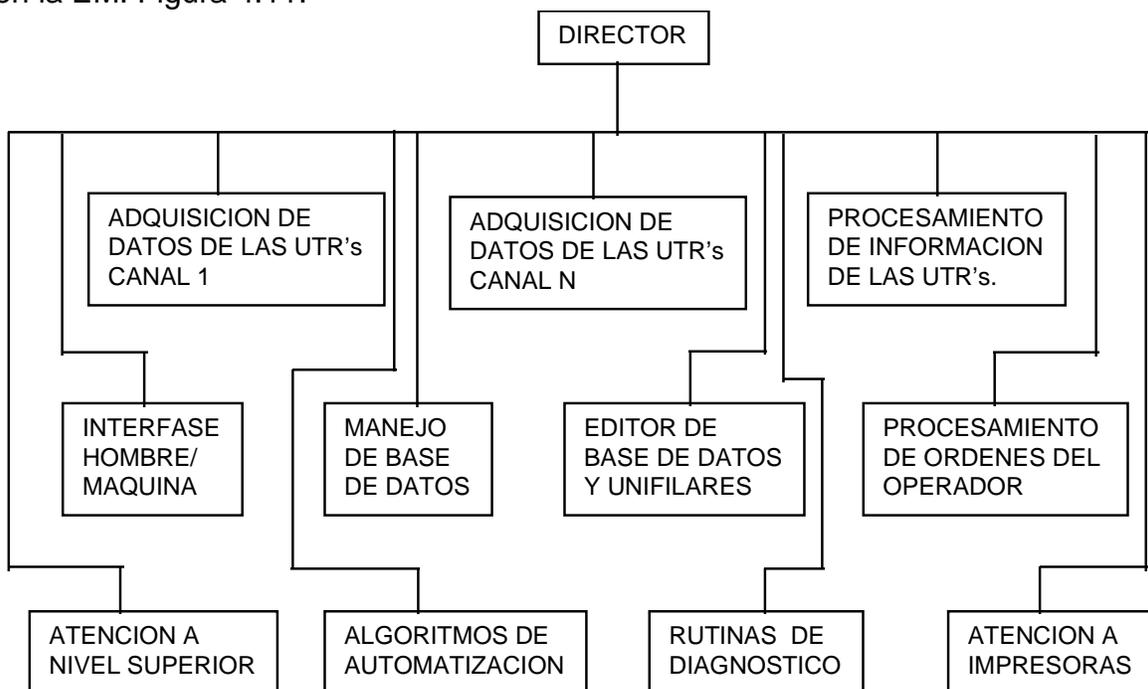


Figura 4.11 Software de la Estación Maestra.

- **Director:** Programa encargado de coordinar la ejecución de los demás programas.
- **Adquisición de Datos de UTRs:** Programas encargados de establecer la comunicación con las UTRs de campo para solicitar información o ejecutar mandos; (un programa por cada canal de comunicaciones).

- **Procesamiento de Información:** Se encarga de efectuar los procesos necesarios a la información que llega de las UTRs. Por ejemplo, las Entradas Digitales requieren que se detecten los cambios de estado mientras que las entradas analógicas requieren que se realice la conversión a unidades de ingeniería para su despliegado así como la evaluación de posibles violaciones de límites.
- **Interfase Hombre-Máquina (IHM):** Es la cara que da la EM al operador. Por medio de este programa, el operador puede interactuar con los equipos de campo (Interruptores, Transformadores, Cuchillas, Alarmas) de una manera amigable e intuitiva. La IHM es un punto muy importante en la selección de una EM ya que debe facilitarle al operador la interpretación de los datos y el manejo de los equipos del campo. Las interfases del pasado no eran muy amigables en el aspecto de que por ejemplo, presentaban las mediciones en una escala porcentual y los comandos sobre interruptores se realizaban desde el teclado estándar (con combinaciones de teclas como <CTRL-C>), pero ahora son puramente gráficas con menús de opciones, diagramas unifilares con puntos dinámicos (que reflejan las condiciones del campo), y activos (que nos llevan a otra pantalla con más información o nos dan la opción de realizar alguna instrucción), mediciones directamente en unidades de ingeniería y con un uso extensivo del Ratón para que el operador introduzca sus comandos.

4.4 Transmisión de datos

La transmisión de datos es el proceso de envío de información binaria de un punto a otro. Para poder llevarla a cabo, es necesaria la presencia y colaboración de varias piezas, cada una de las cuales tiene una función muy específica. Por ejemplo, para enviar un dato de un punto a otro, se requiere de dos computadoras (una que envía y otra que recibe el dato):

- Interfaces con el canal de comunicaciones (al menos una en cada extremo).
- Canal de Comunicaciones.

- Protocolo de Comunicaciones.

4.4.1 Interfaces

Una interface se define como el elemento de acoplamiento entre dos mundos diferentes. Son los componentes que hacen posible que una señal pueda pasar de un medio ambiente a otro de características distintas. Es posible que, en algunos casos, una señal tenga que pasar por varias interfaces antes de llegar a su destino. Dicho lo anterior, por ejemplo, para que una señal alcance a un radiotransmisor puede necesitar convertirse de un nivel TTL (0 y 5 Volts) a niveles RS-232 (+/- 12 Volts), después tiene que convertirse a tonos de audio pasando por un MODEM, para finalmente conectarse al par de transmisión del radio.

Tabla 4.1 Algunos ejemplos de interfaces

Interface	Descripción
UART	Acopla la comunicación entre dispositivos de procesamiento paralelo por medio de un enlace serial.
RS-232	Amplifica las señales binarias TTL a +/- 12V, permitiendo separar los equipos extremos hasta 15 metros en conexión punto a punto.
RS-485	Convierte las señales binarias TTL a +/- 5V, permitiendo separar los equipos extremos hasta varios kilómetros. Permite conexión multi-punto.
MODEM	Convierte las señales binarias RS-232 a tonos de audio para acoplarlas a canales de comunicación analógicos.
Ethernet	Permite el enlace de equipos en una Red Local (LAN).
FO XCVR	Transceiver de Fibra Óptica: Convierte las señales eléctricas en luz y viceversa.

4.4.2 Canal de comunicaciones

El término “Canal de Comunicaciones” se refiere a la vía de propagación de la información, incluyendo cables, atmósfera, vidrio y/o equipos que se localizan entre el transmisor y el receptor. Entre los medios de comunicación más comunes podemos citar:

- **Hilo físico:** Pueden ser 2 o más líneas de cable tendidas entre el transmisor y el receptor.

- **Radio:** Utiliza como medio de propagación para las ondas de radiofrecuencia en la atmósfera. Para este tipo de comunicación, generalmente se requiere de un par de hilos para conectar la señal a transmitir, dos para la señal recibida y dos adicionales para controlar el modo de operación del radio (transmisión/recepción), denominada PTT (Push-to-Talk). El radio es un medio de comunicación que funciona en half-duplex (permite la comunicación alternada en ambos sentidos).
- **Oplat:** Sistema que utiliza las líneas de alta tensión para la transmisión (en alta frecuencia) de información. Algunas de las causas externas más habituales de fallas de comunicación en el OPLAT son los fenómenos de arqueo dentro de la subestación, daños en el DP (Dispositivo de Potencial) usado por el equipo o una caída de la línea de alta tensión.
- **Microonda:** Emplea 2 frecuencias de operación distintas (una para transmisión y otra para recepción) que permiten una comunicación en full-duplex (en ambos sentidos, simultáneamente).
- **Fibra óptica:** Es uno de los medios más modernos para transmisión de datos. Funciona haciendo viajar un haz de luz a través de una fibra vítrea o plástica, en cuyos extremos se encuentran los equipos transreceptores que convierten las señales binarias eléctricas en luz y viceversa. Este sistema es altamente recomendable debido a que soporta velocidades de comunicación muy altas, tiene una gran inmunidad al ruido y sus precios están bajando para hacerlos más accesibles.

4.4.3 Protocolo de comunicaciones

Los protocolos son acuerdos entre gente o procesos acerca de cuál puede hacer qué, a quién, y cuándo. Un protocolo es un conjunto de reglas que definen las interacciones entre dos máquinas o procesos que tienen funciones similares. Es obvio que estas reglas deben de ser del conocimiento de todos los elementos participantes en un evento.

- Los elementos básicos de un protocolo de comunicaciones son:

- Un conjunto de símbolos llamado set de caracteres. El set de caracteres consistirá de un subconjunto que es significativo para la gente (usualmente letras o números) y de otro que lleva información de control.
- Un conjunto de reglas para definir la secuencia y los patrones construidos a partir del set de caracteres. El conjunto de reglas que deben seguir el emisor y el receptor dan significado y definen las secuencias permitidas de los mensajes formados por los símbolos.
- Los procedimientos para poder determinar cuándo ha ocurrido un error en la transmisión y cómo corregirlo. El procedimiento de detección y corrección de errores permite la recuperación de información errónea causada por factores externos y fuera del control de los equipos que están en ambos extremos del canal de comunicaciones.

4.4.4 Técnicas de seguridad

Existen varias técnicas de seguridad empleadas para certificar que la información enviada a través de un medio de comunicaciones no ha sufrido modificaciones en el camino. Para el caso de un sistema de control supervisorio, estas técnicas nos aseguran que la información recibida desde las UTR's es confiable y que por lo tanto el operador tiene una visión fiel de las variables de campo en cada una de las subestaciones supervisadas. Más aún, también nos dan la seguridad de que cuando el operador envíe un comando de apertura o cierre de un interruptor o un comando de arranque o paro de una bomba, no vaya a pasarse la orden a otro dispositivo diferente del seleccionado con las respectivas repercusiones que esto pueda acarrear.

Dada la naturaleza de la información que maneja un sistema SCADA, se verifica la integridad de cada mensaje y solo se procesan aquellos que han pasado las pruebas con 100 de calificación. Cuando se detecta alguna violación a las reglas de seguridad, se deben iniciar los procesos para recuperación de la información faltante:

- Ignorar el mensaje
- Solicitar nuevamente la información
- Informar al usuario de la situación

En general, en los sistemas de transmisión de información, y en particular en los sistemas de control supervisorio, se emplean una o varias de las siguientes técnicas de seguridad:

- **Paridad:** El transmisor agrega un bit extra a cada carácter transmitido con el propósito de detección de error. Este bit se transmite siempre, y su valor es tal que causará que el número total de bits en estado alto sea impar (PARIDAD IMPAR) o par (PARIDAD PAR). El bit de paridad es recalculado por el receptor a partir del carácter recibido y comparado contra el bit de recibido. Si los dos son iguales, no hay problema, pero si son diferentes entonces se genera una señal de error.
- **Echoplex:** Es la técnica de regresar toda o parte de la información recibida hacia el transmisor para que se haga una verificación de la información. Cuando un carácter erróneo es recibido por el transmisor original es imposible determinar si el error ocurrió en el viaje de ida o en el de vuelta, pero al menos existe una indicación del error.
- **LRC (Longitudinal Error Check):** El bit requerido para hacer el número "1s" par o impar se agregaba al final de cada carácter. Este esquema se llama algunas veces partida horizontal. Es posible, y es común en algunos sistemas, incluir un carácter de chequeo vertical, que realiza la función de paridad para cada columna de bits de todos los caracteres. Esta técnica se conoce también como paridad vertical.
- **Checksum:** Es la inclusión de un carácter adicional al final de un mensaje largo, que se obtiene de ir sumando todos los caracteres transmitidos, y finalmente enviar la suma obtenida para que se evalúe en el receptor. En este caso, el receptor calcula la suma de los caracteres recibidos y la compara con el de checksum recibido.

- **CRC (Cyclic Redundancy Check):** Se han desarrollado varios esquemas para detectar errores en sistemas de comunicación binaria utilizando lo que se conoce como codificación retro-alimentada. Estos métodos agregan información calculada en el transmisor al final de cada mensaje para permitir al receptor detectar errores de transmisión. La información agregada está matemáticamente relacionada a los mensajes y por lo tanto es redundante. El CRC se calcula usualmente dividiendo el valor binario a transmitir por una constante llamada generador polinomio. El cociente se descarta y el residuo se transmite al final del bloque de datos. El CRC es calculado generalmente por arreglos de circuitos integrados especiales o mediante un programa apoyado en tablas.
- **Check-Before-Operate:** Las operaciones de control realizadas a través de un equipo de control supervisorio requieren de un grado de seguridad extra comparada con las simples operaciones de supervisión. Esta seguridad extra se obtiene de una manera muy sencilla, entablando un diálogo de PETICION y CONFIRMACION entre la Estación Maestra y la UTR.

4.4.5 Protocolo DNP 4.0

Uno de los protocolos con amplia difusión en el mercado eléctrico para aplicaciones SCADA es, sin duda, el DNP 4.0. Este protocolo utiliza simultáneamente varias de las técnicas de seguridad discutidas anteriormente: ECHOPLEX, CRC y CHECK-BEFORE-OPERATE, con lo que brinda un alto grado de seguridad en cuanto a la fiabilidad de la información. Cuando un dispositivo maestro necesita pedir a un esclavo que realice determinada función, se lo hace saber enviándole un mensaje donde le especifica la información requerida. De la misma manera, cuando el esclavo responde, envía los datos solicitados, junto con información adicional que le servirá al maestro para validar su procedencia y calidad. En la tabla 4.2 se muestra el formato elemental de un mensaje de solicitud DNP, contiene hasta 9 campos, mientras que una respuesta puede contener hasta 10 campos:

Tabla 4.2 Formato elemental de un mensaje DNP

Destino	Fuente	Función	Atención	Objeto	Variación	Calificador	Rango	Datos	CRC
Campo		Significado							
Destino	Dirección del dispositivo que genera el mensaje (0 – 65535)								
Fuente	Dirección del dispositivo destino del mensaje (0 – 65535)								
Función	Describe el propósito del mensaje (Ver Nota 1)								
Atención! (resp)	Reporta situaciones especiales en el dispositivo (Ver Nota 2)								
Objeto	Especifica el tipo de datos (Ver Nota 3)								
Variación	Especifica el formato en que vienen los datos (Ver Nota 4)								
Calificador	Especifica cómo interpretar el campo “Rango”								
Rango	Especifica la cantidad y ubicación de los datos								
Datos (Ver Nota 5)	Contiene información adicional o datos de los puntos de una UTR								
CRC	Caracteres de Verificación (Integridad de la Información). Ver Nota 6								

Es importante mencionar que el modelo que se presenta es bastante simplificado, y tiene por objetivo mostrar la información que se intercambia entre dos dispositivos. El modelo completo contiene elementos adicionales que le permitirán a los mensajes transitar despreocupadamente hasta por el más ruidoso e intrincado medio de comunicación, como podría ser una red LAN o WAN. De esta manera existen, por ejemplo, elementos que facilitan la fragmentación y desfragmentación de mensajes o que permiten detectar la pérdida de fragmentos.

Tabla 4.3 Nota 1: Algunas de las funciones soportadas por DNP

Función	Significado
0	Confirm
1	Read
2	Write
3	Select
4	Operate
13	Cold Restart
14	Warm Restart
17	Start Application
18	Stop Application
19	Save Configuration
20	Enable Unsolicited Messages
21	Disable Unsolicited Messages
23	Delay Measurement
129	Response
130	Unsolicited Message

Todos los dispositivos esclavos tienen la capacidad de reportar situaciones especiales a los maestros, para que éstos tomen las acciones pertinentes. Esta característica aplica solamente a las respuestas (no a las solicitudes), lo cual se envía en 2 octetos (bytes). Dentro de la literatura del DNP, este campo se denomina IIN (Internal Indications):

Tabla 4.4 Nota 2: dispositivos esclavos

Bit	Descripción
15	Device Restart
14	Device Trouble
13	Some or All Digital Outputs in Local Mode
12	Time Sync Required from the Master
11	Class 3 Data Available
10	Class 2 Data Available
9	Class 1 Data Available
8	All Stations Message Received (Destino = 65535)
7	Reserved (Always zero)
6	Reserved (Always zero)
5	Device Configuration Corrupted
4	Request Understood, but req. Operation is already executing
3	Event Buffer Overflow
2	Qualifier, Range or Data fields not valid or Out of Range
1	Requested Object(s) unknown
0	Function Code not implemented

Tabla 4.5 Nota 3: Tipos de dato Entrada/Salida

Objetos	Tipo de Dato
1-9	Entradas Binarias
10-19	Salidas Binarias
20-29	Contadores (Acumuladores)
30-39	Entradas Analógicas
40-49	Salidas Analógicas
50-59	Tiempo
60-69	Clases
70-79	Archivos
80-89	Información de Dispositivos
90-99	Aplicaciones
100-109	Representación Numérica del Usuario
110-254	Expansión Futura

Cada objeto puede tener diferentes variaciones, lo que significa que puede entregar la información de varias maneras, según se requiera, como puede observarse con los siguientes ejemplos:

Tabla 4.6 Nota 4: Variaciones en la información

Objeto	Variación	Información
1	1	Single bit binary input
1	2	Binary input with status
2	1	Binary input change without time
2	2	Binary input change with time
2	3	Binary input change with relative time
30	1	32-bit Analog input
30	2	16-bit Analog input
30	3	32-bit Analog input without flag
30	4	16-bit Analog input without flag

La solicitud “Datos” se usa para enviar información adicional que es requerida por algunos mensajes, por ejemplo, el objeto 50, que se usa para sincronizar a un equipo, envía el dato de la fecha y hora., este campo se usa para enviar la información solicitada. Dentro de este campo, cada objeto tiene la capacidad de enviar un octeto especial para indicar la calidad de los datos que está enviando.

Tabla 4.7 Nota 5. Solicitud “Datos”

Bit	Binary Input/Output	Analog Input	Analog Output	Counter
7	State	Reserved	Reserved	Reserved
6	Reserved	Referente Check	Reserved	Reserved
5	Chatter Filter -solo Input	Over-Range	Reserved	Roll-Over
4	Local Forced Data	Local Forced Data	Reserved	Local Forced Data
3	Remote Forced Data	Remote Forced Data	Remote Forced Data	Remote Forced Data
2	Communication Lost	Communication Lost	Communication Lost	Communication Lost
1	Restart	Restart	Restart	Restart
0	On-Line	On-Line	On-Line	On-Line

Un fragmento DNP puede estar formado por un máximo de 17 bloques. Según su ubicación (0 – 16), puede contener cierta cantidad de octetos de datos. Cada bloque termina con 2 octetos de CRC.

Tabla 4.8 Nota 6: Fragmento DNP

Bloque	Datos	CRC	Total
0	8	2	10
1-15	1-16	2	3-18
16	1-10	2	3-12

El CRC del DNP se obtiene del residuo de dividir cada bloque de datos el siguiente polinomio:

$$X^{16} + X^{13} + X^{12} + X^{11} + X^{10} + X^8 + X^6 + X^5 + X^2 + 1$$

La longitud del mensaje dependerá de la cantidad de información que se va a transmitir, mensajes cortos (solo el bloque 0), medianos y largos. Cuando un fragmento no es suficiente para transportar toda la información, entonces se usan más. En este caso, el dispositivo tendrá que echar mano a unos campos adicionales que permiten numerar cada fragmento para que el receptor pueda acomodarlos en orden y recuperar la información completa.

4.5 El SICLE a bloques

Podremos observar que el SICLE está formado por tres bloques: SSL, SSR y SSPM, figura 4.12

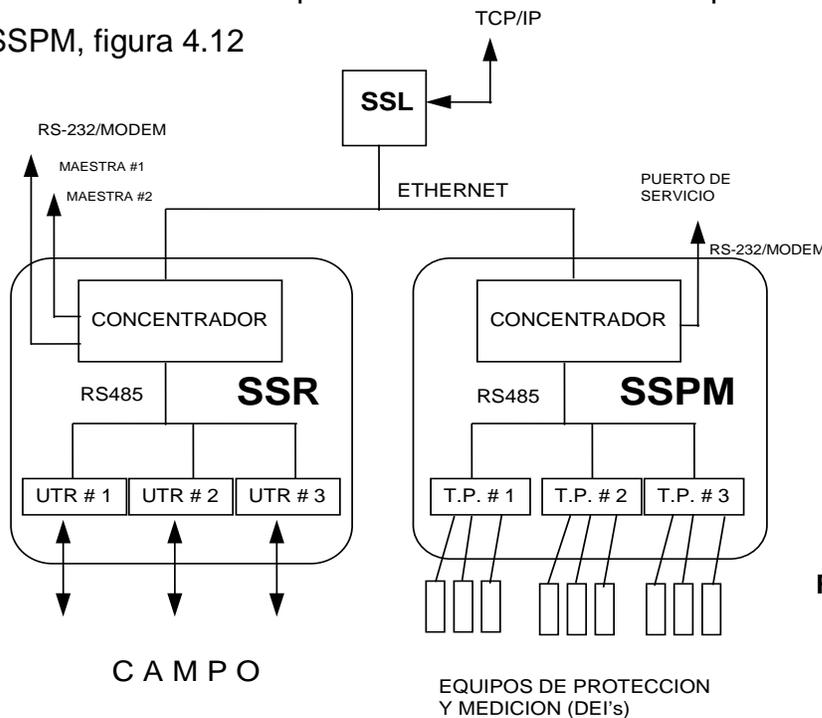


Figura 4.12 Diagrama conceptual del SICLE.

El SSL (Sub-Sistema Local) es básicamente una Estación Maestra Local formada por una computadora principal con su monitor, teclado y ratón y otra similar de respaldo, así como 2 impresoras (la de eventos y la de reportes), una UPS y adicionalmente un puerto de comunicaciones TCP/IP que permite conectarse con una terminal desde lugares distantes y "entrar en sesión" para tener acceso al SICLE, como si estuviéramos presentes en la subestación. A este respecto se debe indicar que una sola consola remota sería necesaria para conectarse a varios SICLEs y que un solo puerto TCP/IP podría dar servicio a "n" consolas remotas más no simultáneamente.

El SSL puede desplegar toda la información que proviene del SSR y SSPM para enviar comandos de control a las UTRs y configurar los dispositivos conectados al SSPM.

Al igual que cualquier Estación Maestra, imprime todos los eventos que ocurren en la subestación, pero también está en coordinación con el SSR para saber cuándo una orden de Apertura o Cierre llega desde las EM#1 o EM#2 y no generar una alarma por cambio de estado. En este caso, en la impresora de eventos se registra que dicho cambio fue ordenado por una maestra de nivel superior.

El SSR (Sub-Sistema Remoto) está formado por varias UTRs o Módulos Distribuidos, los necesarios para cubrir la totalidad de puntos a Supervisar/Controlar y su ubicación dentro de la subestación que van conectados a un concentrador. El cual interroga secuencialmente a los módulos distribuidos almacenando la información recopilada en una base de datos "Virtual", para reportarla al SSL a través de la red Ethernet y a las Estaciones Maestras de Nivel Superior. Se pueden manejar simultáneamente varios protocolos de Nivel Superior a velocidades configurables en el rango de 1200 a 19200 bps como mínimo. Cuando se requiera, se pueden emular varias direcciones a nivel superior.

Los módulos distribuidos son similares a una UTR convencional con la diferencia que tienen integradas 2 funciones adicionales:

1. **Secuencia de eventos**, que hace una exploración de todas las entradas digitales cada milisegundo, y al detectar algún cambio de estado lo almacena junto con la estampa de tiempo (hora del evento con una resolución de 1 ms) y es reportado a las estaciones maestras cuando lo soliciten. Cabe hacer notar que para aprovechar esta función el protocolo de comunicaciones con la EM debe soportar la función SOE.
2. **PLC**, que permite implementar secuencias de automatización de manera que una o varias salidas de control sean activadas con base en los estados o valores de puntos de entrada digitales o analógicos y también los temporizadores internos. La manera de programar estas secuencias es generalmente utilizando diagramas de escalera o ecuaciones booleanas.

El SSPM (Sub-Sistema de Protección y Medición) es la interface entre el SICLE y los OPGs, relevadores de protección, localizadores de fallas y multi-medidores denominados colectivamente DEIs (Dispositivos Electrónicos Inteligentes). Tiene un concentrador que se encarga de enrutar las solicitudes del SSL en busca de información y/o para efectos de reconfiguración. También da servicio al "Canal Remoto" para que el personal responsable realice sus tareas de mantenimiento local o remotamente.

Todo esto debe hacerlo de una manera transparente por medio de Empaquetamiento/Desempaquetamiento de información de manera que sea posible utilizar los mismos programas de explotación que suministra el fabricante de cada dispositivo inteligente.

El concentrador entrega a nivel Inferior la información en un protocolo único (preferentemente DNP 4.0) para que sea tomado por los traductores de protocolo. Estos traductores realizan la conversión del DNP 4.0 nativo de cada DEI y

viceversa. Además de estos Sub-Sistemas, el fabricante debe proporcionar el equipo de pruebas necesario para:

- Simular a la estación maestra de cada protocolo de nivel superior.
- Simular al SSR en su totalidad.
- Monitorear el flujo de datos en ambos sentidos en los enlaces a nivel.
- Configurar al SICLE en su totalidad.

Por otro lado, la más reciente especificación del SICLE, y cuyo esquema se muestra en la figura 4.13 considera algunas modificaciones a los términos y la filosofía de funcionamiento del sistema.

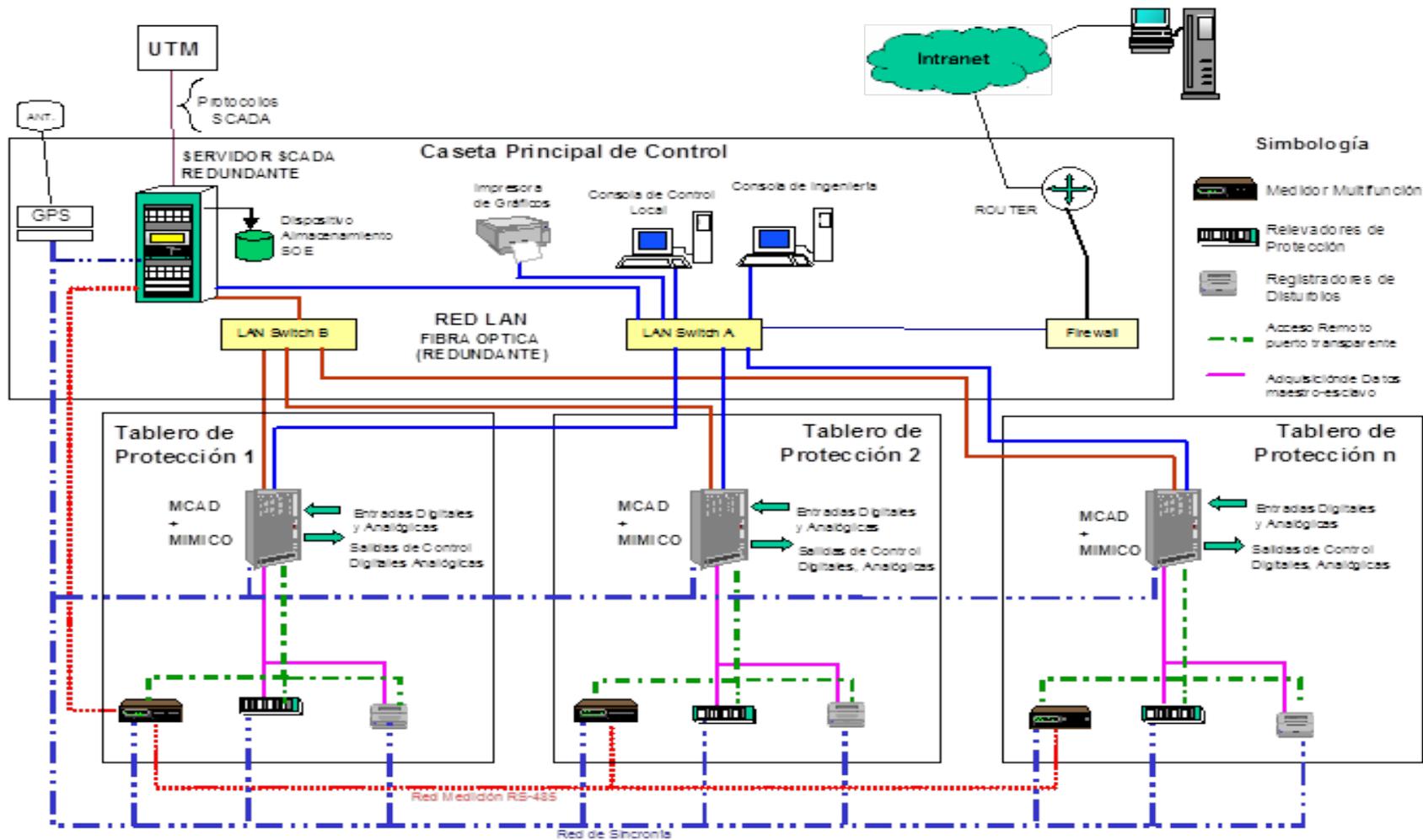


Figura 4.13 Diagrama general.

Las diferencias se enlistan a continuación:

- El SSL se llama ahora CCL (Consola de Control Local).
- El Concentrador del SSR se llama Servidor SCADA.
- Los Módulos Distribuidos son reemplazados por los MCAD (Módulos de Control y Adquisición de Datos).
- Todos los MCAD deben incluir mímico (Pantalla) miniatura con Touch Screen.
- La red Ethernet se encuentra ahora segmentada al utilizar LAN SWITCH en lugar de los antiguos HUB.
- La red LAN es redundante.
- Todos los Dispositivos integrados al SICLE deben estar sincronizados, ya sea mediante la LAN o por medio de una red exclusiva de sincronización.
- La funcionalidad de adquisición de datos y puerto transparente debe ser simultánea, para lo cual se puede utilizar uno o dos canales de comunicación.

Los modelos propuestos

Actualmente se están manejando varias propuestas para la implementación del SICLE:

- El Modelo SEPAC (SIMPAC)
- El Modelo SEPAC (SIMPAC)
- El Modelo HARRIS (D200)
- El Modelo HARRIS (D200 basado en D25)
- El Modelo SAINCO (SAITEL)

4.6 El modelo D200

Para cumplir con las especificaciones, el proveedor de equipo Harris presenta su arquitectura. Figura 4.14, página siguiente.

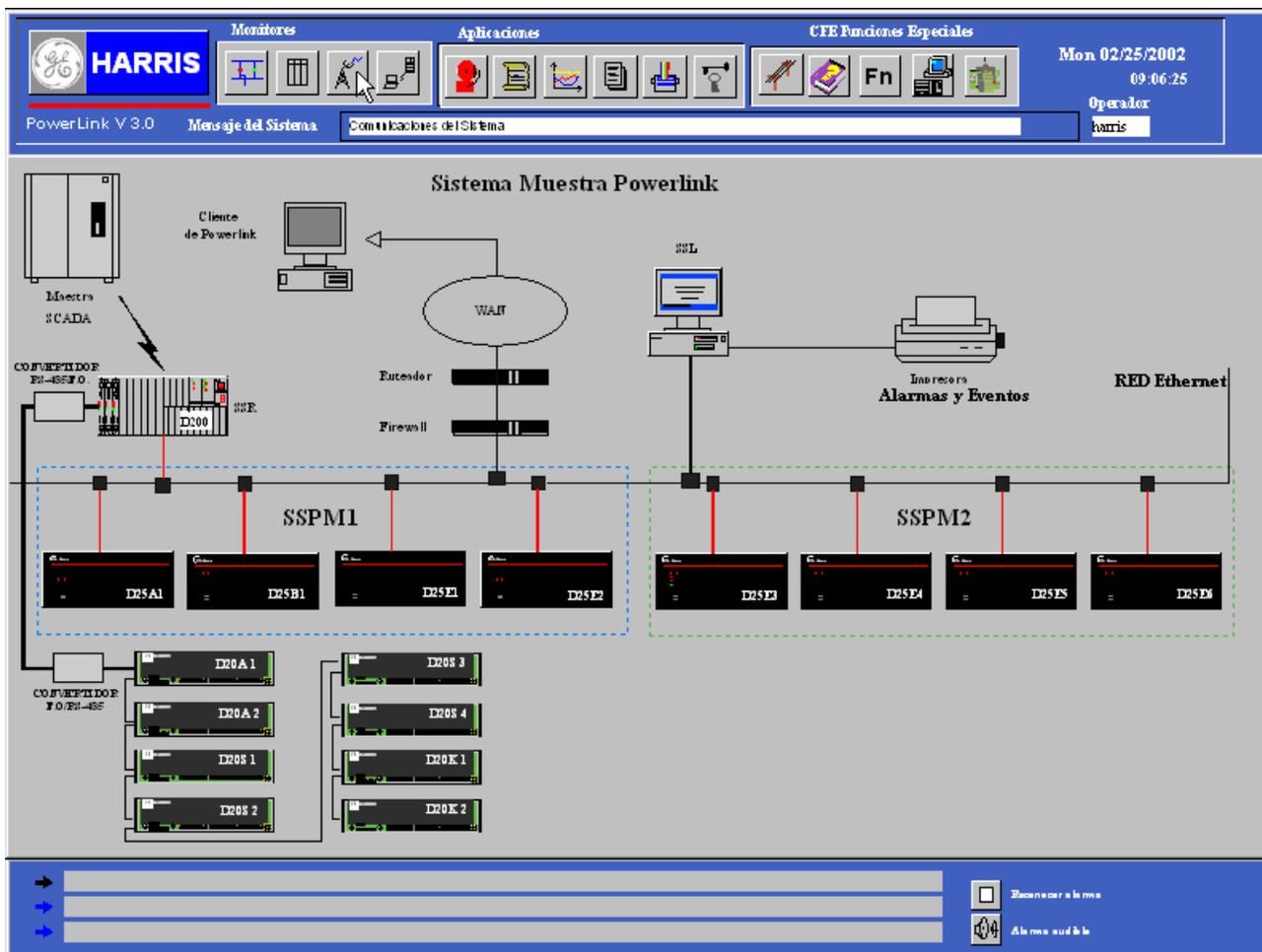


Figura 4.14 modelo D200

En la figura anterior podemos observar que las entradas y salidas al campo pueden hacerse a través de Módulos D20 o D25, que incluyen Entradas/Salidas normales y aceptan también entradas directas de TP's y TC's, además de contar con puertos seriales para integración de DEI y uno o dos puertos de red 10/100 Base T. Algunos modelos de D25 incluyen también la pantalla miniatura tipo Touch Screen.

El Módulo D200 se encarga de concentrar la información proveniente de los módulos D20 y D25, y de cualquier DEI que pudiera estar conectado directamente a alguno de sus propios puertos seriales. Figura 4.15 y 4.16, página siguiente.

- Recibe también la señal de sincronía del GPS, e intercambia información con las Estaciones Maestras.
- Cuando los protocolos utilizados son orientados a Byte, la salida es directa de los Puertos Seriales.
- Cuando son orientados a bit se utilizan Convertidores de Protocolo Externos.

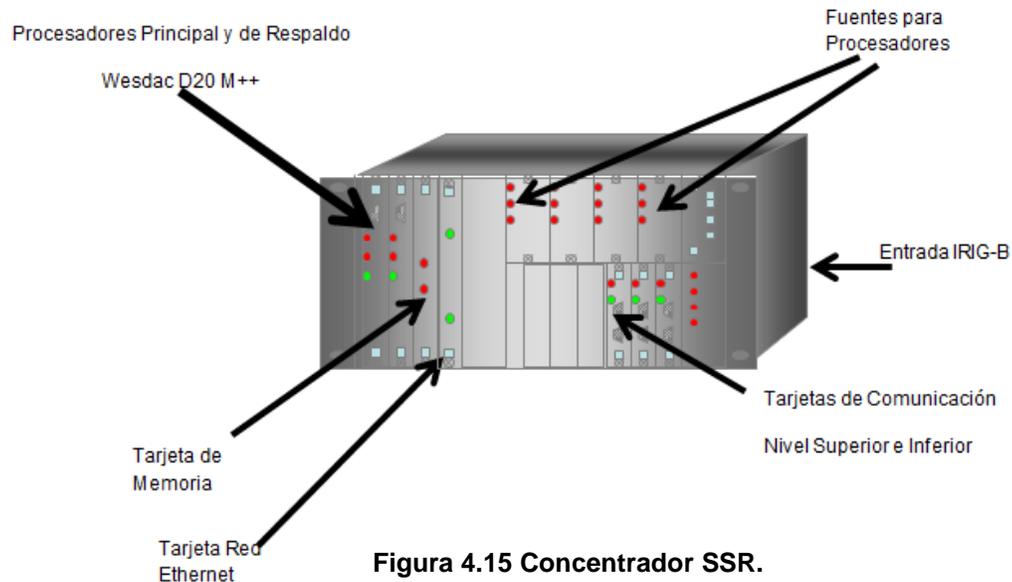


Figura 4.15 Concentrador SSR.

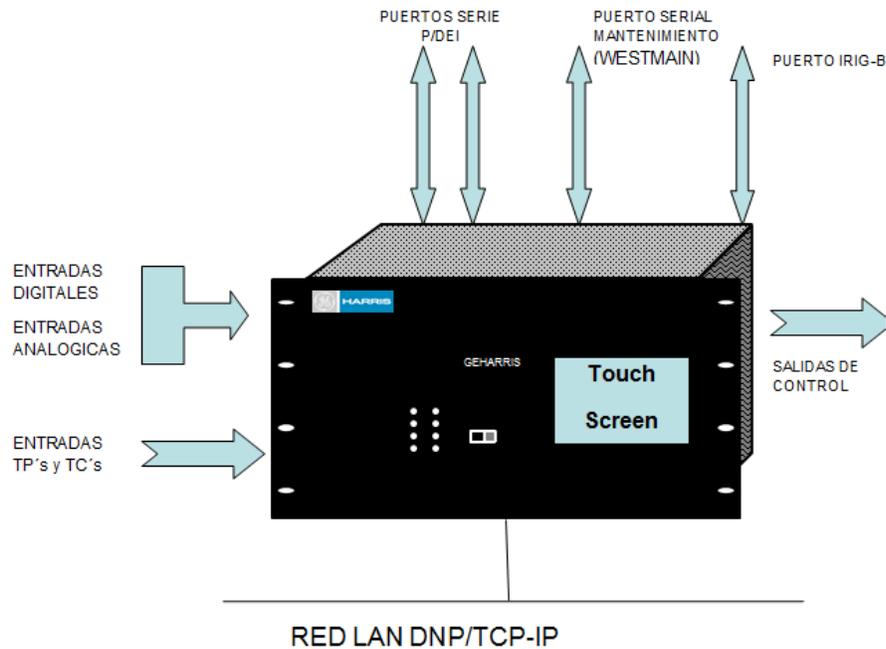


Figura 4.16 Módulo Harris D25

El SSL corre sobre la plataforma Windows y la Interface Hombre Máquina está a cargo de la aplicación Power Link v4.0, con lo cual se permite al usuario explotar la información del sistema, tanto de manera local como desde un sitio remoto a través de la Intranet. El esquema de conectividad hacia el exterior es por medio de una red virtual (VLAN) y una aplicación llamada Web Client.

4.7 Generalidades para el transporte de las señales a través de fibra óptica

El objetivo principal de la automatización industrial consiste en gobernar la actividad y la evolución de los procesos sin la intervención continua de un operador humano.

SCADA, permite supervisar y controlar las distintas variables que se encuentran en un proceso o planta determinada. Para ello se deben utilizar distintos periféricos, software de aplicación, unidades remotas, sistemas de comunicación, los cuales permiten al operador, mediante la visualización en una pantalla de computador, tener el completo acceso al proceso.

Por eso la importancia de la fibra óptica, ya que es un medio de transmisión empleado habitualmente en redes de datos; un hilo muy fino de material transparente, vidrio o materiales plásticos, por el que se envían pulsos de luz que representan los datos a transmitir. La fuente de luz puede ser láser o un LED y cuenta con alta velocidad y soporte en transferencia de datos.

La comunicación óptica es cualquier forma de comunicación que utiliza la luz como medio de transmisión.

Un sistema óptico de comunicación consiste de un transmisor que codifica el mensaje dentro de una señal óptica, un canal que transporta la señal a su destino, y un receptor que reproduce el mensaje desde la señal óptica recibida.

4.7.1 Generalidades de la fibra óptica

- Luz como portadora de información.
- Fabricada de cristal de silicio. Revestimiento de cristal ligeramente diferente.
- Tamaño en micrones [μm] , millonésima de un metro
- Cable/cubierta, 62.5/125 [μm]

4.7.2 Propagación

Luz utilizada: Infrarroja o Ultravioleta (visible o invisible) y solo es adecuada a ciertas frecuencias.

Los transmisores en las líneas de fibra óptica son generalmente LED's o diodos láser. La luz infrarroja es la más utilizada en estas redes, ya que se transmite con menos atenuación y dispersión. Para codificar la señal se utiliza comúnmente modulación de la intensidad, aunque se ha demostrado en pruebas de laboratorio que se puede modular la fase y la frecuencia.

- La atenuación de la señal varía con la longitud de onda.
- Las longitudes de onda (λ) - 850 [nm] y 1300 [nm], son las más utilizados debido a su baja atenuación.

4.7.3 Generalidades del ancho de banda (BandWidth)

- Velocidad de la luz /Vacío : 300,000,000 m/s
- Velocidad de la luz /Cristal : 200,000,000 m/s

Ancho de banda común en cable de F.O. tipo Monomodo:

- 100 GHz por Kilometro: [100 GHz - Km]

Ancho de banda común en cable de F.O. tipo Multimodo:

- 500 MHz por Kilometro: [500 MHz - Km]

Relación para la transmisión:

- Frecuencias bajas – Distancias mayores.
- Frecuencias altas – Distancias menores.

Por lo tanto, a 500 MHz la señal puede ser transmitida sobre un Kilómetro de distancia.

4.7.4 Modos de transmisión

Modos de transmisión o señalización: Monomodo y Multimodo

- Modo: Relacionado con el número y variedad de la longitud de onda. Describe la ruta de propagación de un rayo de luz de una F.O.
- A mayor diámetro del núcleo. Los rayos entran en diferentes ángulos, respecto al eje central. Reflejados siguen un patrón de ZIG – ZAG y también hay rayos paralelos al eje.
- Multimodo: Varios rayos, Diferentes modos.
- A menor diámetro del núcleo. Permiten que rayos casi paralelos al eje entren.
- Monomodo: Una frecuencia de luz.

Fibra monomodo

- El tamaño habitual de una Fibra es de 8/125 [μm].
- La fuente de luz LASER (Light Amplification by Stimulated Emission of Radiation) es generado por un “DIODO LASER”, semiconductor.
- La distancia máxima para un enlace es de 20 Km.

Fibra multimodo

- El tamaño habitual de una Fibra es de 50 ó 62.5/125 [μm].

- La fuente de luz LED (Led Emitting Diode), la distancia máxima de enlace (62.5/125 [μm]) para una distancia de 3 Km.
- Existen 2 tipos de fibra Multimodo. Los distingue el índice de refracción.
 - STEP INDEX
 - ✓ STEP INDEX (Índice Escalonado)
 - ✓ Cambio abrupto en el índice de Refracción entre el núcleo y el revestimiento.
 - ✓ Actualmente en desuso debido a alta atenuación.
 - ✓ ± 30 dB /Km, Las fibras fabricadas en Vidrio.
 - ✓ ± 100 dB /Km, Las fibras fabricadas en Plástico.
 - GRADED INDEX
 - ✓ GRADED INDEX (Índice Gradual)
 - ✓ En este tipo de fibras la refracción decrece gradualmente, desde el centro del núcleo hacia la frontera del revestimiento.
 - ✓ Por lo tanto, cuenta con poca dispersión entre los diferentes modos de propagación.

4.7.5 ISO / IEC 11801

- OM1. Fibra Multimodo con núcleo de vidrio y 62.5 [μm] de diámetro. Ancho de Banda de 200 MHz y atenuación de 4.5 dB en longitud de onda [λ] de 850 nm.
- OM2. Fibra Multimodo con núcleo de vidrio y 50 [μm] de diámetro. Ancho de Banda de 200 MHz. Atenuación de 4.5 dB en Longitud de onda [λ] 850 nm.
- OM3. Fibra Multimodo Optimizada con núcleo de vidrio y 50 [μm] de diámetro. Ancho de Banda de 1500 MHz y atenuación de 4.5 dB en Longitud de onda [λ] 850 nm.
- OM4. Estándar utilizado por TIA (Telecommunications Industry Association) pero sin adoptar aún por ISO (International Organization for Standardization).

- Fibra Multimodo Optimizada con núcleo de vidrio. Ancho de Banda de 10 Gigabit Ethernet para distancias de hasta 550 Mts.
- El Fast Ethernet provisto de un ancho de banda 10 veces mayor y nuevas características tales como transmisión Full-Duplex y auto negociación. Se estableció Ethernet como una tecnología escalable.
- El nuevo estándar Gigabit Ethernet será compatible completamente con las instalaciones existentes de redes Ethernet. Reteniendo el mismo método de acceso CSMA/CD, soportará modos de operaciones como Full-Duplex y Half-Duplex. Inicialmente, soportará fibra mono-modo y multi-modo y cable coaxial short-haul.
- Al comienzo, Gigabit Ethernet es aceptada para ser empleada como backbone en redes existentes. Pueden ser usadas para agregar tráfico entre clientes y "server farms" e interconectando switches Fast Ethernet, estos pueden ser usados para interconectar workstation y servidores de aplicaciones de alto ancho de banda, tales como imágenes médicas o CAD.

4.7.6 Alianza gigabit ethernet (GEA)

La alianza representa un esfuerzo de multi-vendor para proveer sistemas abiertos e inter-operables de productos Gigabit Ethernet. Los objetivos de la alianza son:

- Ser una extensión de soporte para las redes existentes Ethernet y Fast Ethernet que requieren la demanda de un mayor ancho de banda.
- Proponer el desarrollo de técnicas para la inclusión en el estándar.
- Establecer pruebas de procedimientos y procesos de inter-operabilidad.
- La capa física de Gigabit Ethernet está formada por un mixto o híbrido entre las tecnologías Ethernet y la Especificación de Canales por Fibra ANSI X3T11. Gigabit Ethernet acepta finalmente 4 tipos de medios físicos, los cuales son definidos en 802.3z (1000Base-X) y 802.3ab (1000Base-T).

- **1000Base-X** En el estándar 1000Base-X la capa física es el Canal de Fibra. El Canal de Fibra es una tecnología de interconexión entre workstation, computadora y dispositivo de almacenamiento de información y periféricos. El Canal de Fibra tiene una arquitectura de 4 capas. La más baja tiene 2 capas FC-0 (Interfaz y Medio) y FC-1 (Codificador y Decodificador), estas son usadas en Gigabit Ethernet. Hay 3 tipos de medios de transmisión que son incluidos en el estándar 1000Base-X:
 - **1000Base-SX:** usa una fibra multi-modo, 850 nm.
 - **1000Base-LX:** puede ser usada tanto mono-modo y multimodo, 1300 nm.
 - **1000Base-CX:** usa un cable par trenzado de cobre (STP).

Distancias soportadas por los distintos tipos de cable:

- **100Base-T** El estándar 1000Base-T de Gigabit Ethernet emplea como medio de transmisión un cable UTP, usando 4 pares de líneas de categoría 5. La Capa MAC de Gigabit Ethernet usa el mismo protocolo de Ethernet CSMA/CD. La máxima longitud del cable usado para interconectar las estaciones está limitado por el protocolo. Si dos estaciones detectan el medio desocupado y comienzan la transmisión ocurrirá una colisión. Ethernet tiene una trama mínima de 64 bytes, la razón de tener un tamaño mínimo es para prever que las estaciones completen la transmisión antes de que el primer bit sea detectado al final del cable, donde este puede chocar con otra. Sin embargo, el tiempo mínimo de detección de colisión es el que toma una señal en propagarse de un extremo a otro del cable. Es llamado Slot Time or Time Slot, que es el número de bytes que pueden ser transmitidos en un Time Slot. En Ethernet el Slot Time es de 64 bytes, la longitud mínima de trama).
La longitud máxima de un cable en Ethernet es de 2.5 Km (con un máximo de 4 repetidores). Como la tasa de bit incrementa la velocidad de transmisión. Como resultado, si el mismo tamaño de la trama y la longitud del cable se mantienen, entonces la estación puede también transmitir una trama a gran velocidad y no detectar una colisión al final del otro cable.

Entonces, una de las siguientes cosas se deben hacer: (i) Mantener una longitud máxima del cable e incrementar el time slot (y por eso, un tamaño mínimo en la trama) o (ii) Mantener un mismo Time Slot y decrementar la longitud del cable o ambos. En Fast Ethernet la longitud máxima del cable es reducida a 100 metros, dejando el tamaño de la trama en mínimo e intacto. Gigabit Ethernet mantiene los tamaños mínimos y máximos de las tramas de Ethernet. Desde que Gigabit Ethernet es 10 veces más rápida que Fast Ethernet mantiene el mismo tamaño del slot y la máxima longitud del cable deberá ser reducida a 10 metros, el cual no es muy usado. En lugar de ello, Gigabit Ethernet usa un gran tamaño del slot, siendo de 510 bytes. Para mantener la compatibilidad con Ethernet, el mínima tamaño de la trama no es incrementado, pero el "Carrier Event" es extendido. Si es más corta que 512 bytes, entonces agregamos símbolos de extensiones. Hay símbolos especiales, los cual no sucede en la carga útil o de valor

- **OM1 y OM2.** Son ideales para utilizar con transmisores LED, para 10 Mbps y 1000 Mbps.
- **OM4.** Para utilizar con transmisores LASER /Últimamente se impone. Fibra Multimodo Optimizada para LASER(LOMMF), diseñada para VCSEL´s(Vertical Cavity Surface Emmiting LASER´S.). Longitud de onda[λ] 850 nm, 10 GbE para distancias sobre 300 Mts.
- **Criterios generales de equipamiento.** Conductor, conectores, protocolo de comunicación, transeptor de luz, hardware involucrado y configuración.

4.8 Elección de la fibra

Factores:

- Velocidad de transmisión
- Atenuación del enlace
- Medio ambiente
- Tipos de fibras
- Equipamiento disponible

- Conectores Ópticos
- Empalmes
- Normas
- Otros: Ruta por donde pasará el cable (importante considerar)

Lo cual es simplificado si se siguen las instrucciones de fabricante y equipamiento. Tabla 4.9 y 4.10

Tabla 4.9 tipos de cable y distancia

Cable Type	Distance
Single-mode Fiber (9 micron)	3000 m using 1300 nm laser (LX)
Multi mode Fiber (62.5 micron)	300 m using 850 nm laser (SX) 550 m using 1300 nm laser (LX)
Multi mode Fiber (50 micron)	550 m using 850nm laser (SX) 550 m using 1300 nm laser (LX)
Short-haul Copper	25 m

Tabla 4.10 Elección del cable

1^{er} Decisión ¿Monomodo o Multimodo?	
Ventajas Monomodo:	Mayor Ancho de Banda <ul style="list-style-type: none"> • Ideales para enlaces a larga distancia • Atenuación más baja que la Multimodo • Más económicos • Longitud de onda[λ], de 1310 y 1550 nm. • Generalmente para distancias por encima de 2 Km
Ventajas Multimodo:	Distancias debajo de 2 Km, se adapta mejor <ul style="list-style-type: none"> • Longitud de onda[λ], de 850 y 1310 nm. • El Ancho de banda depende de su longitud • Equipamiento óptico más económico pero el cable de fibra más caro. • Longitud de onda[λ], de 1310 y 1550 nm • En distancias cortas, el ahorro en equipo óptico, equilibra costos
La fibra de tamaño (62.5/125 [μm]), es considerada estándar para las comunicaciones:	<ul style="list-style-type: none"> • LAN • ETHERNET • TOKEN RING • FDDI

La segunda decisión para elegir nuestro cable de fibra es la velocidad a la que se deseará trabajar. Tabla 4.11. Página siguiente

Tabla 4.11 relación Núcleo - Velocidad – Tiempo

2 ^{da} Decisión				
VELOCIDAD DE TRABAJO [Mbps]	MULTIMODO 62.5/125 [µm]	MONOMODO 50/125 [µm]	10 G 50/125 [µm]	MONOMODO 9/125 [µm]
10/100	2 Km	2Km	2 Km	N Km
1,000	275 m	550 m	1 Km	N Km
10,000	33 m	82 m	300 m	N Km

Tabla 4.12 Instalación del cable

3 ^{er} Decisión	
¿Dónde será instalado el cable?	<ul style="list-style-type: none"> • En ductos PVC o Metal • Instalación Aérea o Enterrada
Cable para interiores	<ul style="list-style-type: none"> • Se utilizan generalmente para la distribución o expansión de una red. • Va de un edificio a otro
Y se debe considerar:	<ul style="list-style-type: none"> • Ductería: PVC, Metálico, Concreto. • Registros: Tensión, Cable Slack

- **Cable para exterior ADSS.** (All Dielectric Self-Supported). Cables Ópticos Auto-sustentados Totalmente Dieléctricos.
Son cables de Fibra Óptica para tendidos aéreos en sus distintas conformaciones, pero en especial aquellos que pueden ser instalados en líneas de Alta Tensión. Se han destacado para sistemas aptos para la transmisión de comunicaciones.
 - Cable completamente dieléctrico, su armadura especial cubre varios vanos.
 - Línea de Alta Tensión a la altura de las crucetas
 - Elimina mensajero (solución para grandes distancias).
 - 64 Fibras máximo.

- SPAN (vano) que puede cubrir el cable son de hasta 1,000 mts.
- Apto para trabajar en LT's de 500 kV's.
- Pues trabajar en Líneas de Transmisión y distribución
- En ductos metálicos o PVC.
- Su construcción en tubos holgados permite a las fibras permanecer libre de esfuerzos en su rango de operación
- Es de fácil instalación y reduce los costos.
- **Cable exterior dieléctrico**
 - Aislamiento dieléctrico normal.
 - Tamaño optimizado (pocas fibras).
 - Último enlace óptico de las redes
 - Reduce el peso por Km y facilita la instalación (92 Kg por Km).
 - Puede eliminar la interferencia.
 - Su protección contra humedad: FORTEX o Gel.
 - Versátil en espacios reducidos.
 - Sistema LASH: Se puede utilizar tanto en ductería metálica como PVC
 - Se recomienda registro cada 50 mts para evitar dañar el cable con tirones
 - El radio de curvatura y tensión máxima dependen del fabricante.
- **Cable de fibra óptica exterior**
 - Cable dieléctrico y soporte (mensajero) metálico unidos por PVC
 - Para instalaciones de tendido aéreo, con vanos cortos: solución muy económica
 - Fácil instalación
 - Gel lo protege de humedad
 - Máximo 288 fibras: SPAN: 1.70 mts.
 - Bajo costo de los accesorios de instalación
 - Solo líneas de distribución, debido al mensajero
 - Ductos metálicos o PVC: aéreo o ductería subterránea
 - Chaqueta de polietileno.

- **Cable de fibra óptica exterior mini**
 - SPAN: 60 mts.
 - Sin cubierta de armadura.
 - Diámetro de cable muy pequeño.
 - Fibra Óptica Interior = Tamaño del Buffer : 900 micras.
 - Fibra Óptica Exterior = Tamaño del Buffer : 250 micras.
- **Componentes de la fibra**
 - Conectores, tipos de emisor de haz de luz.
 - Conectores: Se encarga de conectar las líneas de fibra a un elemento, puede ser un transmisor o un receptor.
- Ejemplos de conectores/uso
 - **FC**: Transmisión de datos y telecomunicaciones
 - **FDDI**: Redes de Fibra Óptica
 - **LC y MT-Array**: Transmisiones de alta densidad de datos.
 - **SC y SC-DUPLEX**: Transmisión de datos.
 - **ST**: Redes de edificios y sistemas de seguridad.
- **Emisores**
 - **LED**: Trabaja de 50 a 100mA, velocidad lenta, tiempo de vida grande y es barato.
 - **LASERS**: 5 A 40 mA, muy rápidos, trabaja con ambas fibras ópticas, tiempo de vida largo aun que es mayor la del led, son baratos.
- **Conversores**
 - Luz: señales ópticas a señales eléctricas, el fotodetector debe poseer alta sensibilidad óptica, poco ruido autogenerado y 2 tipos PIN y avalancha APD.
 - Detector PIN: el detector más utilizada en los sistemas de comunicación óptica. Es relativamente fácil de fabricar, altamente fiable, tiene bajo ruido y es compatible con circuitos amplificadores de tensión. Además es sensible a un gran ancho de banda debido a que no tiene mecanismo de ganancia.

- **Sistemas básicos de fibra óptica**

- **Dos factores importantes en los enlaces de fibra óptica**

- Pérdidas totales del enlace. Incluye: conectores, empalmes, atenuación, curvaturas.
 - Máximo ancho de banda del propio enlace.

Régimen limitado por las propiedades del equipo óptico y por los parámetros de las fibras ópticas.

- La fibra óptica otorga mayor ancho de banda para la transmisión de señales SCADA.
- Ahorro en el material por su alto costo en cable de cobre.
- Mejor organización de conductor en trincheras o ductos.
- Inmune a interferencias por inducción electromagnética (ruido).
- Abre posibilidad de ampliación a futuro.
- Su función principal es transmitir señales de protección de la infraestructura en instrumentación y la plataforma de comunicaciones, protección y control dentro de una subestación eléctrica de potencia.
- Siguen vigentes todos los principios de la teoría del control supervisorio tradicional, pero se destacan las ventajas que se obtienen al integrar todos los equipos inteligentes instalados en las subestaciones. Ahora en un solo sistema de información y control:
 - La totalidad de las funciones de un sistema de Control Supervisorio tradicional (monitoreo y control remoto de subestaciones) son solamente un sub-conjunto de las funciones del SICLE.
 - Se tiene adicionalmente la función de Registro o Secuencia de Eventos con una resolución de 1 miliseg.
- Se reduce el uso de transductores para la supervisión de mediciones porque los Multi-medidores realizan esta labor más eficiente. Además, al tener una sola fuente de información para las mediciones, se evitan las diferencias entre las lecturas en la Estación Maestra y los Medidores Locales. Sobre este particular, es importante no perder de vista una de las

características más importantes del control supervisorio, y que es la de TIEMPO REAL. Por ello, se debe cuidar que la información de carácter operativo siempre esté disponible para el usuario sin retardos, ya que se corre el riesgo de causar confusiones al operador.

A continuación un ejemplo, En el caso en que se abre un interruptor y la señalización del cambio de estado es instantánea, pero la medición asociada a esa línea tardara en refrescarse, en un tiempo de un minuto a causa de que la adquisición es por medio de exploración cíclica de un gran número de medidores, en este caso, el operador estará viendo el interruptor abierto pero también observará que la carga no se ha interrumpido, creando dudas respecto a que si en realidad se abriría el interruptor.

Las UTR's utilizadas en el SICLE incluyen también la función PLC y con esto se pueden lograr automatismos que anteriormente se realizaban con esquemas de relevadores. Esto también facilita las modificaciones a la lógica del automatismo ya que casi todos los cambios se hacen en software.

Los equipos de Protección se integran al SICLE (OPG's, Relevadores.) y es posible configurarlos así como adquirir los datos de las fallas remotamente sin tener que trasladarse al sitio.

Las diferentes opciones utilizadas para la implementación del SICLE son:

- El SIMPAC de la Compañía SEPAC
- El D-200 de la Compañía HARRIS
- El SAITEL de la Compañía TELVENT

En la figura 4.17 se muestra un prototipo SICLE.

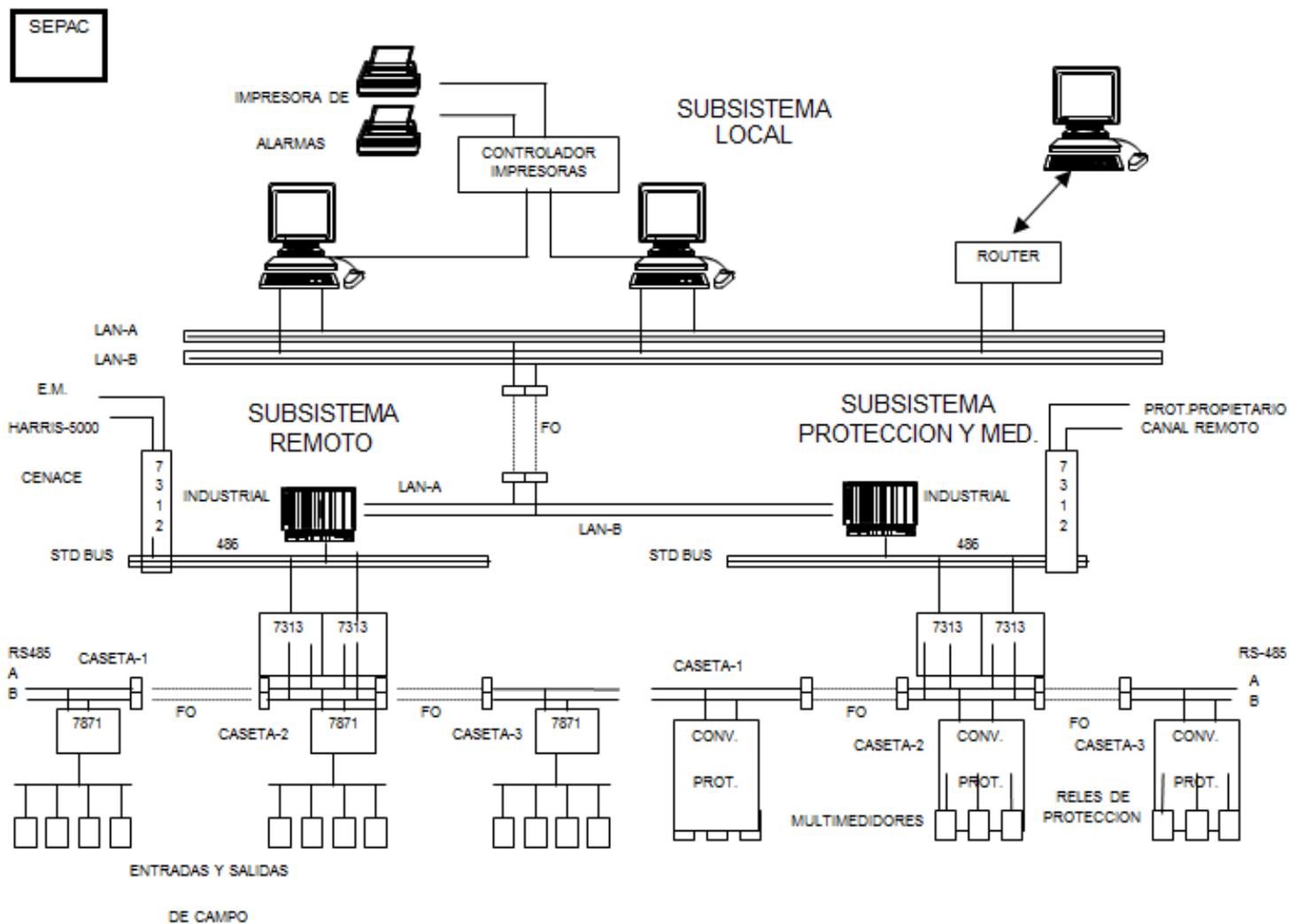


Figura 4.17 Presentación del sicle prototipo simpac.

4.9 Sistema SCADA convencional

En las figuras 4.18 a 4.24 se muestra La transición de un sistema SCADA con cable de cobre hacia un sistema de información y control local de estación con fibra óptica como medio de transporte.



Figura 4.18 Interfaz hombre-maquina.



Figura 4.19 Unidad Terminal Remota.

PANEL GENERAL DE MEDICIONES

LT - 93E70 SNG	0.06 MW	CD - TYA 20X	148.64 AMP
LT - 93E70 SNG	-9.78 MW/R	CD - TYA 21	132.55 AMP
LT - 93E50 AGU	-41.35 MW	CD - TYA 23	124.63 AMP
LT - 93E50 AGU	-0.04 MW/R	CD - TYA 25	135.17 AMP
T 01 230-23	-23.12 MW	CD - TYA 27	68.37 AMP
T 01 230-23	3.08 MW/R	CD - TYA 29	7.04 AMP
T 02 230-23	0.00 MW	CD - TYA 21X	7.04 AMP
T 02 230-23	0.00 MW/R	CD - TYA 22	-130.00 AMP
T 03 230-23	-17.13 MW	CD - TYA 24	131.27 AMP
T 03 230-23	-4.05 MW/R	CD - TYA 26	72.67 AMP
BARRAS 01 230	231.75 KV	CD - TYA 28	123.45 AMP
BARRAS 02 230	231.44 KV	CD - TYA 22X	5.07 AMP
LT - 73C0 REF	0.00 MW	CD - TYA 24X	4.78 AMP
LT - 73C0 REF	0.00 MW/R	T 01 23	22.53 KV
LT - 73C20 CDS	0.00 MW	T 03 23	22.43 KV
LT - 73C20 CDS	0.00 MW/R	T 02 23	0.00 KV
LT - 73C70 INM	0.00 MW	CP 01	0.03 MW/R
LT - 73C70 INM	0.00 MW/R	CP 02	0.00 MW/R

SECC 230KV SECC 051V SECC 231V ALARMAS

Figura 4.20 Panel general de mediciones (con retardo de 12s. Para actualización).

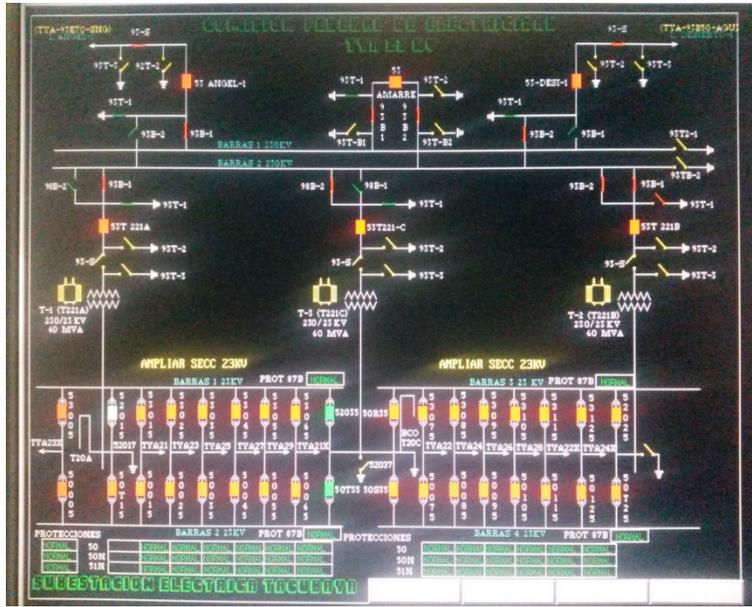


Figura 4.21 Diagrama de estados (con retardo de 12s. Para actualización).



Figura 4.22 Ejecución de mandos (con retardo en la actualización de estado).

4.10 Sistema SICLE

En las figuras 4.25 a 4.30 se muestra el sistema SICLE



Figura 4.25 Control de ingeniería.



Figura 4.26 Subsistema remoto.

Mediciones Analógicas					
Inst.	Equipo	Indice	Descripción	Valor Actual	Unidad
TYA	TYA	0	LT-93E70 SNG MW .ul	-1.668	MW
TYA	TYA	1	LT-93E70 SNG MVAR .ul	-9.683	MVAR
TYA	TYA	2	LT-93B50 AGU MW .ul	-37.816	MW
TYA	TYA	3	LT-93B50 AGU MVAR .ul	0.442	MVAR
TYA	TYA	4	T 01 230/23 MW .ul	-22.778	MW
TYA	TYA	5	T 01 230/23 MVAR .ul	3.295	MVAR
TYA	TYA	6	T 02 230/23 MW .ul	0.001	MW
TYA	TYA	7	T 02 230/23 MVAR .ul	0.001	MVAR
TYA	TYA	8	T 03 230/23 MW .ul	-17.124	MW
TYA	TYA	9	T 03 230/23 MVAR .ul	-4.046	MVAR
TYA	TYA	10	B 01 230 KV .ul	232.954	KV
TYA	TYA	11	B 02 230 KV .ul	232.345	KV
TYA	TYA	12	LT-73C10 REF MW .ul	0.001	MW
TYA	TYA	13	LT-73C10 REF MVAR .ul	0.001	MVAR
TYA	TYA	14	LT-73C20 CDS MW .ul	0.001	MW
TYA	TYA	15	LT-73C20 CDS MVAR .ul	0.001	MVAR
TYA	TYA	16	LT-73C70 INM MW .ul	0.001	MW
TYA	TYA	17	LT-73C70 INM MVAR .ul	0.001	MVAR
TYA	TYA	18	FT .ul	0.002	V
TYA	TYA	19	FT .ul	0.002	V
TYA	TYA	20	CD-TYA 23X AMP .ul	137.572	AMP
TYA	TYA	21	CD-TYA 21 AMP .ul	126.236	AMP
TYA	TYA	22	CD-TYA 23 AMP .ul	121.307	AMP

38 registro(s) ordenados por: Instalación | Equipo | Índice DNP » Impresión: 16/05/2014 04:05:58 a.m.

Figura 4.27 Mediciones analógicas (con retardo de 1 ms).

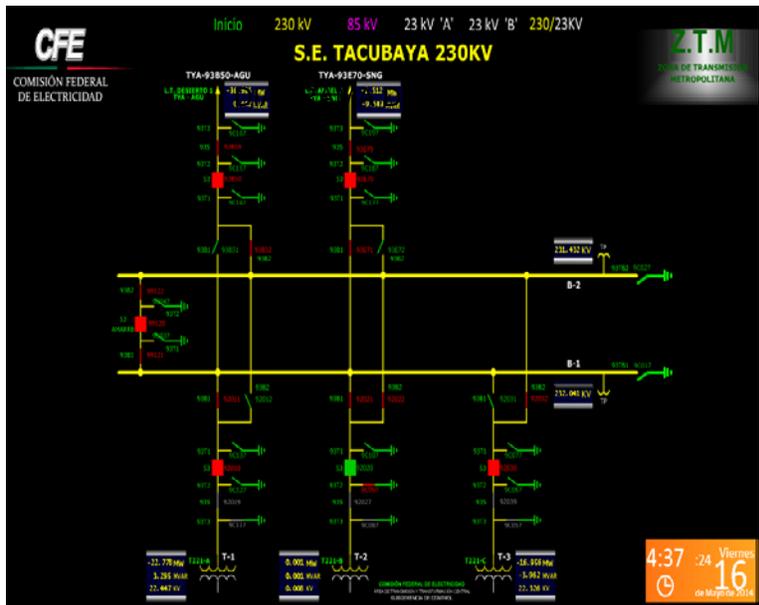


Figura 4.28 Seccionado para cada nivel de tensión y mediciones analógicas (con retardo de 1 ms).



Figura 4.29 Monitoreo de equipos (sin necesidad de trasladarse a campo).

Eventos

Muestra los eventos ocurridos en las instalaciones monitoreadas. Seleccione los filtros deseados y presione el botón "Listar" para ver el reporte.

Subárea

Instalación

Fecha y hora inicial

Hr Min

Fecha y hora final

Hr Min

Descripción

Ordenamiento
 Ascendente Descendente

Refrescar automáticamente cada 30 segundos

Figura 4.30 Registro de eventos.

De esta manera, la velocidad de transferencia de datos que otorga la fibra óptica, mediante el sistema de información y control local de estación, beneficia con una mayor confiabilidad al sistema eléctrico de potencia. Entiéndase por confiable: “al aseguramiento de transmisión de energía eléctrica para contribuir a la prestación confiable y de calidad del servicio público de energía eléctrica, manteniendo en condiciones óptimas de operación la red eléctrica de potencia”, la cual es otorgada reduciendo la diferencia de tiempo entre la señalización, operación y control con los estados físicos reales.

Un sistema confiable otorga facilidad en la toma de decisiones, y su comunicación estandarizada con señales SCADA deja abierta la posibilidad de ampliación y mejora de los sistemas de control de supervisión actuales.

Conclusiones

SCADA es un sistema basado en computadoras que permite supervisar y controlar a distancia una instalación de cualquier tipo. A diferencia de los sistemas de control distribuido, capaces de realizar las acciones de control en forma automática, el lazo de control es generalmente cerrado por el operador. Hoy en día es fácil hallar un sistema SCADA realizando labores de control automático en cualquiera de sus niveles, aunque su labor principal sea de supervisión y control por parte del operador.

Con el desarrollo de este proyecto, la empresa suministradora de energía eléctrica cuenta con un sistema SCADA con tecnología abierta y propietaria, para realizar las operaciones de monitoreo y control de las redes de distribución y subestaciones desde un centro de operación y control de distribución. La empresa tiene los derechos de uso y distribución del prototipo y puede implantarlo en los centros de control que lo requieran.

La función principal del sistema SCADA es transmitir señales de protección de la infraestructura en instrumentación y la plataforma de comunicaciones, protección y control dentro de una subestación eléctrica de potencia.

Siguen vigentes todos los principios de la teoría del control de supervisión tradicional, pero se destacan las ventajas que se obtienen al integrar todos los equipos inteligentes instalados en las subestaciones, ahora en un solo sistema de información y control.

La totalidad de las funciones de un sistema de control supervisorio tradicional (monitoreo y control remoto de subestaciones) son solamente un subconjunto de las funciones del SICLE. Se tiene adicionalmente la función de registro o secuencia de eventos con una resolución de 1 miliseg.

Se reduce el uso de transductores para la supervisión de mediciones porque los multimedidores realizan esta labor más eficiente. Además, al tener una sola fuente de información para las mediciones, se evitan las diferencias entre las lecturas en la estación maestra y los medidores locales. sobre este particular, es importante no perder de vista una de las características más importantes del control supervisorio, y que es la de tiempo real. Por ello, se debe cuidar que la información de carácter operativo siempre esté disponible para el usuario sin retardos, ya que se corre el riesgo de causar confusiones al operador.

Glosario

A/D (ANALOGICO/DIGITAL) El término A/D se utiliza para abreviar el término de conversión analógico/digital.

AGC (De las siglas de su definición en idioma Inglés: "Automatic Generation Control") Paquete de programación y equipamiento encargado de desarrollar la función de control automático de generación (CAG), para el control de unidades generadoras distribuidas a lo largo de un sistema eléctrico.

ANSI (De las siglas de su definición en idioma Inglés: "AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE") Organización no gubernamental, que se dedica al desarrollo y publicación de estándares para uso voluntario en los EUA. Inglaterra tiene una organización equivalente llamada BSI (BRITISH STANDARD INSTITUTE).

BIT (De su definición en idioma Inglés: "BIT") Es la unidad básica de informática para cualquier proceso digital con posibilidad de dos estados 0 (ausencia), 1 (presencia).

BSD (De las siglas de su definición en idioma Inglés: " BERKELY SOFTWARE DISTRIBUTION UNIX ") Versión de UNIX desarrollada en la Universidad de Berkeley. Cubre los aspectos de redes, cambios de redes, cambios de tarea y nombre de archivos mayores (de 14 a 255 caracteres).

BYTE (De su definición en idioma Inglés "BYTE") Unidad de información utilizada para establecer agrupamiento de la unidad básica BIT. Generalmente 8 bits.

CENTRO DE CONTROL Es la entidad de la COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD encargada de la supervisión y telecontrol de

las instalaciones eléctricas. Por su importancia y nivel de tensión supervisado existen varias subdivisiones (Nacional; Areas de Control; Subareas de Control)

CODIGO FUENTE Programas de software que no han sido compilados (esto es que están en formato texto en vez de binario ejecutable).

CONTACTO SECO Elemento auxiliar electricamente aislado del sistema que lo genera (Definición en idioma Inglés: "Dry Contact")

COS (De las siglas de su definición en idioma Inglés: "CORPORATION FOR OPEN SYSTEMS INTERNATIONAL"). Consorcio no lucrativo, fundado en 1986, el cual se dedica a asegurar la aceptación de una arquitectura mundial de tipo abierto en el área de redes, está formada por fabricantes y organizaciones de usuarios que proveen con el desarrollo, el servicio y el soporte a los sistemas que se regulan bajo los estándares internacionales, entre los cuales se incluyen OSI e ISDN.

CPU (De la definición original en idioma Inglés: "Central Processing Unit") Unidad de procesamiento central (UPC) cuya función es efectuar las funciones de un sistema de computo en forma ordenada. Componente del procesador principal del sistema.

CTS (De las siglas de su definición original en idioma Inglés) Listo para transmitir ("Clear To Send), forma parte del protocolo de comunicación entre dos dispositivos.

DESPLEGADOS Información a presentarse en un TRC o panel mímico que puede o no variar (Desplegados estáticos o dinámicos) y es representación gráfica y/o alfanumérica de la configuración y/o parámetros del sistema.

DIALOGO NO SIMULTANEO EN AMBOS

SENTIDOS (Definición en idioma Inglés: "HALF DUPLEX") Término de comunicaciones para referirse a enlace de datos o voz en ambos sentidos de manera no simultánea.

DIALOGO SIMULTANEO EN AMBOS

SENTIDOS (Definición en idioma Inglés: "FULL DUPLEX") Término de comunicaciones para referirse a enlace de datos o voz en ambos sentidos de manera simultánea.

ESTACION MAESTRA Conjunto de equipos, componentes y programación que conforman el sistema que gobierna la supervisión y telecontrol de instalaciones remotas (UTR's: Unidades Terminales Remotas") con procesamiento y obtención/transmisión de información y control en tiempo real.

FIRMWARE (Definición original del idioma Inglés) Se refiere a un programa que está almacenado en un circuito integrado de memoria (como EPROM).

HARDWARE (Definición original del idioma Inglés) Término general para definir los componentes que físicamente integran un sistema sin limitar función o aplicación.

IED (De las siglas de la definición original en idioma Inglés: "Intelligent Electronic Device") Dispositivo electrónico inteligente con una función específica como puede ser Medición, Protección, etc. y que está equipado con una interfase de comunicación.

IEEE (De las siglas de la definición original en idioma Inglés: "Institute of Electric and Electronic Engineering") Organización de membresía que agrupa a ingenieros, científicos y estudiantes encargada de establecimiento de normas en ingeniería eléctrica y electrónica; "Instituto de Ingeniería Eléctrica, y Electrónica".

INTERFASE (De la definición en idioma Inglés : "INTERFACE") Término general que define la interconexión entre dispositivos en forma local o a distancia, a través de líneas físicas o de algún otro medio de programación y/o comunicación.

INTERFASE GRAFICA DE USUARIO Es el software que crea un medio físico al usuario para interactuar con un sistema computacional y de aplicaciones, independientemente de la funcionalidad del programa de aplicación.

ISO (De las siglas de su definición en Inglés: "International Standards Organization "). Organización Internacional de Estandares. Es la que coordina todas las actividades relacionadas con estándares internacionales, incluyendo interconexión de sistemas abiertos para redes de diferentes proveedores.

LA COMISION La COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

LAN (De las siglas de la definición original en idioma Inglés: "Local Area Network")
Termino informatico que define los equipos y/o programación utilizados para la interconexión entre equipo de computo a nivel de un sistema físicamente reducido, comprendiendo instalaciones, oficinas, edificios, etc. "Red de Area Local".

LED (De las siglas en idioma Inglés: "LED")
Diodo emisor de luz ("Light Emiting Diode").

MAN (De las siglas de la definición original en idioma Inglés: "Metropolitan Area Network")
Termino informatico que define los equipos y/o programación utilizados para la interconexión entre equipo de computo a nivel de un sistema que abarca físicamente dentro de poblaciones o áreas metropolitanas a: sectores, viviendas, edificios, compañías, etc. "Red de Area Metropolitana".

MMI (De las siglas de la definición original en idioma Inglés: "Man Machine Interface")
Conjunto de equipos y/o programación que integran y procesan las funciones de operación, supervisión, diagnostico, etc. en interrelación de un sistema de procesamiento informatico y Operador del mismo. "Interfase Hombre-Máquina".

MODEM (De su definición Original en idioma Inglés: "Modulator/Demodulator")
Dispositivo por medio del cual un computadora puede mandar o recibir datos a través de una red de telecomunicaciones. Dispositivo de modulación - demodulación de datos para diferentes medios de comunicación.

NFS (De las siglas de su definición en idioma Inglés: "NETWORK FILE SERVICES")
Sistema de archivos, distribuido y creado por

la compañía SUN, el cual permite que gran cantidad de información sea compartida por varios usuarios conectados a una red, sin importar el tipo de procesador, sistema operativo o protocolo de red utilizado. Servicios de Archivos en Red.

NODO Dispositivo físico/lógico de una red.

NIVEL INFERIOR Sistema de supervisión, control o informatico considerado en un nivel jerárquico inferior para intercambio de datos o recepción de comandos.

NIVEL SUPERIOR Sistema de supervisión, control o informatico considerado en un nivel jerárquico superior para intercambio de datos o recepción de comandos.

OSF (De las siglas de su definición en idioma Inglés: "OPEN SOFTWARE FOUNDATION")
Organización de investigación y desarrollo no lucrativa, fundada en 1988, la cual se dedica al desarrollo y envío de un ambiente operativo abierto, basado en estándares. Solicita tecnologías provenientes de la industria en general e invita a sus miembros a participar en la dirección técnica de sus esfuerzos de desarrollo.

OSI (De las siglas de su definición en idioma Inglés: "OPEN SYSTEM INTERCONNECTION")
Estándar desarrollado por ISO para las comunicaciones mundiales, el cual define una estructura para la implementación de protocolos en siete capas o niveles.

PC (De las siglas de la definición original en idioma Inglés: "Personal Computer")
Computadora personal con procesamiento en base a equipo 386 o 486.

PLC (De las siglas de la definición original en idioma Inglés: "Programmable Logic Controller") Equipo Controlador lógico programable con capacidad de PROGRAMACION en base a señales entrada-salida.

PROCOLO Formato y/o tecnología que en forma lógica y/o física realiza la función de intercambio de información y comandos entre diferentes sistemas de computo independientes o en redes ya sea normalizados o de procesos específicos del tipo SCADA para intercambio entre Estación Maestra y Unidades Terminales Remotas.

PUSH TO TALK (Definición original del idioma Inglés) Oprimir para hablar, también llamado "PTT" (Por las siglas de su definición en idioma Inglés) define la activación del transmisor en equipos de radio comunicación.

RDBMS (De las siglas de su definición original en idioma Inglés: " Relational Database Management System") Terminología utilizada para definición de base de datos normalizadas de uso sencillo y que comprende sistemas que contienen lenguajes de cuarta generación de alto nivel (4GL), sistemas en ambiente de ventanas (Windows) y con generador de reportes.

RED Conjunto de Procesadores conectados en ambiente multiusuario compartiendo recursos (como impresoras, disco duro, graficadores, etc).

RISC (De las siglas de su definición en idioma Inglés: "Reduced Integrated System Components"). Conjunto de tecnología de componentes reducidos para computadora.

Una computadora la cual tiene una arquitectura que soporta un conjunto de instrucciones simplificadas.

RTS (De las siglas de su definición original en idioma Inglés: "Request To Send") Petición para transmitir forma parte del protocolo de comunicación entre dos dispositivos.

SCADA (De las siglas de la definición original en idioma Inglés: "Supervisory Control And Data Acquisition") Conjunto de equipos y programación que integran un Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos.

SERVIDOR Procesador central encargado de los recursos a compartir, descarga tareas de los procesadores en red, en él reside el sistema operativo de red.

SICLE (De las siglas de la definición original: "Sistema de Información y Control Local de Estación"). Conjunto de equipos y programación que comprenden al subsistema local (SSL), subsistema de protecciones y medición (SSPM) y subsistema remoto (SSR)

SISTEMA OPERATIVO Es la programación o "Software" base de operación.

KERNEL: Sistema Operativo Base. El código que implementa llamadas de sistema.

SISTEMAS OPERATIVOS ESTANDAR: El POSIX es uno de los estándares de la IEEE para sistemas operativos que definen los aspectos necesarios de Portabilidad e Interconectividad. Fue establecido como norma para permitir a los técnicos de programación (Software) y equipamiento (Hardware) crear sistemas operativos que sean compatibles en código fuente con todos

los que se basen en este estándar. Los sistemas operativos que cumplen con POSIX, quizás no sean iguales, pero deben soportar la funcionalidad básica y seguir el mismo formato. Si el sistema operativo es compatible con POSIX, y la programación en ese sistema se guía en POSIX, entonces esa programación debe operar en cualquier computadora compatible con POSIX, quizá lo único que sea necesario en el traslado a otra máquina sea una recompilación. SISTEMA ABIERTO: En un ambiente de sistemas abiertos; los sistemas computacionales y la programación (software) de diferentes proveedores son intercambiables y pueden ser combinados dentro de un ambiente operativo integrado. Algunos términos asociados a sistemas abiertos son Portabilidad e Interoperabilidad.

Una de las tendencias más importantes en el área de los sistemas computacionales es actualmente la orientación hacia los sistemas abiertos. Un sistema abierto según la IEEE 1003.0 DRAFT 10, se puede definir como sigue:

**** UN CONJUNTO DE ESTANDARES INTERNACIONALES SOBRE TECNOLOGIA DE INFORMACION COMPLETOS Y CONSISTENTES, Y CIERTOS PERFILES DE ESTANDARES FUNCIONALES QUE ESPECIFIQUEN INTERFASES, SERVICIOS Y FORMATOS DE SOPORTE PARA PODER LLEVAR A CABO INTEROPERATIVIDAD Y PORTABILIDAD DE APLICACIONES, DATOS Y RECURSOS HUMANOS.****

Apego a estándares formales: Esto se refiere a que los sistemas abiertos deben

seguir los lineamientos dictados por asociaciones como IEEE, ANSI Y OSI, entre otras. Algunos ejemplos de estos estándares son:

*IEEE POSIX 1003.1 INTERFASE DEL SISTEMA OPERATIVO PARA UNIX.

*ANSI X3.159-1989 LENGUAJE C.

*ESTANDARES ISO DE OPEN SYSTEMS INTERCONNECTIONS. (OSI)

Los sistemas SCADA ("Supervisory Control And Data Acquisition"), deben de regirse por estándares internacionales, ya que estos son una referencia común para la integración de equipamiento (HARDWARE) y programación (SOFTWARE) de fabricantes de este tipo de sistemas, además de proporcionar cierta confiabilidad en el futuro desempeño del sistema.

La arquitectura del equipamiento (HARDWARE), que se apegue a los requerimientos actuales y que sea capaz de expansión en el futuro, de acuerdo con los avances tecnológicos requeridos.

Requerimientos mínimos para un sistema SCADA, basado en sistema abierto:

* El sistema operativo debe estar basado en normas internacionales.

* El sistema abierto debe soportar múltiples niveles de interrupción.

* El sistema operativo debe contener un KERNEL con respuesta que sea predecible y consistente a interrupciones en tiempo real.

* El sistema operativo debe ser de tiempo real sin modificación en su programación estándar, además debe soportar programas de aplicación de otros proveedores con software compatible con el

estándar. La transferencia de información entre máquinas debe realizarse con programación estándar como el NFS (Network File System Services), soportado por HP, DEC e IBM entre otros.

* La interconexión de máquinas en red debe soportar Ethernet/IEEE 802.3

* El o los CPU's deben ser como mínimo de 32 bits con procesador matemático y cuando menos 12 MIPS.

* Todos los canales I/O deben usar DMA.

El concepto de sistemas abiertos se puede resumir en varios factores:

COMPATIBILIDAD. Las aplicaciones corriendo en un sistema deben poder ser ejecutadas en versiones futuras.

PORTABILIDAD. Se refiere a la habilidad de usar sistemas operativos o aplicaciones de software en computadoras de diferentes fabricantes.

Para aplicaciones de software. Significa la habilidad de crear aplicaciones que puedan correr en diferentes computadoras, basadas en una interfase de programación común.

INTEROPERABILIDAD. La habilidad de sistemas computacionales hechos por diferentes fabricantes, de poder intercambiar información e interpretarla correctamente.

ESCALABILIDAD. La habilidad de usar el mismo software en diferentes clases de computadoras, desde PC's a supercomputadores.

SOFTWARE (Definición original del idioma Inglés) Término general para referir todo

tipo de programas cuyo uso no se limita a una sola aplicación o a un solo trabajo.

SQL (De las siglas de su definición original en idioma Inglés: " Structured Query Language") Terminología para arquitectura normalizada de los sistemas de base de datos. Basado en estandar original IBM. Lenguaje de alto nivel que tiene características para realizar cuestionamientos complejos en una base de datos utilizando definiciones simples con estructura en idioma Inglés.

SSL (De las siglas de la definición original: " Subsistema Local") Conjunto de equipos y programación que realizan las funciones locales-remotas en una instalación para: control local, integración, procesamiento, almacenamiento, registro, presentación, y retransmisión del total de parámetros; todos relacionados con el proceso integrado por el equipo primario, control y supervisión, protecciones y medición.

SSPM (De las siglas de la definición original: " Subsistema de Protecciones y Medición) Conjunto de equipos y programación que realizan las funciones de integración, procesamiento, almacenamiento, manejo y retransmisión de los parámetros propios del proceso de protecciones y medición, a partir del equipamiento independiente existente en dicho proceso y considerando para esto las facilidades que para este propósito se cuentan o se pueden especificar para el mencionado equipamiento de protecciones y medición.

SSR (De las Siglas de la definición original: "Subsistema Remoto") Conjunto de equipos y programación que realizan las funciones de

integración, procesamiento, almacenamiento, manejo y retransmisión de los parámetros propios del proceso para el control supervisorio y adquisición de datos de una instalación, referidos a un centro de control de nivel superior.

SUBSISTEMA Un conjunto de módulos que ejecutan una porción de las funciones realizadas en un ambiente operativo, como ejemplos se pueden citar base de datos y subsistema gráfico.

SWC (De las siglas de su definición original en idioma Inglés "Surge Withstand Capability") Capacidad para soportar transitorios (ver normas que se aplican).

TCP/IP (De las siglas de su definición en idioma Inglés: "Transmission Control Protocol/Internet Protocol") Protocolo en paquetes normalizado para utilización en redes de datos

TIEMPO MEDIO ENTRE FALLAS ("MTBF" por las siglas de su definición en idioma Inglés) El Tiempo medio entre fallas define la estadística de fallas de equipo o componentes para fallas consecutivas y que debe cuantificar cada proveedor en la especificación de su sistema ("Mean Time Between Failure").

TIEMPO MEDIO ENTRE REPARACION ("MTBR" por las siglas de su definición en idioma Inglés) El Tiempo medio entre reparaciones define la estadística entre reparación de equipo o componente para fallas consecutivas y que debe cuantifica cada proveedor en la especificación de su sistema ("Mean Time Between repairs").

TOPOLOGIA DE RED Forma física o lógica como se conectan las computadoras, existen diferentes topologías que se reducen a unos cuantos grupos, por ejemplo: Topología de Estrella NOVELL S. NET

De Anillo/Estrella TOKEN RING

De Bus Lineal ETHERNET

De Bus Estrella ARCNET

Forma física o lógica como se conectan los procesadores.

TRC (De su definición original : "Tubo de Rayos Catódicos") Monitor, tubo de rayos catódicos, pantalla, etc., empleado en un sistema de computo o informatico para presentación de información, acceso a parámetros del sistema, control, etc. (Conocido en idioma Inglés como "CRT" por las siglas de su definición: "Cathodic Ray Tube")

UPS (De las siglas de la definición original en idioma Inglés: "Uninterruptible Power Suply ") Sistema para autonomía y respaldo de la alimentación de los subsistemas: Unidad Ininterrumpible de Alimentación.

UTR ("RTU" por las siglas de su definición en idioma Inglés "Remote Terminal Unit") Conjunto de equipos y programación que integran la Unidad terminal remota.

WAN (De las siglas de la definición original en idioma Inglés: "Wide Area Network") Termino informatico que define los equipos y/o programación utilizados para la interconexión entre equipo de computo a nivel de un sistema que comprende físicamente extensiones geográficas amplias: poblaciones, ciudades, países, etc. "Red de Area Amplia".

X.25 (Protocolo Normalizado IEEE: "Packet Switching Network") Protocolo de comunicaciones en paquete para implementación en intercambio de información en redes amplias (WAN). Terminología normalización IEEE

X/OPEN (Definición en idioma Inglés) Consorcio de fabricantes internacionales de equipo computacional, fundado en 1984, para tratar temas relacionados con el establecimiento de estándares. Este se incorporó en 1987 y estableció sus oficinas generales en Londres. Entre sus miembros se encuentran representantes de AT&T, BULL, ERICSSON, HP, entre otros. Su propósito es la integración de los estándares internacionales con los diversos estándares desarrollados por los diferentes fabricantes de equipo computacional, con el objetivo de lograr un ambiente común.

X-WINDOWS (Definición en idioma Inglés) Interfase gráfica que tiene la capacidad de ejecutar diversos procesos. Cada uno dentro de su respectiva ventana dentro de la pantalla. Si el sistema operativo es capaz de manejar múltiples procesos, estos pueden ser locales o pueden estar siendo ejecutados en otros sistemas.

4GL (De las siglas de su definición en idioma Inglés : "Fourth-Generation Languages") Terminología de lenguajes de sistemas de bases de datos: "Lenguaje de cuarta generación".

Bibliografía

1. Andreula Luis, Red de monitoreo y supervisión de las variables eléctricas en sub-estaciones. 2010.
2. Coordinadora de transmisión y transformación introducción sistema de información y control local de estación, CFE, apéndice a febrero de 2007
3. Uribe Blanco Carlos Eduardo, Artículo técnico Desarrollo de un prototipo de Unidad Central Maestra (UCM) para la automatización de centros de control de distribución
4. Sistema de Información y Control Local de Estación (S I C L E) Subestaciones con Equipos SICLE en Operación en el Sistema Interconectado Nacional de CFE 400, 230 y 115

Referencias electrónicas

<http://www.alegsa.com.ar/Dic/eprom.php>

<http://www.ordenadores-y-portatiles.com/eprom.html>

<http://electromagnetismo2010a.wikispaces.com/>

<http://www.siccoa.com/index.php/lista-de-los-servicios/plc/sicle>

http://www.sepaccorp.com/PDF/sicle_PLACES.pdf

<http://www.iie.org.mx/publica/bolma98/tec2ma98.htm>,

<http://www.uco.es/grupos/eatco/automatica/ihm/descargar/scada.pdf>

http://www.cigre.org.mx/uploads/media/Concepto_Red_Inteligente_Benjamin_Sierra.pdf