



**TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ.
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA.**

REPORTE DERESIDENCIA

PROGRAMACION, CABLEADO Y PUESTA EN SERVICIO DE UTR
SUBESTACION MALPASO III.

ASESOR

DR. RUBEN HERRERA GALICIA

REVISORES

M. en C. MARCO ANTONIO ZUÑIGA REYES

ING. LISANDRO JIMENEZ LOPEZ

RESIDENTE

SERGIO GIOVANNI ESCOBAR ESCOBEDO

Índice

| | |
|---|----|
| 1. Introducción..... | 3 |
| 1.1. Antecedentes..... | 3 |
| 1.2. Estado de arte..... | 4 |
| 1.3. Justificación..... | 4 |
| 1.4. Objetivos..... | 5 |
| 1.5. Metodología..... | 5 |
| 2. Fundamento Teórico..... | 6 |
| 2.1 La Unida Terminal Remota SENSE D200..... | 6 |
| 2.2 Sistema de protecciones SEL-351A..... | 7 |
| 2.3 Medidor de facturación SEL-734..... | 9 |
| 2.4 SEL-387 Relé de diferencial de corriente y sobrecorriente..... | 10 |
| 2.5 Sistema de protección, automatización y control de bahía SEL-451..... | 12 |
| 2.6 Control de automatización programable SEL-2411..... | 15 |
| 3. Desarrollo..... | 17 |
| 3.1 Subestación malpaso III..... | 17 |
| 3.2 Modulo de protecciones de la subestación malpaso III..... | 20 |
| 3.3 Cargador de baterías..... | 21 |
| 3.4 Tablero de C.A y C.D..... | 24 |
| 3.5 Gabinete de comunicaciones APC..... | 28 |
| 3.6 Unidad Terminal Remota..... | 28 |
| 3.7 Tablero de protecciones..... | 31 |
| 4. Resultado y conclusión..... | 36 |
| 4.1 Resultado..... | 36 |
| 4.2 Conclusion..... | 38 |
| Anexos..... | 39 |

1. Introducción

1.1 Antecedentes

La red de transporte de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico. Está constituida por los elementos necesarios, para llevar hasta los puntos de consumo, a través de grandes distancias, la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas. La energía eléctrica en el país ha tenido grandes cambios en las últimas décadas, estos cambios en el sistema eléctrico han traído consigo requerimientos de estricta vigilancia en la operación de la red eléctrica.

El surgimiento de nuevos usuarios requiere entrega de energía en condiciones de calidad y continuidad. El desarrollo del sistema eléctrico se complica si tienen en cuenta que la fabricación nacional de equipo eléctrico es poca y la adquisición de éste se hace a fabricantes de otras nacionalidades que tienen diversos modos de operación.

Debido a la gran distancia de los centros de generación y los centros de consumo, es necesario contar con una red de transmisión que nos permita enlazarlos, y a la vez, dar flexibilidad de asignar la generación más conveniente para satisfacer la demanda [2]. A través de los años, los métodos de realizar supervisión remota de instalaciones eléctricas han ido evolucionando, de simples sistemas textuales que mostraban valores y condiciones, a los sistemas que representan gráficamente los buses y componentes de las subestaciones y redes eléctricas de distribución.

Con los avances en las áreas de hardware y software computacionales [1], se tiene equipos de escritorio que rivalizan en poder de cómputo con las antiguas minicomputadoras. Esto, junto con los desarrollos en diferentes campos de la electrónica e imágenes, nos permiten tener sistemas de supervisión y control de datos sumamente importantes y fáciles de usar.

Con los avances, la experiencia adquirida por SENSE (Control Digital S.A. de C.V.) [3] en los pasados años y una búsqueda continua de la calidad, nace el sistema CONTROL-405, un sistema robusto, rápido y confiable. Este sistema realiza las operaciones SCADA dentro de una o varias subestaciones, de manera local o en forma remota, a través de radio o sistemas de redes (Ethernet y fibra óptica.).

En el caso de CFE la necesidad de aprovechar los recursos eléctricos con que cuenta el país, la unificación de frecuencias y la interconexión de los sistemas, hizo necesario crear una entidad encargada de la operación, control y coordinación de los sistemas eléctricos.

1.2 Estado del Arte

Se tienen referencias de otras UTR, colocadas en diferentes subestaciones de la zona Tuxtla. Las UTR con que cuentan cada una de estas, es de acuerdo a su tamaño, capacidad y a la tecnología de sus equipos. Por tal razón, varían los modelos y frecuencias de las UTR y su protocolo de comunicación de una subestación a otra.

Subestación JUY-JUY, cuenta con la UTR más antigua, cuyo protocolo es de comunicación SCALAPAC tiene 24 alarmas, por lo que solo se pueden monitorear y tele controlar las variables y estados más importantes de la subestación de distribución. Esta UTR comparte datos con el canal de voz, lo cual hace que la base de datos de la UTR sea sencilla y con muy pocas alarmas.

UTR -TAS-01, contiene indicación luminosa de falla permanente, falla transitoria y condición normal. Cuenta con Contacto seco programable, según el nivel de falla (nivel bajo, nivel medio y nivel alto). Ofrece dos puertos de comunicación configurables con el protocolo deseado en tarjetas para niveles superior e inferior y tiene un puerto IRIG-B de sincronismo.

Subestación Tuxtla Uno, cuenta con la UTR D20. Este tipo de UTR permite monitorear y tele controlar la mayoría de las alarmas, tiene el protocolo Harris 5000, le faltan algunas alarmas como: la alarma de falta de VCA, en cargador de baterías; falta de VCA en servicios propios, alarma de intruso y alarma de puerta abierta en todos sus interruptores de potencia.

En el presente proyecto se pretende realizar la programación, cableado y puesta en servicio de una UTR para la subestación de distribución de malpaso3; con todas las alarmas, mediciones y estados necesarios, que supervisen, telecontrolen y mantengan seguro el funcionamiento de la subestación y todos los equipos que la conforman. Esta subestación contará con una UTR (SENSA D200).

1.3 Justificación

En un sistema eléctrico, dada su complejidad, hace necesario que sus procesos sean monitoreados y controlados a través de un unidad terminal remota, el cual, es un conjunto de equipos que han sido diseñados con la finalidad de obtener información y control, desde una unidad remota, hacia una estación maestra, que procese la información y permita conocer gráficamente, la operación del sistema eléctrico. Dado los actuales requerimientos de calidad en el suministro eléctrico.

Como el servicio eléctrico es importante, es necesario un equipo como una UTR permitiendo realizar la ejecución de controles para la apertura o cierre de interruptores así como un Inicio o paro de secuencias automáticas, permite la adquisición de información analógica: voltaje, amperes, kilowatts, kilowatts/hrs, entre otras cosas y la adquisición de información digital y señalización del estado que guardan los interruptores. De esta manera, las alarmas y protecciones de diferentes dispositivos, enviarán información a la unidad central maestra.

1.4 Objetivos

Programar, cablear y poner en servicio la unidad terminal remota en la nueva subestación malpaso III.

1.5 Metodología

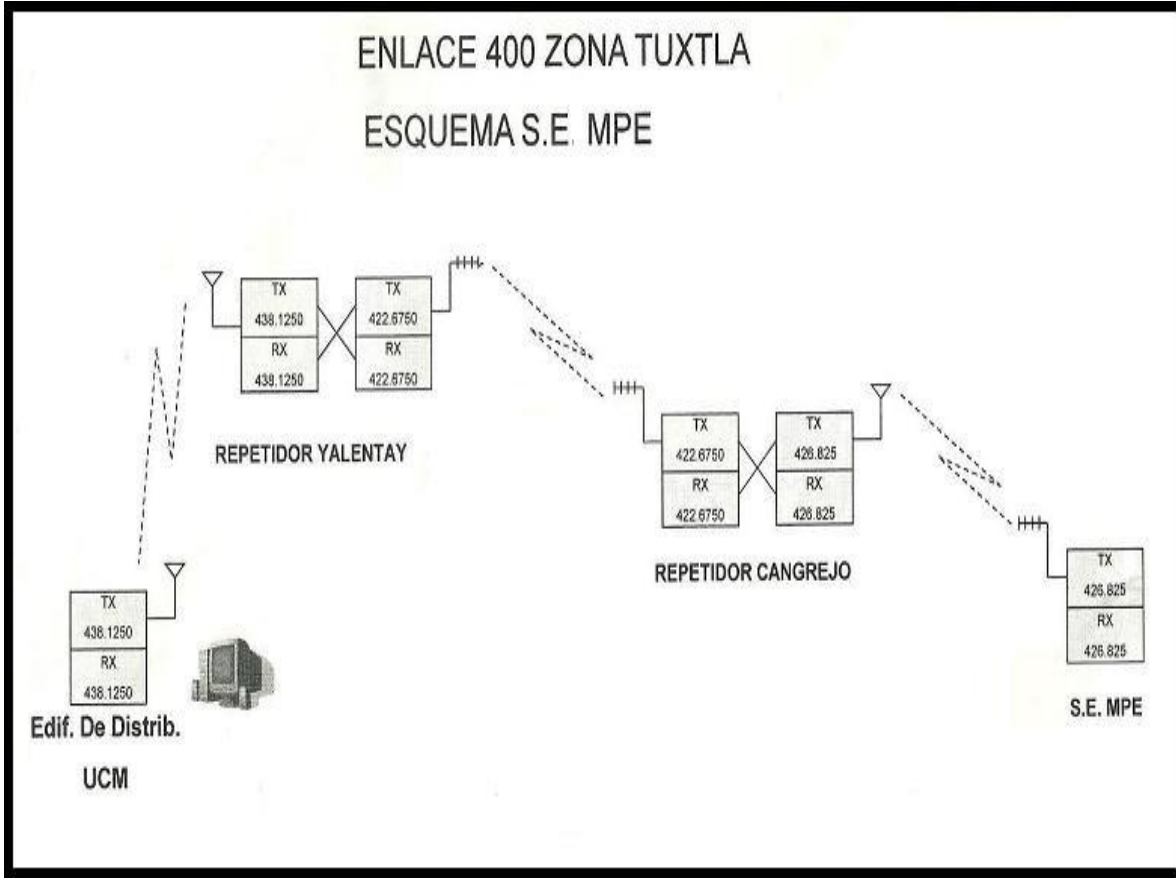


Figura 1.1 Enlace a unidad central maestra

El Área de Control de CFE cuenta con un sistema de automatismo que facilita la detección de fallas en subestaciones que proporcionan el suministro eléctrico.

Para la programación, cableado y puesta en servicio de la unidad terminal remota en la subestación de malpaso III, se tiene que llevar una metodología, que consta de varias etapas. En la primera, se configura las alarmas, los estados de los interruptores y de los transformadores. En el software de la UTR, se crea la base de datos en el administrador del software de UCM que incluye: las entradas digitales, analógicas y salidas digitales; se crea también el diagrama unifilar para la prueba en local, y de esta forma, puedan ser observables los cambios de los estados en los indicadores de la UTR.

En la segunda etapa, el personal de protecciones se encarga de cablear todas las alarmas y estados de los equipos de operación: de la subestación hacia el

cableado del tablero; y de éste hacia la UTR (SENSA D200), que se realiza en coordinación con el personal de control.

En la tercera etapa, se realizan las pruebas en campo, ya instalada la UTR, y la subestación en coordinación con el personal de protecciones, para verificar que los cambios realizados lleguen a la UCM de la forma correcta. De lo contrario, se realizan cambios en el cableado del tablero, o se invierten los estados y/o alarmas en la UCM, dependiendo el caso.

Para que la UTR SENSAD200 funcione adecuadamente, también se necesita el protocolo de comunicación DNP3, el cual se realizará en la frecuencia de 400MHZ mediante radios modem 4710 y antenas YAGUI Y OMNI.

2. Fundamento Teórico

2.1 La Unidad Terminal Remota SENSAD200

LA UTR SENSAD200 consiste de una o más tarjetas procesadoras, módulos E/S periféricos, paneles de terminación, fuente de alimentación y equipo de comunicación. Estos componentes, junto con las aplicaciones de software, conforman el Sistema de UTR D200.

La SENSAD200 es una plataforma flexible que puede trabajar como servidor, compuerta o controlador remoto de comunicaciones, en un Sistema de Control de Subestaciones o como sistema de control independiente y capacidad de expansión. Lo anterior, hace ideal al D200 para el manejo de la alta demanda y gran cantidad de datos de las grandes subestaciones.

Esto permite que el proceso de las tareas, se distribuya para lograr un óptimo desempeño.

Este robusto sistema, posee una capacidad de procesamiento que le permite monitorear y controlar hasta 94 dispositivos electrónicos (IED's) diferentes y cientos de puntos I/O en la subestación; al mismo tiempo, corre sofisticadas aplicaciones de automatización. La UTR SENSAD200, se basa en un juego del centro de módulos del software, colectivamente llamado: el sistema bajo.

Este se programa en la memoria flash como archivos de configuración.

La UTR D200 se puede configurar y dar mantenimiento con una serie de programas para configurar, probar y supervisar el sistema. Como el configurar profesional, herramienta PC basado para configurar hardware y software remotamente, a través de una red o localmente del puerto de mantenimiento.

2.2 Sistema de Protección SEL-351A

El sistema de protección SEL-351 incorpora Ethernet y sincrofasores IEEE C37.118 y es ideal para aplicaciones de sobrecorriente direccional. Las comunicaciones opcionales Mirrored Bits® y la supervisión de la calidad de la energía agregan flexibilidad a las soluciones. El SEL-351 es el estándar de protección para sistemas eléctricos en empresas suministradoras de energía eléctrica e industriales alrededor del mundo.

Protocolo de comunicaciones IEC 61850. Combine la tecnología IEC 61850, la red de Ethernet y el sistema de protección SEL-351 para obtener el desempeño más rápido de los relés de IEC 61850 para la automatización y el control de la subestación. Agilice la configuración de los relés con IEC 61850 habilitado utilizando el Software acSELeRator Architect® SEL-5032.

Servidor de red integrado. Tenga acceso a la información básica del relé en una red Ethernet estándar con el servidor de red integrado. Vea el estado del relé, el grabador de eventos secuenciales (SER), la información de medición y las configuraciones para acceso sencillo dentro de una red local. El acceso a los servidores de red requiere contraseñas de los relés y está limitado a la vista de información de solo lectura.

Protocolo simple de tiempo de red. Simplifique el cableado y la instalación con la recepción de la señal de hora sobre redes Ethernet existentes. SNTP es un buen respaldo para una sincronización de hora IRIG-B más precisa. La precisión de 5 ms es ideal para la sincronización básica de la hora en toda la subestación.

Ethernet robusto de subestación. Un puerto Ethernet está incluido en cada relé SEL-351. Múltiples opciones Ethernet simplifican la integración en redes Ethernet nuevas o existentes. Mejore la confiabilidad y disponibilidad incorporando relés de puerto dual Ethernet SEL-351 en una estructura de anillo con capacidad de autorrecuperación o en una configuración dual redundante.

Sincrofasores con IEEE C37.118 integrados. Supervise las redes de distribución y transmisión para detectar un potencial colapso en cascada de voltaje antes de que ocurra. Los sincrofasores IEEE C37.118, con hasta sesenta mensajes por segundo, permiten el acceso a los valores del sistema para la supervisión y el control de área amplia. La norma IEEE C37.118 simplifica la comunicación y la coordinación de datos entre unidades de medición de sincrofasor.

Botones SafeLock de disparo/cierre. Los botones independientes de disparo/cierre opcionales y la indicación de alta visibilidad proporcionan control directo de interruptor. Simplifique la instalación y el cableado del tablero con

interruptores de control integrados. El sistema SafeLock mantiene seguros los botones cuando no están en uso y acepta procedimientos fuera de orden.

Protección completa y flexible. Elementos de sobrecorriente con fase múltiple, secuencia negativa, neutral y residual instantáneas o definidas en el tiempo, con configuraciones independientes de recolección, marcado de tiempo, curvas y configuraciones de emulación de reinicio. Numerosos elementos de bajo y sobrevoltaje de fase y secuencia. Seis pasos de elementos de frecuencia para disparo y control multinivel de baja y sobrefrecuencia.

Protocolos Modbus, DNP3 y ASCII. Se integra con facilidad en redes nuevas o existentes con estos populares protocolos. Los enlaces SCADA, HMI local, y módems de discado pueden acceder a importantes datos del relé.

Tecnología de comunicaciones Mirrored Bits®. Proporciona comunicaciones de relé a relé de manera rápida y confiable para una protección avanzada de comunicaciones asistidas, reconfiguración de redes, protección piloto y esquemas de restablecimiento.

Control de recierre. Auto-recierre de interruptor de cuatro disparos programables con sincronismo y lógica de revisión de voltaje para adaptarse a una variedad de prácticas de recierre. Lógica de coordinación de secuencia para coordinarse con recierres posteriores.

Medición, supervisión de calidad de la energía (PQ). Una medición exacta elimina la necesidad de medidores externos (MW, MVAR, MWh, MVARh, PF, RMS y demandas en pico e instantánea). La medición de armónicos hasta el 16to. Armónico simplifica el análisis de calidad de la energía. La supervisión opcional de calidad de la energía registra disminuciones, incrementos e interrupciones de voltaje.

Configuraciones de voltaje de entrada. Seleccione conexiones de entrada de voltaje ac línea-neutral (estrella) o línea a línea (delta) usando una programación del software.



Fig. 2.1 modulo SEL – 351A

2.3 Medidor de Facturación SEL-734

El medidor SEL-734 excede la precisión ANSI e IEC Clase 0.2 con energía de cuatro cuadrantes y medición de la demanda. La tendencia de perfil de carga avanzada es compatible con los protocolos MV-90[®], DNP3 y Modbus[®] y asegura una integración con prácticamente cualquier sistema de facturación. Además de un paquete completo de características de medición de ingresos, la supervisión avanzada de calidad de la energía reportará costosas alteraciones del sistema.

Medición precisa. Excede las normas ANSI C12.20 clase 0.2 de precisión en factor de energía de unidad, con medición bidireccional de energía de cuatro cuadrantes para la generación, el intercambio, la transmisión, la distribución o las aplicaciones industriales.

Recolección de datos de perfil de carga. Recolecte datos de facturación con un grabador de perfil de carga de fácil empleo, el cual captura años de datos.

Medición sincronizada de fasor. Combine el SEL-734 con una fuente de hora SEL IRIG-B para medir el ángulo del sistema en tiempo real, con una precisión de tiempo de $\pm 10 \mu\text{s}$. Mida el voltaje instantáneo y los ángulos de corriente en tiempo real para mejorar la operación del sistema, con información del sincrofasor.

Compensación de transformador y pérdida de línea. Capture los datos de la placa y la información de impedancia de línea del transformador directamente en el medidor, para compensar de manera automática las pérdidas del transformador o las líneas y mover el punto de facturación.

Medición de tiempo de uso (TOU). Ofrece registros flexibles y diferenciados en tiempo de energía y demanda, con múltiples tipos de días, índices, temporadas y un calendario programable de veinte años.

Demanda predictiva. La función de demanda predictiva supervisa la demanda acumulada y emite una alarma cuando la demanda excede un límite definido por el usuario. El SEL-734 puede entonces apagar cargas o «rasurar los picos» con generación para evitar las cargas de demanda. La alarma predictiva de demanda está disponible a través de comunicaciones Modbus, DNP3 y Mirrored Bits® o los LEDs del tablero frontal.



Fig. 2.2 modulo SEL-734.

2.4 SEL-387 Relé de diferencial de corriente y sobrecorriente

El relé de diferencial de corriente y sobrecorriente SEL-387 proporciona protección, control y medición de transformadores, máquinas, barras, interruptores y alimentadores. Entre sus características se incluyen cuatro entradas de corriente trifásica con protección independiente de diferencial restringida y no restringida, características programables de diferencial de pendiente unitaria o dual, monitor de interruptor de circuito, monitor de voltaje de batería y ecuaciones de control SELLogic® mejoradas.

Protección de diferencial de corriente de dos y tres y cuatro devanados.

Protección sensible de diferencial de corriente, con restricción programable de porcentaje de pendiente unitaria o dual, supervisada por una elección de bloqueo del segundo y cuarto elemento armónico o elementos de restricción, además del quinto armónico y elementos de bloqueo dc para una protección segura de hasta cuatro devanados.

El bloqueo de armónicos de corriente de fase está configurado para bases de devanado común o independiente. Los elementos de diferencial de configuración alta no restringidos proporcionan una rápida operación para fallas internas de magnitud alta. Las configuraciones "permanentes" de compensación de ángulo de fase y los cálculos automáticos de llave simplifican las configuraciones.

Protección de sobrecorriente de devanado individual. Los elementos de sobrecorriente controlados por torsión, incluso un elemento instantáneo, uno de tiempo definido y uno de tiempo inverso para cada fase, secuencia negativa y corrientes residuales de tierra proporcionan una protección minuciosa de sobrecorriente en cada entrada de devanado.

La característica de corriente combinada suma las corrientes de dos CTs para aplicaciones de sobrecorriente de anillo-barra y de interruptor y medio.

Grabación y supervisión a través de fallas. El servicio a través de las fallas se graba y se acumula para utilizarse en ecuaciones de control SELogic o supervisión manual.

Lógica de protección y control. Lógica Restricted Earth Fault (REF) para protección sensible de fallas de tierra de devanado en estrella a tierra. Ecuaciones de control SELogic con variables, temporizadores, bits de seguros y elementos de control remoto SELogic para personalizar los esquemas de protección avanzada y control.

Elementos de control programable local y puntos de pantalla de texto programables para interfaz avanzada de operador local.

Medición y reporte. Los reportes de eventos oscilográficos (hasta siete reportes de sesenta ciclos), el reporte del grabador de eventos secuenciales (SER) y las mediciones precisas eliminan o reducen los requerimientos de registrador y medidor externos.

El monitor de voltaje de batería de estación y el monitor de desgaste de contacto de interruptor de circuito proporcionan datos importantes para los programas Reliability Centered Maintenance (RCM).



Fig.2.3 Modulo SEL-387

2.5 Sistema de protección, automatización y control de bahía SEL-451

EL SEL-451 es un sistema unitario completo de protección, automatización y control. El SEL-451 cuenta con la velocidad, la capacidad y la flexibilidad para combinar un completo control de bahía de subestación con protección de interruptor de alta velocidad en un sistema económico.

Utilice el SEL-451 como parte integral de la solución de protección, control y supervisión de su subestación. Reduzca los costos de mantenimiento a través del registro preciso de la operación del interruptor.

Supervise los tiempos de interrupción y el trabajo acumulado del interruptor para determinar con facilidad la necesidad de efectuar un mantenimiento proactivo. Integre la información con sistemas SCADA o de automatización a través de procesadores de comunicación o directamente al puerto Ethernet.

Supervisión de armónico de afluencia de transformador. Aplique los elementos armónicos segundo, cuarto y quinto con configuraciones individuales de umbral, para detectar condiciones de energización y sobreexcitación en el transformador.

La salida de estos elementos de detección de armónicos puede utilizarse para una variedad de funciones, incluso modificación de configuraciones de relé para mejorar la seguridad y reportes de eventos para hacer fácil y rápida la identificación de eventos de energización de transformador.

Servidor Web integrado. Acceda a la información básica del relé en una red Ethernet estándar con el servidor de red integrado. Vea el estado del relé, el grabador de eventos secuenciales (SER), información de mediciones y

configuraciones para un fácil acceso desde una red local. El acceso al servidor web requiere la contraseña del relé y es limitado a un modo de visualización de la información de sólo lectura.

Simple Network Time Protocol (SNTP). Simplifique el cableado y la instalación con la recepción de la señal de hora sobre redes Ethernet existentes. EL SNTP hace un excelente respaldo para una más precisa sincronización del tiempo IRIG. La precisión de 5ms es ideal para la sincronización básica del tiempo en toda la subestación.

Maximice la capacidad del equipo en la subestación. Cargue los equipos por completo mediante la supervisión de la energía, incluso la demanda térmica o de intervalos de rotación, así como los picos de demanda en corrientes de secuencias positiva, negativa o cero. Utilice la capacidad completa del equipo mientras mantiene la calidad de protección SEL.

Herramientas avanzadas de visualización. El SEL-451 ofrece una interfaz hombre-máquina (HMI) configurable, la cual le permite una fácil integración en sus aplicaciones o estándares de operación. Las herramientas HMI incluyen pantallas de medición y estado, acceso directo a botones, alarmas de información crítica en orden cronológico, pantalla rotatoria y los reportes del grabador de eventos secuenciales (SER) con estampa de hora. Reduzca los errores mediante inspecciones automáticas entre diagramas unifilares de bahía, pantallas personalizadas de medición y alarmas.

Control de bahía para dos interruptores. El control completo para dos interruptores y de falla de interruptor complementan la versatilidad de la lógica programable del SEL-451 para satisfacer sus necesidades de control de bahía. Controle con facilidad los interruptores operados por motores, los bancos de capacitores y las entradas/salidas en campo desde el tablero frontal o de manera remota. Use etiquetas configurables para personalizar los controles del relé de acuerdo con sus aplicaciones.

Comunicaciones flexibles. Una tarjeta de Ethernet opcional proporciona dos puertos de fibra o cobre para una conexión redundante.

Simplifique la topología de la red de Ethernet y reduzca el equipamiento externo con puertos de Ethernet duales que ofrecen un modo switchhead para redes de Ethernet de bucle. Los protocolos de comunicaciones Ethernet disponibles incluyen FTP, Telnet DNP3, LAN/WAN, IEC 61850, sincrofasores IEEE C37.118, y Parallel Redundancy Protocol (PRP).

Los cuatro puertos seriales independientes EIA-232 soportan comunicaciones mejoradas Mirrored Bits[®], SEL Fast Message, SEL ASCII, ASCII comprimido, Operación rápida de SEL, Medición rápida de SEL, SER rápido de SEL y DNP3 nivel 2 esclavo.

Mejore las operaciones con los datos de sincrofasores IEEE. Dé a los operadores acceso a la información crítica del sistema mediante comunicaciones seriales o Ethernet.

Instale en la subestación la protección, supervisión y control requeridos usando el SEL-451, y obtenga una unidad de medida fasorial incorporada en cada subestación. Tome decisiones de control con base en los datos de voltaje, corriente o frecuencia obtenidos desde otros relés.

La capacidad de control del sincrofasor en tiempo real (RTC) permite la disponibilidad de la información para control y automatización local o de todo el sistema.

Alta precisión en las estampas de hora. Etiquete con la hora los reportes binarios de eventos de COMTRADE con precisión de tiempo real superior a 10 μ s. Vea la información del estado del sistema en el momento de fallas o con disparos temporizados a través de todo el sistema. Use la información del estado del sistema para validar modelos de sistemas, mejore los límites de transferencia y la estabilidad del sistema.

Grabación digital de fallas. Combine la confiabilidad de un relé con una verdadera funcionalidad DFR. El muestreo a alta velocidad del relé SEL-451 (8 kHz) y la salida COMTRADE proporcionan una avanzada oscilografía. Use la interfaz gráfica de usuario del software acSELerator[®] QuickSet SEL-5030 para análisis de armónicos y fácil visualización de eventos.

Integre varios equipos de la subestación en un poderoso sistema con el uso del SEL-451. Controle ventiladores de enfriamiento, interruptores operados por motor u otros equipos usando el procesamiento y los módulos de entradas y salidas del SEL-451. Las opciones de hardware le permiten expandir las entradas y salidas a 55 entradas y 24 salidas.

Ecuaciones de control SELogic[®] expandidas. Utilice combinaciones lógicas y matemáticas de valores análogos y digitales para aplicaciones personalizadas. Adapte el control de sistema con base en condiciones predeterminadas. Escale valores análogos y haga cierres momentáneos en las entradas para la recuperación de SCADA.

Software acSELerator QuickSet. Ayuda a agilizar las aplicaciones del relé al desarrollar las configuraciones del relé fuera de línea, programar ecuaciones de control SELogic y analizar los reportes de eventos post-falla.

Reporte de pérdida/aumento/interrupción de voltaje (VSSI). Capture datos sobre la calidad de la energía relacionada con las alteraciones del voltaje durante un periodo largo.



Fig.2.4 Modulo SEL-451.

2.6 Controlador de automatización programable SEL-2411

El SEL-2411 es un controlador de automatización programable (PAC) que puede ser fácilmente personalizado para satisfacer sus necesidades.

Diseñado para soportar ambientes severos físicos y eléctricos, el SEL-2411 está construido y probado para cumplir con las normas IEEE e IEC para relés de protección de misión crítica.

Con comunicaciones flexibles y opciones de módulos de entradas y salidas, el SEL-2411 le permite integrarlo con facilidad a SCADA y satisface sus necesidades de reportes de eventos secuenciales, integración de estación, supervisión remota, medición ca y sistemas de control de planta. Como siempre, el SEL-2411 está protegido por la incuestionable garantía de producto SEL de diez años, a nivel mundial.

Entradas y salidas flexibles para control local y aplicaciones del sistema. La unidad base incluye tres salidas digitales y dos entradas digitales. Hay cuatro ranuras para tarjetas SElect opcionales de entrada/salidas, incluso las siguientes:

- Ocho entradas análogas (AI)

- Ocho entradas digitales (DI)

- Salidas digitales (DO)

- Cuatro DI y cuatro DO (DI/DO)

Cuatro AI y cuatro AO (AI/AO)

Tres entradas de voltaje AC (PT)

Cuatro entradas de corriente ac (CT)

Tres entradas de corriente AC y tres entradas de voltaje AC (CT/PT)

Diez entradas RTD (RTD)

Convenientes controles personalizables. Se proporcionan cuatro botones programables en el tablero frontal. Imprima etiquetas para seis LEDs de tablero frontal para mostrar actividad de canal, estado del dispositivo, estado crítico de entradas y salidas o los resultados de los cálculos lógicos. Etiquete cuatro botones y los LEDs asociados para simplificar la interacción con el operador.

Comunicaciones e integración. Los puertos EIA-232 son características estándar, mientras un puerto Ethernet 10/100BASE-T, un puerto serial de fibra y un puerto serial EIA-232/EIA-485 son opcionales. Entre los protocolos Ethernet estándar se incluyen Telnet, FTP y Modbus®.

Los protocolos TCP y opcionales incluyen DNP3 LAN/WAN e IEC 61850. Entre los protocolos seriales estándar se incluyen SEL ASCII, ASCII comprimido, comunicaciones Mirrored Bits® de SEL y Modbus RTU; y entre los protocolos opcionales se incluye el DNP3 nivel 2.

Control local con ecuaciones de control SELogic®. Programe con facilidad con matemáticas y lógica poderosas. Use ecuaciones de control con funciones de lógica, aritmética, comparación análoga, disparador de borde y temporizador, para obtener un control local automático y para combinar datos en el sistema de información.

El procesamiento determinístico en tiempo de alta velocidad es ideal para algunas aplicaciones críticas en tiempo.

Alta confiabilidad y diseño robusto. Aplique en ambientes severos de subestación; el SEL-2411 soporta vibración, incrementos de corriente eléctrica, transitorios rápidos y temperaturas extremas. Compare nuestro cumplimiento superior de especificaciones, más alta confiabilidad, costo más bajo y la garantía de diez años a nivel mundial.

Para ambientes incluso más severos, ordene el revestimiento de protección para las tarjetas con circuitos impresos, para proporcionar una barrera adicional contra ambientes severos y contaminantes aéreos, como sulfuro de hidrógeno, cloro, sal y humedad.



Fig. 2.5 Modulo SEL-2411.

3. Desarrollo

3.1 Subestación malpaso III

Las subestaciones son las componentes de los sistemas de potencia en donde se modifican los parámetros de tensión y corriente, sirven además de punto de interconexión para facilitar la transmisión y distribución de la energía eléctrica y pueden clasificarse de acuerdo a su función y construcción.

La subestación de malpaso III es una subestación de distribución la cual cuenta con todo el equipo necesario para la distribución de la energía eléctrica y garantizar la calidad de la energía.

Esta subestación es de tipo intemperie por que esta expuestas a las condiciones atmosféricas (lluvia, nieve, viento y contaminación ambiental) y ocupan grandes extensiones de terreno.

Para el reconocimiento de la subestación malpaso III y las partes que las conforman, como es en la etapa de transformación de la energía esta subestación transforma la energía de 115Kv a 13.8Kv que en términos generales es una subestación reductora de alta a media tensión.

Cable de potencia. Monoconductor sellado de cobre o aluminio en construcción concéntrico compacto o segmental, Cinta conductora-bloqueadora aplicada helicoidalmente, Capa conductora extruida bajo el XLPE.

Aislamiento: capa dieléctrica extruida de XLPE, Capa conductora extruida sobre el XLPE, Cinta conductora-bloqueadora aplicada helicoidalmente, Pantalla-cubierta-metálica formada por una lámina lisa de aluminio soldada longitudinalmente, Cubierta protectora exterior de polietileno de alta densidad (PEAD) color negro.

Aisladores tipo Line Post (Pilar) con línea de fuga protegida Enersis (aislador de 115 kv). Este aislador está compuesto de dos partes; un núcleo central y una cubierta polimérica.

El núcleo central del aislador podrá ser de porcelana ó fibra de vidrio.

Debe acomodarse adecuadamente a conductores hasta 240mm², además debe proporcionar firme retención bajo condiciones de corto circuito.

En conjunto con el aislador se debe suministrar el perno espiga (pino), y sus complementos, necesarios para una correcta instalación en cruceta.

Aparta rayos. En sistemas con el neutro puesto a tierra, un sistema de 110 kV usualmente tiene un voltaje línea-a-línea continuo máximo de 115.5 Kv rms. Este valor 115.5 kV dividido por 1.73 equivale a un voltaje de 66.7 kV línea-a-tierra. Apropiado para esta aplicación es un descargador con un U_c de 70kV dado que es el valor estandarizado más bajo de U_c que igualará o excederá el voltaje línea-a-tierra del sistema (66 kV).

Cuchillas tipo v. Cuchillas desconectoras en aire de operación en grupo Tipo "V" (Apertura Lateral Central Oblicua).

Consistentes de 2 aisladores de porcelana tipo columna por polo con la apertura en el centro de la cuchilla en tensiones de 72,5, 123 y 145 kV, frecuencia de 50 / 60 Hz, servicio intemperie de operación manual, apertura sin carga, SIN Cuchilla de puesta a tierra para ser instaladas redes de transmisión, sub-transmisión y subestaciones de potencia.

Esta cuchillas están diseñadas para operar a un temperatura ambiente de - 25 °C a + 55 °C y para ser instaladas en niveles de contaminación normal, media, alta y extra alta y cumplen con los valores especificados, de acuerdo a las pruebas de prototipo realizadas en el Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales CFE LAPEM, además de cumplir con las especificaciones de CFE y LFC, con las normas Mexicanas y con las normas Internacionales IEC.

Transformador de corriente. El transformador combinado reúne las características constructivas de los transformadores de intensidad (tipo CA) y los de tensión inductivas (tipo UT).

Las partes activas del transformador de intensidad se sitúan en la parte superior y se colocan dentro de una caja metálica que hace de pantalla de baja tensión; sobre ella se coloca el aislamiento principal de papel aceite que termina con una pantalla de alta tensión.

Transformador de potencia tipo acorazado. El Transformador es un dispositivo primario que, de acuerdo con su relación modifica los parámetros eléctricos, (tensión y corriente) operando como elevadores o reductores.

Banco de capacitores. Son unos dispositivos eléctricos formados por dos láminas conductoras, separadas por una lámina dieléctrica y que al aplicar una diferencia de tensión almacenan carga eléctrica.



Fig. 3.1 Subestación malpaso III.



Fig. 3.2 banco de capacitores.

3.2 modulo de protecciones de la subestación malpaso III

Este modulo o caseta esta ubicada dentro de la subestación malpaso III, es la que se encarga en albergar todos los equipos de control y de protecciones para el monitoreo de la subestación y para poder garantizar el buen funcionamiento esta, en esta sección de la subestación se encuentran albergados los equipos tales son: cargador de baterías, banco de baterías, tableros de circuitos de c.a y c.d, gabinete de comunicaciones, UTR SENSE D200, gabinete de protecciones.

Como también se encuentran otros equipos como es las alarmas de incendio y otros tableros para el alumbrado de la subestación.

Este modulo se encarga de salvaguardar los equipos y proteger estos mismo ala exposición de del medio ambiente, hay equipos que son muy delicados y necesitan de esta protección para el buen funcionamiento y poder operar adecuadamente.



Fig. 3.3 modulo o caseta de protecciones y torre de comunicación.

3.3 Cargador de baterías

En comisión federal de electricidad y en especial la subestación malpaso II usan su cargador de baterías de la marca “EMEISA”.

Los Cargadores Trifásicos “EMEISA” del modelo FRAT convierten la Corriente Alterna (CA) en Corriente Directa (CD), están diseñados para una vida útil excepcionalmente larga y una gran confiabilidad en operación continua para aplicaciones comerciales e industriales, su amplio programa de fabricación incluye un diseño con alto nivel de ingeniería, el empleo de técnicas modernas de producción y rutinas de prueba del tipo de unidades en serie.

Los cargadores de baterías “EMEISA” utilizan tecnología de SCR'S Grado Industrial, diseñados para la carga de Flotación e Igualación con baterías de Plomo-Ácido, Níquel-Cadmio ó del tipo Selladas Libres de Mantenimiento.

Voltaje de alimentación.

220 V.C.A., 3 FASES, 60 Hz.

440 V.C.A. 3 Fases, 60 Hz.

480 V.C.A., 3 Fases, 60 Hz.

Señalización y alarmas.

Encendido.

Flotación.

Igualación.

Operación Manual

Alarma por Ausencia de Corriente Alterna.

Alarma de Bajo Voltaje en Corriente Directa.

Alarma por Falla de Carga.

Alarma por Corto Circuito.

Alarma Positivo a Tierra.

Alarma Negativo a Tierra.

Alarma por Interrupción de Ciclo de Recarga.

Alarma por Terminación de Ciclo de Recarga.

Alarma por Alta Temperatura.

Alarma de Alto Voltaje en Corriente Directa.

Todas estas alarmas cuentan con Contactos Secos para Señalización Remota.

Filtro. Los Cargadores de Baterías EMEISA trifásicos, poseen un componente de corriente alterna ó riza en la salida del equipo menor a 100 mVRMS para uso en control. Los cargadores trifásicos filtrados con voltaje de salida igual a: 24 y 48 VCD, tienen una ondulación de voltaje a la salida (ruido eléctrico) menor a 32 dBnc (1mVRMS medido psfometricamente), este tipo de filtraje es utilizado en el área de las comunicaciones.

Panel de supervisión. Interruptor Termomagnético de Entrada.

Interruptor Termomagnético de Salida.

Potenciómetro de Flotación, ajustable e independiente.

Potenciómetro de Igualación, ajustable e independiente.

Push- button para carga de igualación.

Voltímetro Digital de CD.

Amperímetro Digital de CD.

Mecánicas. Gabinete Metálico NEMA 1 (El tamaño del gabinete puede variar de acuerdo a la capacidad del cargador) acabado en color gris ANSI 61.

Para Montaje en Piso ó Pared.

Acceso Frontal para realizar Ajustes de Operación.

Enfriamiento por Convección Natural.

Opcionalmente fabricamos gabinetes sobre requerimientos específicos de nuestros clientes.



Fig. 3.4 cargador de baterías.

3.4 Tablero de C.A y C.D

Los tableros de servicios propios EATON combinan un diseño de ahorro de espacio con una construcción modular y capacidad nominal del sistema concebido para proporcionar distribución de protección económica y confiable del sistema eléctrico, lo anterior obedeciendo a las características y requerimientos establecidos por la comisión federal de electricidad para la alimentación de las cargas integradas a los servicios propios de subestaciones de potencia tanto para corriente alterna como para corriente directa.

Los tableros de corriente alterna están diseñados para trabajar en un sistema trifásico, de cuatro hilos, con neutro sólidamente aterrizado, contención nominal de 220/127 VCA, clase de ahilamiento de 600 v y frecuencia de 60 hz.

Los tableros de corriente directa están diseñados para operar en un sistema de dos hilos (positivo y negativo aislados de tierra) contención nominal de 48 VCD a 125 VCD; sin embargo, pueden operar hasta una tensión de 250 VCD.

Características Generales. Diseñados para trabajar a una temperatura ambiente mínima de -5 °C y máxima de 40 °C.

Operación satisfactoria hasta una altitud de 200 msnm.

Envoltente tipo NEMA 1 para servicio de interior con ventilas aprueba de goteo.

65 °C como incremento de temperatura máxima sobre una temperatura ambiente de 40 °C.

Corriente nominal de barras acorde a cada tipo de sección según especificación de CFE.

Capacidad de corriente de circuitos derivados al marco del interruptor correspondiente.

Corriente momentánea simétrica de 14 KA en corriente directa y 25 KA en corriente alterna en estructuras.

Señalización local y remota de acuerdo a lo indicado en el estado de componentes de cada sección tipo.

Interruptores termomagneticos para principales y derivados.

Los tableros son aptos para trabajar en ambientes de alta interferencia electromagnética (hasta 420 KV).



Fig. 3.5 tablero de circuitos de c.d.



Fig. 3.6 tablero de circuitos de c.a.

3.5 Gabinete de comunicaciones APC

Los gabinetes NetShelter de APC han sido desarrollados teniendo en cuenta las necesidades de enfriamiento, distribución de energía, organización de cableado y monitoreo ambiental, ofreciendo un entorno confiable para los equipos de misión crítica.

No es necesario pasar horas eligiendo y reuniendo docenas de números de parte para configurar un solo gabinete, APC simplificó el proceso proporcionando los detalles de los componentes y ofreciendo gabinetes completos con números de parte únicos. Si es necesario hacer una configuración muy específica se cuenta con un configurador en línea que permite agilizar y simplificar el proceso.

Algunas características y beneficios que se ofrecen son grandes ranuras para acceso de cables en el techo o a través del piso elevado.

Los canales traseros para organización de cableado ya integrado y adaptable ofrece lugares de montaje que no ocupan espacio en U para accesorios como rPDUs y organizadores verticales que se instalan sin utilizar herramientas. Las puertas frontales y traseras perforadas brindan altos niveles de ventilación a servidores y equipos de red.

Los rieles de montaje vertical pueden ajustarse en profundidad lo que cubre prácticamente todos los requisitos de montaje. Las posiciones en U están numeradas en la parte frontal y posterior para permitir una rápida instalación y poder identificar su posición exacta dentro del data center.

Los gabinetes se entregan con pies de nivelación y ruedas pivotantes, piezas de unión preinstaladas para unirlos en hilera y dotarlos de mayor estabilidad. El diseño de la estructura ofrece un nivel de carga estática de 1364 kg y un nivel de carga dinámica de 2250 libras (1023 kg).

La familia Netshalter ofrece 2 anchos 600 y 750 mm, tres alturas 24, 42 y 48 U y dos profundidades 1070 y 2000 mm. AHORA CON DISPONIBILIDAD LOCAL.

3.6 Unidad terminal remota

La subestación de malpaso III, cuenta con una unidad terminal remota (UTR) modelo SENSE D200, consiste de una o más tarjetas procesadoras, módulos E/S periféricos, paneles de terminación, fuente de alimentación y equipo de comunicación. Estos componentes, junto con las aplicaciones de software, conforman el Sistema de UTR SENSE D200.

La Subestación Digital es posible con SENSE D200, ahora podrá evolucionar sus subestaciones de Transmisión hacia el estándar IEC 61850, con ésta solución será posible una administración completa de la subestación, integrando las

funciones de Protecciones, Mediciones, Sistemas de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA).

SENSA D200 permite el control local/remoto de la subestación en un ambiente de seguridad bajo CIP de NERC, el sistema integra la información de la subestación, cuenta funciones de mantenimiento, registro de activos, históricos, así como información de estado del equipo primario de la subestación, y permite el registro de variables para detección de fallas y análisis de ingeniería en general.

Aplicación. Sistema Integral para supervisar y controlar local y/o remotamente Subestaciones de Transmisión de 200kV y 400kV bajo la especificación del cliente.

Beneficios. Reducción del tiempo de interrupción a usuario al habilitar el control local y/o remoto de las subestaciones de distribución.

Reducción de costos operativos, ya que no es requerido personal dedicado en la subestación.

Visibilidad de la subestación, por medio de métricas, indicadores, alarmas y toda la información disponible.

Incremento en la productividad y eficiencia energética de la subestación.

Digitalización de la subestación incrementando la confiabilidad con la reducción del cableado de cobre.

Características clave. Basada en estándares eléctricos y SCADA como DNP, IEC-61850 y OPC.

Esquemas de redundancia en servidores, consolas, redes y fuentes de alimentación para alta disponibilidad.

Con características de seguridad informática de acuerdo a CIP de NERC.

Interface gráfica avanzada que provee visibilidad local, remota y desde web para la subestación.

Integra información de monitoreo de los activos para diagnóstico y gestión de mantenimientos.



Fig. 3.7 UTR y gabinete de comunicaciones.

3.7 Tablero de protecciones

Los Sistemas de Protección se utilizan en los sistemas eléctricos de potencia para evitar la destrucción de equipos o instalaciones por causa de una falla que podría iniciarse de manera simple y después extenderse sin control en forma encadenada. Los sistemas de protección deben aislar la parte donde se ha producido la falla buscando perturbar lo menos posible la red, limitar el daño al equipo fallado, minimizar la posibilidad de un incendio, minimizar el peligro para las personas, minimizar el riesgo de daños de equipos eléctricos adyacentes.

Los sistemas de protección de un sistema de potencia se componen generalmente de los siguientes elementos:

Elementos de medición; que permiten saber en qué estado está el sistema. En esta categoría se clasifican los transformadores de corriente y los transformadores de voltaje. Estos equipos son una interfaz entre el sistema de potencia y los relés de protección. Reducen la señales de intensidad de corriente y tensión, respectivamente, a valores adecuados que pueden se conectados a las entradas de los relés de protección.

Los relés de protección ó relevadores; que ordenan disparos automáticos en caso de falla. Son la parte principal del sistema de protección. Contienen la lógica que deben seguir los interruptores. Se comunican con el sistema de potencia por medio de los elementos de medida y ordenan operar a dispositivos tales como interruptores, reconectores u otros.

Los interruptores; que hacen la conexión o desconexión de las redes eléctricas. Son gobernados por los relés y operan directamente el sistema de potencia.

Sistema de alimentación del sistema de protecciones. Se acostumbra alimentar, tanto interruptores como relés con un sistema de alimentación de energía eléctrica independiente del sistema protegido con el fin de garantizar autonomía en la operación. De esta forma los relés e interruptores puedan efectuar su trabajo sin interferir. Es común que estos sistemas sean de tensión continua y estén alimentados por baterías o pilas.

Sistema de comunicaciones. Es el que permite conocer el estado de interruptores y relés con el fin de poder realizar operaciones y analizar el estado del sistema eléctrico de potencia. Existen varios sistemas de comunicación. Algunos de estos son:

Nivel 0. Sistema de comunicaciones para operación y control en sitio.

Nivel 1. Sistema de comunicaciones para operación y control en cercanías del sitio.

Nivel 2. Sistema de comunicaciones para operación y control desde el centro de control local.

Nivel 3. Sistema de comunicaciones para operación y control desde centros de control nacional.

Características de los sistemas de protección por relés

Fiabilidad. Es el grado de certeza con el que el relé de protección actuará, para un estado pre diseñado. Es decir, un relé tendrá un grado de fiabilidad óptima, cuando éste actúe en el momento en que se requiere, desde el diseño.

Seguridad. La seguridad, se refiere al grado de certeza en el cual un relé no actuará para casos en los cuales no tiene que actuar. Por lo que un dispositivo que no actúe cuando no es necesario, tiene un grado de seguridad mayor que otros que actúan de forma inesperada, cuando son otras protecciones las que deben actuar.

Selectividad. Este aspecto es importante en el diseño de un SP, ya que indica la secuencia en que los relés actuarán, de manera que si falla un elemento, sea la protección de este elemento la que actúe y no la protección de otros elementos. Asimismo, si no actúa esta protección, deberá actuar la protección de mayor capacidad interruptiva, en forma jerárquica, precedente a la protección que no actuó. Esto significa que la protección que espera un tiempo y actúa, se conoce como dispositivo de protección de respaldo.

Velocidad. Se refiere al tiempo en que el relé tarda en completar el ciclo de detección-acción. Muchos dispositivos detectan instantáneamente la falla, pero tardan fracciones de segundo en enviar la señal de disparo al interruptor correspondiente. Por eso es muy importante la selección adecuada de una protección que no sobrepase el tiempo que tarda en dañarse el elemento a proteger de las posibles fallas.

Economía. Cuando se diseña un SP lo primero que se debe tener en cuenta es el costo de los elementos a proteger. Mientras más elevado sea el costo de los elementos y la configuración de la interconexión de estos sea más compleja, el costo de los SP será de mayor magnitud. A veces el costo de un SP no es el punto a discutir, sino la importancia de la sección del SEP que debe proteger, lo recomendable es siempre analizar múltiples opciones para determinar cuál de ellas es la que satisface los requerimientos de protección al menor costo.

Protecciones de transformadores

Se dice que 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 Kirchoff, según la

cual el sumatorio de las corrientes entrantes y salientes debe ser igual a cero. En nuestro caso el relé de protección es alimentado por los transformadores de corriente instalados en los devanados principales (ya sean estos dos, tres o incluso más). Para eliminar posibles errores en la medición tanto de fase como de ángulo se le aplica un frenado a la protección. Este frenado se basa en el corriente a frecuencia fundamental, pero también en los armónicos segundo y quinto, para de ese modo evitar transitorios durante la excitación del transformador que se protege.

Protecciones de líneas de transmisión

La Línea de Transmisión (LT) es el elemento del sistema eléctrico de potencia destinado a transportar la energía, desde su generación hasta el punto de distribución para su consumo, por lo que se considera como el elemento más importante en el suministro de energía eléctrica. Y forma parte de la Red de transporte de energía eléctrica.

El esquema de protección de una LT está formado por una protección primaria y protecciones de respaldo, siendo la primaria de alta velocidad y las de respaldo con acción retardada.

El objeto de la característica de alta velocidad de la protección primaria es debido a que ésta debe actuar en la menor cantidad de tiempo posible tratando de aislar la falla del sistema, las de respaldo son de acción retardada, ya que tienen que esperar a que la protección primaria actúe, si no es así lo harán éstas otras. Esto no significa que las de respaldo solo actuarán en caso de que la primaria no actúe.

La gran desventaja es que la protección de respaldo aísla una sección de mayor dimensión que la primaria.

Existen varios factores que afectan el diseño y operación de un SP en Líneas de Transmisión, los cuales son: configuración de la red y niveles de tensión, entre otros.

Los esquemas de protección que se pueden utilizar en una LT, son: Protección contra sobre corriente (PSC), Protección de distancia (PD), Protección de hilo piloto (PHP), y la protección híbrida (PH).

Las protecciones que se aplican a las líneas de transmisión se dividen en dos grupos principales, el de protecciones primarias y el de protecciones de respaldo como se describen a continuación:

Primaria.

Diferencial con hilo piloto.

Comparación de fase con onda portadora (carrier), o hilo piloto con tonos de audio.

Comparación direccional con relevadores de distancia y onda portadora, o hilo piloto con tonos de audio

Respaldo.

Distancia.

Sobre corriente direccional de fases y tierra.



Fig. 3.8 tablero de protecciones.

4. Resultado y conclusión

4.1 Resultado

En este trabajo de residencia profesional se logró programar, cablear y poner en servicio una unidad terminal remota SENSE D20 en la subestación malpaso III, siendo esta capaz de controlar, monitorear y supervisar la subestación en general de manera remota desde la unidad central maestra.

Controlando las aperturas y cierres de los interruptores de potencia y, los bloqueos y desbloques de sus respectivos recierres de las líneas de alta y media tensión, en el caso del transformador es el bloqueo y desbloqueo que se refiere a la protección diferencial del equipo primario de mayor importancia como lo es el transformador dentro de la red eléctrica tanto por su capacidad y nivel de voltaje como por su ubicación estratégica dentro de ésta.

Monitoreando las cargas, sus Mvar y Mw, las corrientes de cada fase y de falla, los voltajes, la frecuencia y la activación de alarmas como es el de sobrecarga, de cada línea de alta y media tensión, así como de los transformadores de potencia en los cuales aparte de lo anterior también se monitorean la activación de sus protecciones, como son de alta temperatura de devanado, sobrepresión, alta temperatura de aceite y bajo nivel de aceite.

Supervisando las alarmas que se presenten en el visualizador de la UCM y si es necesario mandar personal a la subestaciones para revisar los equipos o restablecer la energía si en su caso, se han presentado las alarmas de la falta de alimentación corriente alterna y/o corriente directa, en servicios propios y falla de cargador de batería. De esta manera protege a la subestación ya que la UTR supervisa las protecciones necesarias para los equipos y las líneas de transmisión.

La protección de distancia que se utiliza como regla general en sistemas de 115 kV. Y voltajes superiores realizando la función de protección contra cortocircuitos entre fases y fase a tierra. El elemento más susceptible de falla es la línea de transmisión; por su longitud se expone a condiciones climatológicas, problemas de aislamiento y contaminación, hilos de guarda caídos y/o conductores de fase desprendidos. Aunado a esto, las fallas causadas por agentes externos como la quema de caña o pastizales y hasta el vandalismo.

La protección tipo piloto de líneas de transmisión es un requerimiento fundamental que deben cumplir las protecciones de las líneas de enlace en un sistema eléctrico de potencia es lograr el disparo simultáneo con alta velocidad de los interruptores de todos los extremos de la línea para todos los cortocircuitos internos. Al garantizarse el disparo simultáneo con alta velocidad de todos los interruptores de la línea se obtienen las siguientes ventajas:

Posibilidad de aplicar el recierre automático de alta velocidad que si es exitoso reduce los tiempos de interrupción y mejora las condiciones de voltaje.

Reducción en la posibilidad de daño de conductores y equipos debido a la corriente de falla para lograr el disparo del interruptor más distante al punto de falla, la protección más cercana deberá mandar una señal permisiva de disparo al otro extremo de la línea. Esta señal se transmite por un canal de comunicación llamado canal piloto y que enlaza las dos terminales de la línea.

La protección por detección de gas o de incremento de presión. Cuando ocurre un cortocircuito en el interior del tanque de un transformador tiene lugar la formación de gases por la descomposición de los aceites minerales y otros materiales aislantes bajo la acción del arco eléctrico; se forman gases como acetileno y otros hidrocarburos, hidrógeno y monóxido de carbono.

Los relevadores basados en la detección de gases, también denominados relevadores Buchholz, se aplican a transformadores que tienen el tanque totalmente lleno de aceite, y que poseen adicionalmente un tanque conservador, el relevador se instala en el tubo que conecta el tanque del transformador y el tanque conservador.

Los esquemas de automatización de sistemas eléctricos que se realizan con la UTR son por mencionar algunos los recierre automático de líneas y los relés de corte de carga por frecuencia los relees de recierre mecánico son básicamente un pequeño motor de C.A. o C.D. que mueve a unas levas que a su vez actúan sobre un micro switch que permite el cierre de el interruptor asociado.

La función del corte de carga por frecuencia es evitar que la frecuencia llegue a un valor crítico cuando hay un déficit de potencia en el sistema mediante la desconexión de parte de la carga. En el régimen normal de operación de un sistema eléctrico existe un balance entre las potencias generada y consumida.

Cuando hay un exceso de alguna de estas aparece un desbalance en el sistema. Este desbalance afecta la velocidad de las máquinas y la frecuencia del sistema eléctrico. El déficit de potencia puede eliminarse siempre que haya una reserva móvil de energía disponible capaz de absorber esta deficiencia.

4.2 Conclusión

Para la realización de este proyecto de residencia profesional se hizo la programación, cableado y puesta en servicio de la UTR SENSE D20, ya que es posible su administración completa de la subestación, integrando las funciones de Protecciones, Mediciones, Sistemas de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA).

De tal manera de obtuvieron los objetivos plateados, de mantener en óptimas condiciones de operación a la subestación y a los equipos de control (UTR) a través de programas de mantenimiento y mejoras por medio de las estadísticas de comunicación que se generan en la UCM, logrando así satisfacer las necesidades que presentan los clientes garantizando un servicio de calidad y eficiencia.

Proporcionando al operador un control de la subestación de calidad y eficacia para las maniobras requeridas en su momento como también el monitoreo de esta misma en caso de presentarse anomalías en la subestación, así también proporcionarle a los usuarios un servicio que garantiza la calidad de la energía eléctrica y cumpliendo los objetivos básicos de continuidad, calidad, economía y seguridad.

Cuidando la instalación de manera remota con la mejor tecnología y así poder monitorear la subestación, ya que de esto depende su óptimo desempeño y garantizar el servicio de esta.

Referencias Bibliográficas

[1] Artículo Introducción a SCADA, Carlos de Castro Lozano y Cristóbal Romero Morales.

[2] Manual de Usuario Config. Pro 6 para UTR D20 Y D200, SENSE Control Digital, S. A. de C. V.

[3] Manual de instalación y operación UTR D20, SENSE Control Digital, S. A. de C. V.

Anexo A.- Diagrama unifilar de la subestación malpaso III.

En la Fig. A1 se muestra el diagrama unifilar de la subestación mal paso III. El cual muestra los parámetros de medición de la subestación como también el estado de los interruptores.

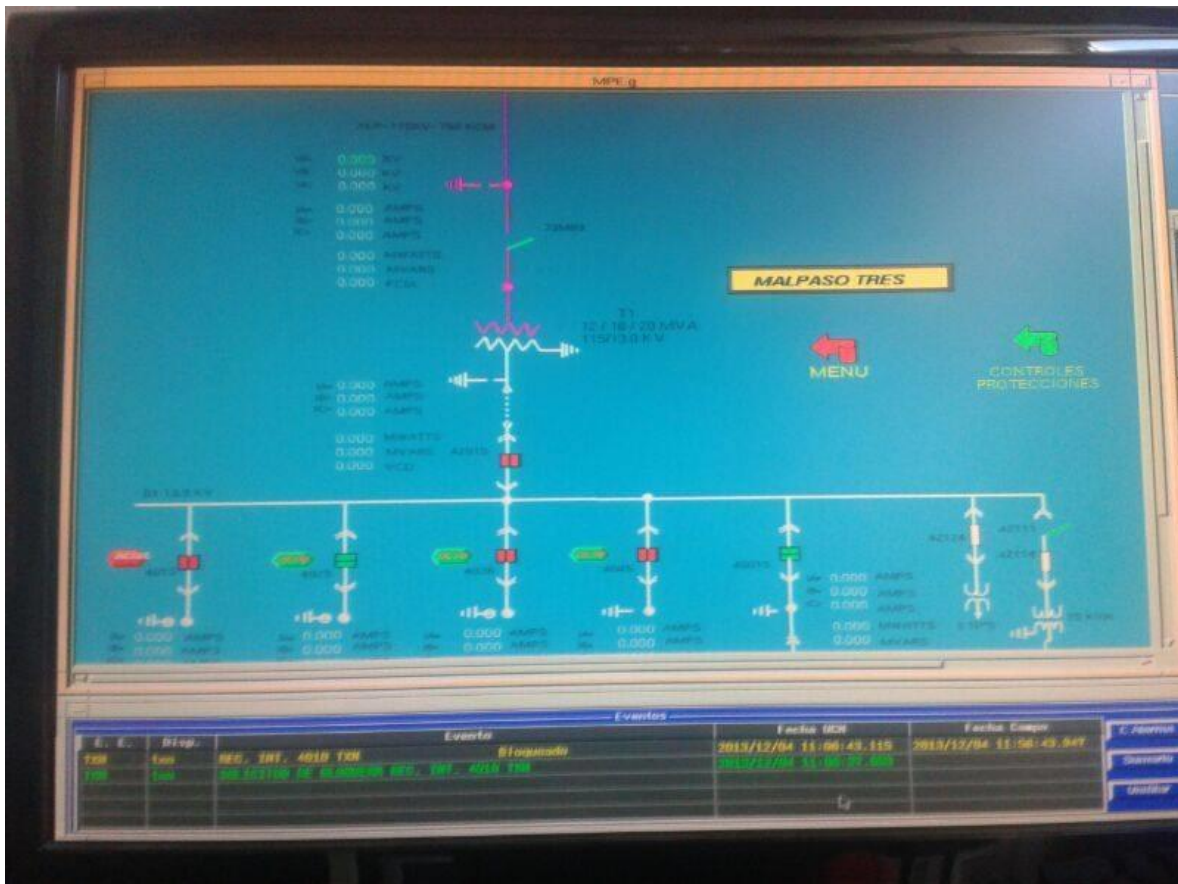


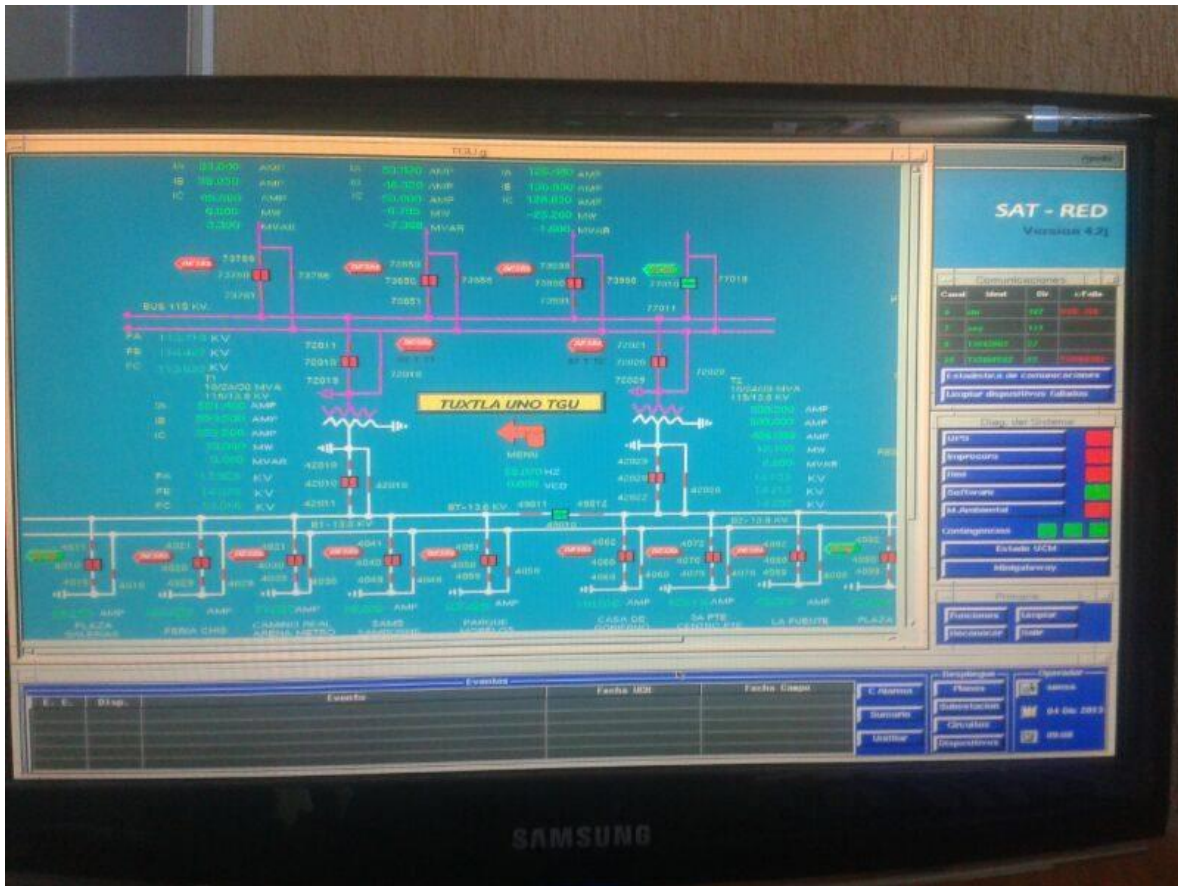
Fig. A1 diagrama unifilar.

Anexo B.- Diagrama unifilar de la subestación TGU (Tuxtla uno)

En la Fig. B1 se muestra el diagrama unifilar de la subestación TGU (Tuxtla uno), el cual monitorea la subestación y sus parámetros de medición como son: MW, MVAR, corrientes de fase A, B Y C, el voltaje en la fase A, B Y C y el estado de los interruptores en el bus de 115KV. (Color magenta de la imagen).

En el lado de los transformadores monitorea MVAR, voltaje en las fases A, B Y C, MVA y la corriente de las fases A, B Y C.

En el lado del bus de 13.8 KV (color blanco de la imagen), muestra el estado de los interruptores de cada circuito, la corriente de las fases A, B Y C, la frecuencia nominal y la corriente de consumo de cada circuito tomando referencia el lugar con mas consumo de corriente.



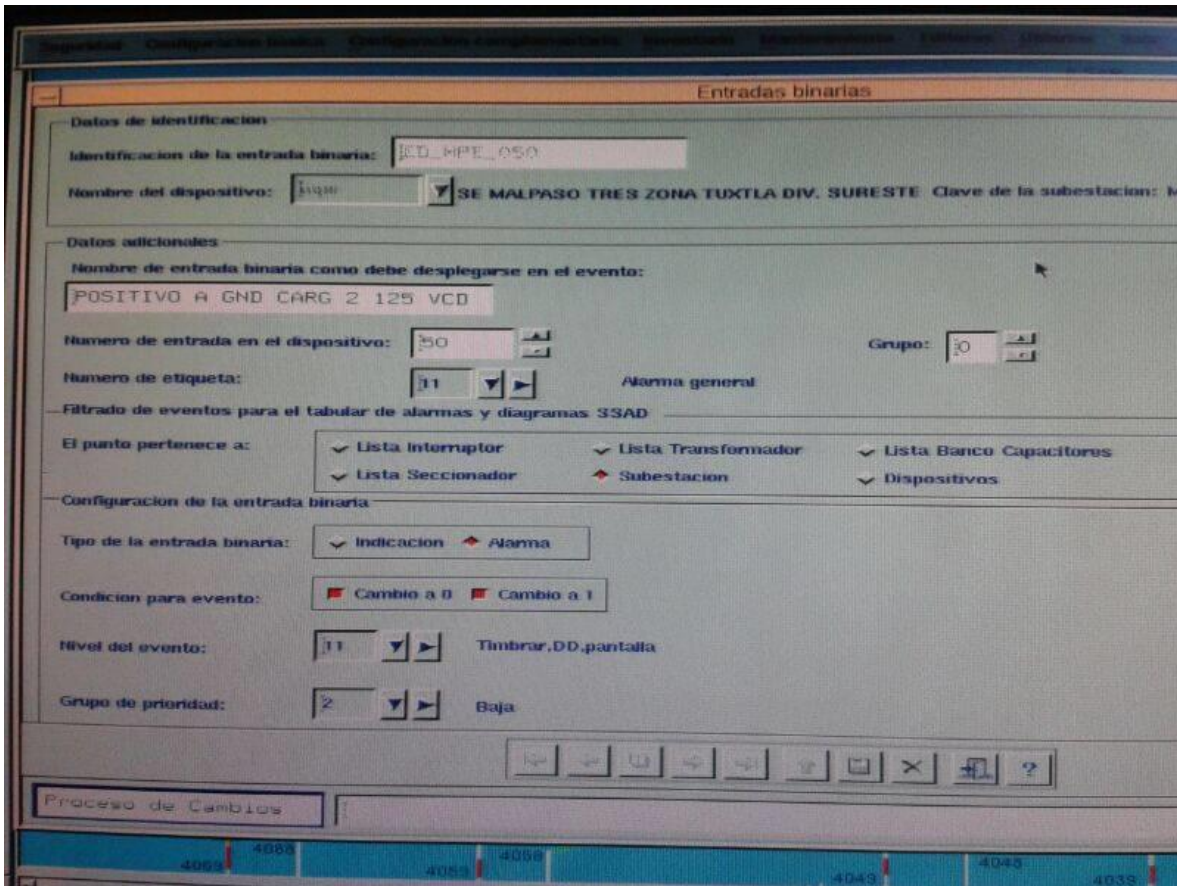


Fig. C1.- Programación de las entradas binarias de la subestación malpaso III.