



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

MODERNIZACIÓN DE PROTECCIÓN
DIFERENCIAL 87B DE BUS 1 Y BUS 2 DE 400
KV EN SUBESTACIÓN NOPALA DE C.F.E.

T E S I N A

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO

P R E S E N T A :

ISMAEL JARAMILLO GONZÁLEZ

ASESOR: ING. AUGUSTO OCTAVIO HINTZE VALDEZ



CIUDAD UNIVERSITARIA, DF.

2015

AGRADECIMIENTOS

A mis padres que siempre me brindaron su amor, cariño, confianza y el apoyo necesario para culminar mi carrera y a quienes quiero y agradezco la dicha de tenerlos como padres.

A mis hermanos por el apoyo y el afecto que me brindan día con día, ellos saben que los amo.

A mi esposa y mi hijo por su amor y comprensión que me dieron la fuerza para seguir adelante.

A la Facultad de Ingeniería que a lo largo de mi estancia en esta institución ha colaborado arduamente en mi preparación como profesionista y como persona.

A mi asesor el Ing. Augusto Octavio Hintze Valdez por su apoyo y dedicación para la culminación de este trabajo.

INDICE

OBJETIVO

INTRODUCCION

1. Descripción de la Subestación Eléctrica Nopala.....	1
1.1 Posición y funcionamiento de la subestación dentro del sistema eléctrico.....	2
1.2 Características eléctricas principales.....	4
1.3 Equipo Eléctrico primario principal.....	4
1.3.1 Apartarrayos.....	4
1.3.2 Dispositivo de potencial (DP) y Transformador de Potencial (TP).....	7
1.3.3 Trampa de Onda.....	8
1.3.4 Transformador de Corriente (TC).....	9
1.3.5 Cuchillas.....	11
1.3.6 Interruptores de Potencia.....	14
1.3.7 Buses (Barras Colectoras).....	21
1.3.8 Autotransformador.....	22
2. Esquemas de Protección en la Subestación Eléctrica Nopala.....	28

2.1	Principios fundamentales de la protección por relevadores.....	29
2.2	Principales relevadores que se encuentran instalados en la Subestación Eléctrica Nopala.....	32
2.2.1	Relevador de sobrecorriente instantáneo.....	32
2.2.2	Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso...	32
2.2.3	Relevador de distancia.....	33
2.2.4	Relevador de sobrecorriente direccional.....	34
2.2.5	Relevador diferencial.....	34
2.3	Nomenclatura de protecciones de acuerdo a la norma ANSI.....	35
2.4	Esquemas normalizados.....	37
2.5	Protecciones características en la S.E. Nopala.....	39
3.	Principio de protección diferencial de barras.....	42
3.1	Relevador de Alta Impedancia.....	49
4.	Teoría básica de la protección diferencial de barras tipo RADSS y General Electric tipo B90.....	50
4.1	Protección Diferencial de Barras tipo RADSS.....	51

4.2	Protección Diferencial General Electric tipo B90...	52
4.2.1	Diseño básico de relevador B90.....	52
4.2.2	Tipos de señales del relevador B90.....	53
4.2.3	Principio de funcionamiento de la B90.....	58
4.2.4	Mecanismo de réplica dinámica de barras.....	59
4.2.5	Ajuste de la relación de TC.....	60
4.2.6	Corrientes diferenciales y de restricción.....	60
4.2.7	Principio direccional.....	62
4.2.8	Detector de saturación.....	64
5.	Reconocimiento y Familiarización del equipo B90.....	67
5.1	Hardware.....	67
5.1.1	Leds indicadores de estado.....	68
5.1.2	Teclado/Pantalla.....	72
5.2	Software.....	73
5.2.1	Entrevista UR Setup descripción general del software.....	74
5.2.2	Entrevista UR Setup ventana principal.....	75
5.2.3	Mediciones.....	79
5.2.4	Eventos.....	82
5.2.5	Reportes de fallas.....	84

6. Puesta a punto de la Protección Diferencial de Barras 87B marca General Electric modelo B90 de 400 kv en S.E. Nopala.....	86
6.1 Mediciones Análogas.....	87
6.2 Pruebas de disparos diferencial de bus.....	93
6.2.1 Pruebas de disparo de la L.T A3580-BRN....	94
6.2.2 Pruebas de disparo de la L.T A3570-BRN....	95
6.2.3 Todas las bahías a barra 1.....	97
6.2.4 Todas las bahías a barra 2.....	98
7. Puesta en servicio diferencial de barras de 400 kV en S.E. Nopala marca GE modelo B90.....	101
7.1 Descripción de los trabajos.....	102
Conclusiones.....	107
ANEXOS.	
Bibliografía.	

OBJETIVO

El elemento más crítico desde el punto de vista de la confiabilidad en una subestación eléctrica son las barras colectoras. La falla en ellas implica algunas veces la desconexión de otros elementos como líneas, transformadores o generadores. Su protección debe ser planeada y puesta en servicio tomando todas las medidas de seguridad disponibles para que solamente la sección fallada sea desconectada del sistema.

En el presente trabajo se describen las actividades realizadas para la puesta en servicio de la protección diferencial de barras de la S.E. Nopala de CFE con la intención de que esta memoria permita a los interesados, analizar y valorar las acciones necesarias para de esta manera tener una visión de las consideraciones que se necesitan hacer para llevar a buen fin la puesta en servicio de una protección 87B en una subestación de esta importancia. Además de que la persona interesada pueda utilizar este trabajo como una guía rápida para poder visualizar los ajustes del relevador de manera sencilla y práctica.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad la planeación y el diseño de los sistemas de potencia, se trata de disminuir la probabilidad de fallas. A pesar de lo anterior, no es económicamente factible intentar proteger el equipo contra todas las fallas: sin embargo, es posible obtener un compromiso económico de los factores que influyen en el diseño y la operación satisfactoria del sistema de protección. Generalmente se emplea una combinación de estos dos métodos, además de proteger adecuadamente el equipo mediante diseños adecuados de esquemas de protección. El factor determinante en el diseño de la protección del sistema es por supuesto, mantener la continuidad del servicio.

La disponibilidad de energía eléctrica a los clientes de una compañía, aparece aparentemente en estado permanente, constante en frecuencia, voltaje y normalmente sin distorsiones en las ondas de corriente y voltaje. El sistema eléctrico esta todo el tiempo sujeto a perturbaciones que van desde el cambio súbito de carga, fallas ocasionadas por causas naturales o por fallas de equipos o humanas. Existen dos causas por las cuales el sistema eléctrico mantiene sus condiciones cuasiestables: una es el gran tamaño de generadores o cargas individuales respecto al tamaño del sistema eléctrico interconectado, y la otra es debida a la acción rápida y correcta de los sistemas de protección por relevadores.

El sistema de protección de barras es más directo que el sistema de protección de transformadores, debido a que disminuyen las variables, tales como la relación de transformación, cambios en el ángulo de fase o la presencia de las corrientes inrush. Sin embargo aunque la protección de barras para las nuevas instalaciones es ahora un simple problema de aplicación no ha sido siempre tan sencillo como en la actualidad, debido a la severidad de una operación incorrecta en la integridad del sistema de potencia.

La barra de un sistema eléctrico de potencia es uno de los elementos más críticos porque es el punto de convergencia de los circuitos de transmisión, de

generación o de cargas, por lo tanto el efecto de una falla en la barra es equivalente a varias fallas simultáneas.

La operación incorrecta de la protección de barras puede ocasionar la pérdida de todos los elementos adyacentes. Sin embargo, si no se cuenta con esta protección y se presenta una falla en la barra, los extremos remotos de los elementos adyacentes deben disparar. Esta acción podría generar una situación peor que la pérdida de todos los elementos de la propia barra, por dos razones:

Como los sistemas tienden a ser más robustos, es cada vez más difícil ver todas las fallas para los extremos remotos.

Uno de los grandes problemas asociados a la protección de barras ha sido la desigualdad en la saturación del núcleo de los transformadores de corriente (TC). Este problema es debido a las grandes variaciones de la magnitud de corriente y el flujo residual en cada uno de los TC's empleados en esta protección.

La mayoría de las fallas en la barras involucra una fase a tierra, pero las fallas surgen de muchas causas y número significativo son las fallas entre fases sin involucrar tierra. De hecho, una gran proporción de las fallas en las barras resultan de errores humanos más que de fallas de los componentes de interruptores.

Tradicionalmente las funciones de protección, control y medición de las subestaciones se han llevado a cabo con equipos electromecánicos. La primera generación de equipos fue reemplazada gradualmente por equipos electrónicos analógicos, que se limitaban a desempeñar una única función. Ambas tecnologías requerían de la instalación de cableado y equipos auxiliares muy costosos para que el sistema funcionase.

Recientemente los equipos electrónicos digitales han comenzado a realizar funciones de protección, control y medición. En un principio estos equipos cumplían un sola función o bien sus capacidades multifunción, eran muy limitadas y no reducían en gran medida el cableado y los equipos auxiliares. Estos

dispositivos también pueden transferir datos a las instalaciones de control centrales y a las interfaces hombre-máquina mediante sistemas de comunicación electrónica. La variedad de las funciones que pueden desempeñar estos equipos es tan amplia que numerosos usuarios prefieren emplear el término IED (Intelligent Electronic Device).

Es necesario disponer de comunicaciones de alta velocidad para poder alcanzar las velocidades de transferencia de datos que requieren los sistemas modernos de control automático y monitorización.

En un futuro cercano, las comunicaciones de muy alta velocidad serán necesarias para transmitir señales de protección, con un tiempo de respuesta objetivo, para una señal de mando entre dos equipos, inferior a cinco milisegundos desde la transmisión a la recepción.

Los dispositivos dotados con la capacidad descrita anteriormente también podrán facilitar más datos sobre la red eléctrica de lo que es posible disponer actualmente, mejorar las operaciones y el mantenimiento y permitir el empleo de una configuración de sistema adaptiva para los sistemas de protección y control.

1. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA NOPALA.

La subestación eléctrica Nopala (construida en 1960) cumple con la función de reducir voltaje (reductora) y de switcheo (interconexión) como sucede con las subestaciones San Bernabé y Victoria (que tienen conexión con la subestación Nopala). Su forma de operación es a la intemperie con un arreglo de doble bus con un interruptor llamado de amarre de bus para balance de cargas y un bus de transferencia (que sirve para sustituir alguna línea de 400 kV).

El arreglo de doble bus con un interruptor de amarre y bus de transferencia, utiliza la flexibilidad de conexión a través de cuchillas (dispositivo de control de flujo eléctrico) al bus de preferencia, además de contar generalmente con interruptor de amarre de buses. Adicionalmente se cuenta con otra barra para transferir el circuito que requiera de mantenimiento. Normalmente en esta aplicación se cuenta con circuitos dobles a los mismos destinos, lo que permite distribuir la energía en cada barra. Se ha optado por dos buses para distribuir la carga como la forma de mantener la continuidad del flujo eléctrico, dado que una falla en un bus permite tener continuidad por el otro y en el peor de los casos perder el flujo por los dos buses implica tener una falla total de transmisión.

La subestación Nopala cuenta para realizar estas tareas, con equipos como son los transformadores de potencia, interruptores, cuchillas desconectadoras y de puesta a tierra, transformadores de instrumentos, de potencial y de corriente, apartarrayos, buses, sistemas de alimentación de corriente directa y alterna, sistemas de protección, medición y control, control supervisorio, redes de tierra y aire, trampas de onda, trincheras, ductos y drenajes, alumbrado, planta de emergencia principalmente, entre otros.

La subestación Nopala de Comisión Federal de Electricidad pertenece a la subárea centro que con otras subáreas forman el área de Transmisión y

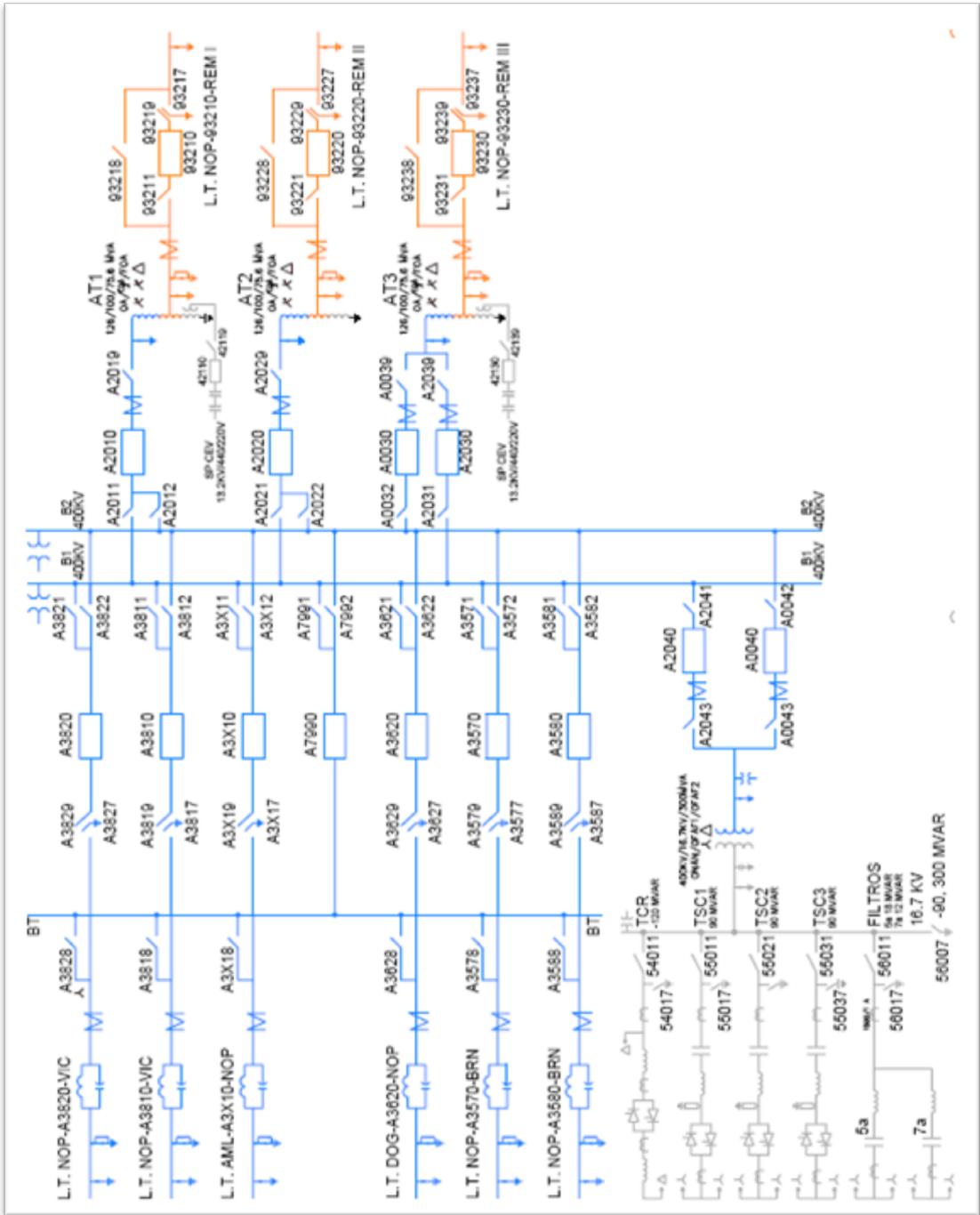


DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACION ELECTRICA NOPALA

1.2 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS PRINCIPALES.

La capacidad eléctrica de la subestación Nopala está determinada por las características de los bancos de transformación. Se cuentan con tres bancos trifásicos formados por autotransformadores monofásicos de tipo acorazado con una capacidad por fase de 126 MVA, 378 MVA por banco, 1334 MVA de capacidad total instalada con una relación de transformación de 400 kV/230 kV/13.2 kV con conexiones estrella/estrella/delta.

La energía ingresa a esta Subestación por medio de los circuitos dobles de 400 kV, denominados A3620 Donato Guerra, A3X10 Almoloya, A3810 y A3820 Victorias, A3580 y A3570 San Bernabés. Después de la transformación a 230 kV por medio de los bancos de potencia en las líneas Remedios I 93210, Remedios II 93220 y Remedios III 93230, la energía es entregada a la subestación Remedios, de la cual el 70% aproximadamente de esta energía es para uso industrial para las empresas localizadas en Naucalpan y Tlalnepantla Estado de México.

La subestación cuenta con dos buces principales y uno más denominado bus de transferencia de 400 kV con doble conductor por fase de 1113 kCM de 45 hilos de aluminio y alma de 7 hilos de 3/8" acero Martin Siemens, cuenta con un interruptor llamado de transferencia A7990 para dar flexibilidad a cualquiera de los circuitos de 400 kV con los interruptores A0030 y A2030 del banco 3 se enlazan los buces 1 y 2.

1.3 EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO PRINCIPAL.

1.3.1 Apartarrayos.

Son unos dispositivos eléctricos conectados entre fase y tierra, formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de

interruptores. Deben ser instalados en la proximidad de los equipos o instalaciones a proteger.

Debe de cumplir con las siguientes funciones:

Descargar las sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de la tensión disruptiva de diseño.

- Conducir a tierra las corrientes de descarga producidas por las sobretensiones.
- Debe desaparecer la corriente de descarga al desaparecer las sobretensiones.
- No deben operar con sobretensiones temporales, de baja frecuencia.
- La tensión residual debe ser menor que la tensión que resisten los aparatos que protegen.
- Las sobretensiones se agrupan en las categorías siguientes:

Sobretensiones de impulso por rayo. Son generadas por las descargas eléctricas en la atmósfera (rayos); tiene una duración del orden de decenas de milisegundos.

Sobretensiones de impulso por maniobra. Son originadas por la operación de los interruptores. Producen ondas con frecuencias del orden de 10 kHz y se amortiguan rápidamente.

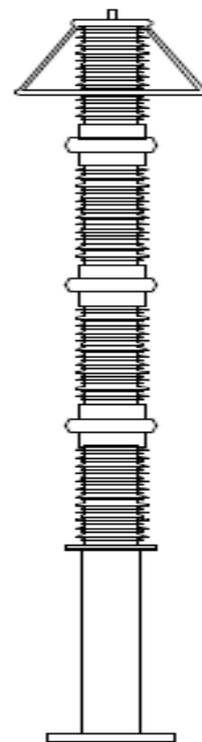
Sobretensiones de baja frecuencia (60 Hz). Se originan durante los rechazos de carga en un sistema, por desequilibrios en una red o corto circuito de fase a tierra. Tiene una duración del orden de algunos ciclos.

Los apartarrayos deben quedar conectados permanentemente a los circuitos que protegen y entrar en operación en el instante en que la sobretensión alcanza un valor convenido superior a la tensión máxima del sistema.

Cuando operan conducen a tierra las ondas de sobretensión limitando su magnitud a valores que no sean perjudiciales al aislamiento del equipo de la

instalación. Esta función la realizan por medio de dos electrodos que al operar ponen en comunicación la línea con la tierra a través de una resistencia. Los más utilizados son los de óxido de zinc.

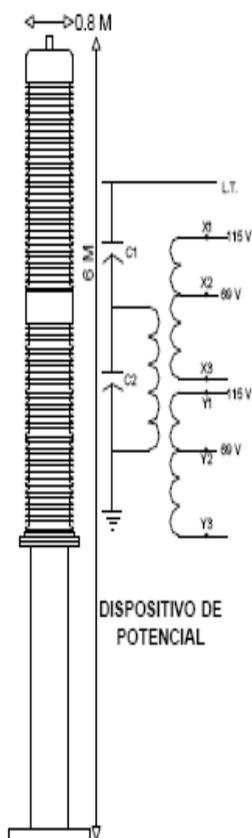
Estos apartarrayos están constituidos por varias piezas de resistencia no lineal de óxido de zinc, apiladas dentro de una columna hueca de porcelana sin entrehierros. En la parte superior de la porcelana tienen una placa relevadora de presión que, en caso de una sobrepresión interna, se rompe y permite escapar los gases hacia arriba sin producir daños laterales.



APARTARRAYOS

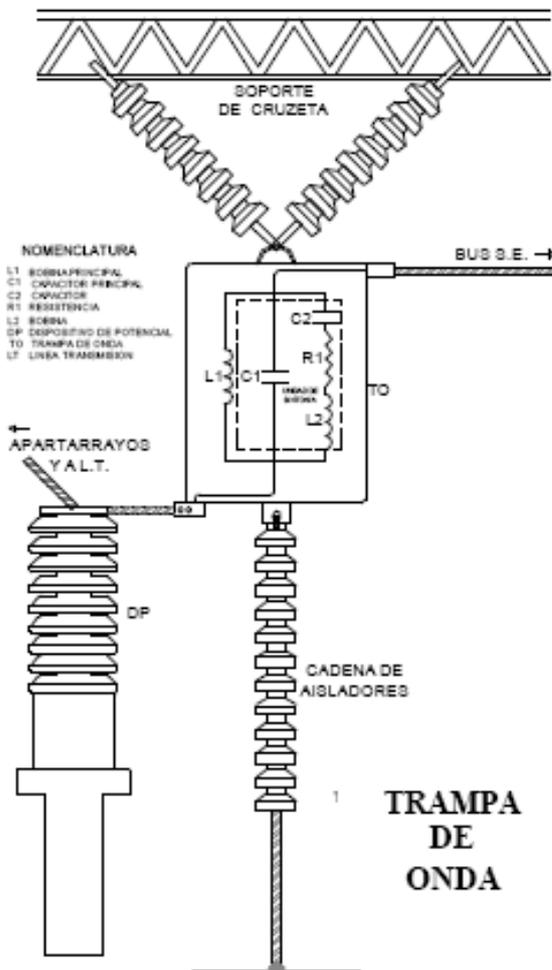
1.3.2 Dispositivo de Potencial (DP) y Transformador de Potencial (TP).

Es un equipo de transformación de tensión que se conecta a las líneas de alta tensión y que a través de capacitores de acoplamiento suministra una señal de baja tensión para la operación de instrumentos y equipos. Es un transformador convencional que tiene arrollamiento primario y secundario. El arrollamiento primario esta directamente conectado al circuito de potencia. Su propósito es proporcionar una imagen proporcional en magnitud con el mismo ángulo de tensión existente en el circuito de potencia conectado.



1.3.3 Trampa de onda.

Es una bobina que impide el flujo de señales de frecuencias de r.f. en una dirección no deseada o hacia la subestación, las trampas de onda no oponen ninguna resistencia considerable al transporte de la energía eléctrica en la línea de alta tensión.



1.3.4 Transformador de Corriente.

Son aparatos en donde la corriente secundaria dentro de las condiciones normales de operación es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario del transformador se conecta en serie con el circuito por controlar y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y protección que requieran ser energizados.

Un transformador de corriente puede tener uno o varios secundarios embobinados a su vez sobre uno o varios circuitos magnéticos. Si el aparato tiene uno o varios circuitos magnéticos. Un devanado se puede utilizar para mediciones que requieren mayor precisión, y los demás se pueden utilizar para protección. Por otro lado, conviene que las protecciones diferenciales y de distancia se conecten a transformadores independientes.

Los transformadores de corriente se pueden fabricar para servicio interior o exterior. Los de servicio interior son más económicos y se fabrican para tensiones de servicio de hasta 25 kV, y con aislamiento en resina sintética. Los de servicio exterior para tensiones medias se fabrican con aislamiento de porcelana y aceite, aunque ya se utilizan aislamientos a base de resinas que soportan las condiciones climatológicas. Para altas tensiones se continúan utilizando aislamientos a base de papel y aceite dentro de un recipiente metálico con boquillas de porcelana.

La tensión de aislamiento de un transformador de corriente debe ser, cuando menos, igual a la tensión más elevada del sistema al que va a estar conectado.

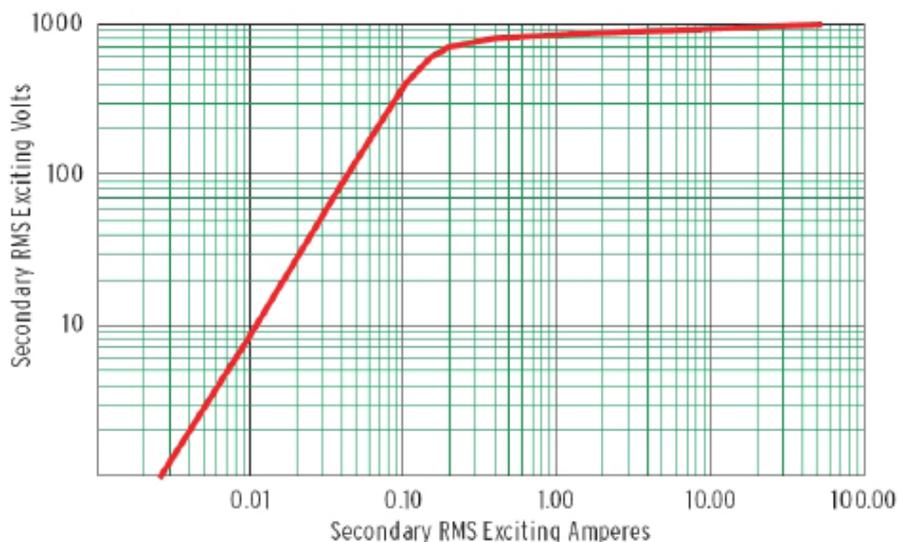
La saturación puede particularmente ser severa cuando la corriente primaria contiene una componente aperiódica, lo cual es frecuente en los cortocircuitos; esta

componente aperiódica circula casi en su totalidad por el circuito de magnetización, y satura el núcleo del transformador mientras está presente.

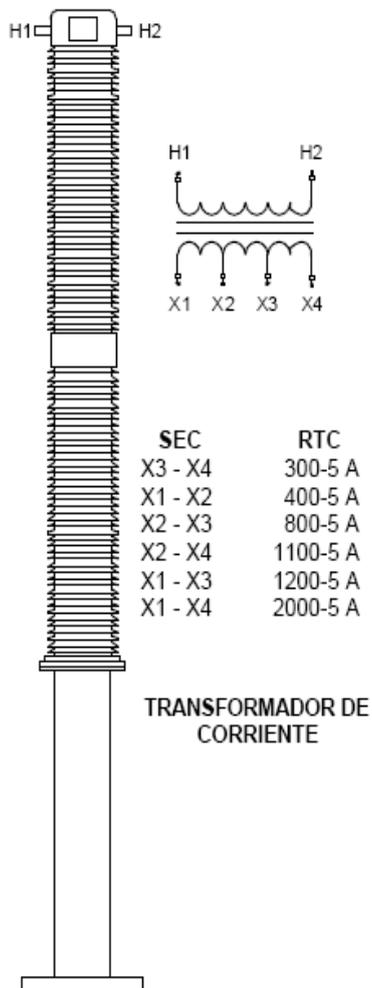
Otro factor que puede intensificar la saturación del núcleo es la presencia de magnetismo remanente, el cual puede haber quedado en el transformador de corriente después de la desconexión de un cortocircuito y que puede perdurar semanas y hasta meses; puede afirmarse que prácticamente todos los transformadores de corriente trabajan en cierto nivel de magnetismo remanente.

La saturación de un transformador de corriente depende de los siguientes factores:

- La relación de los TC's.
- Área de la sección del núcleo.
- Carga conectada al secundario del transformador.
- Magnitud de la carga.
- Presencia y magnitud de flujo remanente.
- Magnitud y dirección de la componente continua en la corriente.
- Densidad del flujo de saturación del núcleo de acero.



CURVA CARACTERISTICA DE SATURACION DE UN TC.



1.3.5 Cuchillas.

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento.

Las cuchillas puede abrir circuitos con la tensión nominal pero nunca cuando este fluyendo corriente a través de ellas. Antes de abrir un juego de cuchillas siempre deberá abrirse primero el interruptor correspondiente.

La diferencia entre un juego de cuchillas y un interruptor, considerando que los dos abren o cierran circuitos, es que las cuchillas no pueden abrir un circuito con corriente y el interruptor si puede abrir cualquier tipo de corriente, desde el valor nominal hasta el valor de cortocircuito. Hay algunos fabricantes de cuchillas que añaden a la cuchilla una pequeña cámara de arqueo de SF6 que le permite abrir solamente los valores nominales de corriente de la corriente del circuito.

En algunos casos su funcionamiento es por medio de motores, local o remoto además de accionamiento manual. Existen diferentes tipos de acuerdo a las necesidades: radiales, pantógrafo, semipantógrafo, navaja, de tierra entre otras.

Las cuchillas están formadas por una base metálica de lámina galvanizada con un conector para puesta a tierra; dos o tres columnas de aisladores que fijan el nivel básico el nivel básico de impulso, y encima de estos la cuchilla. La cuchilla está formada por una navaja o parte móvil y la parte fija, que es una mordaza que recibe y presiona la parte móvil.

Las cuchillas, de acuerdo con la posición que guarda la base y la forma que tiene el elemento móvil, pueden ser:

- Horizontal
- Vertical
- Pantógrafo

Horizontales. Pueden ser de tres postes. El mecanismo hace girar el poste central, que origina el levantamiento de la parte móvil de la cuchilla, véase la figura A. Para compensar el peso de la cuchilla la hoja móvil tiene un resorte que ayuda a la apertura. Otro tipo de cuchilla horizontal es aquel en donde la parte móvil de la cuchilla gira en un plano horizontal. Este giro se puede hacer de dos formas:

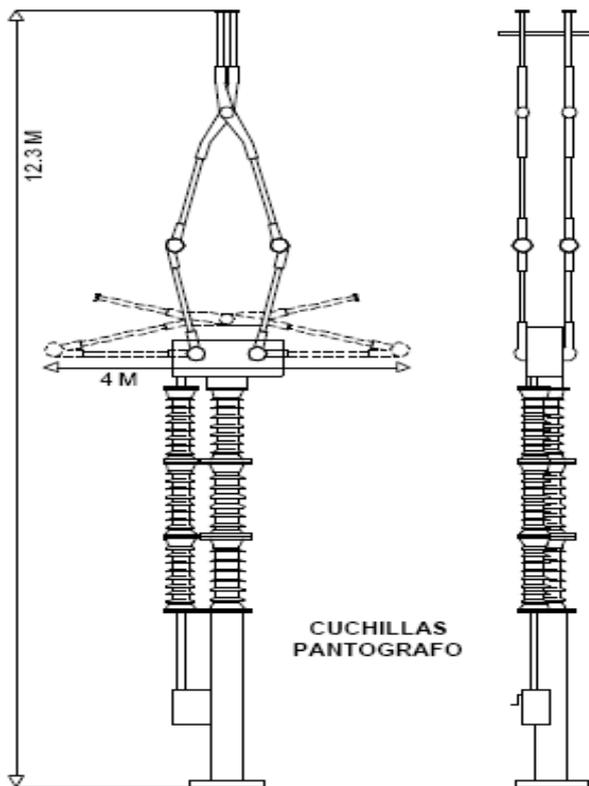
Cuchilla con dos columnas de aisladores que giran simultáneamente y arrastran las dos hojas, una que contiene la mordaza y la otra en contacto macho según la figura B.

La otra forma es la cuchilla horizontal con tres columnas de aisladores. La columna gira y en su parte superior soporta el elemento móvil. Las dos columnas externas son fijas y en su parte superior sostienen las mordazas fijas, según se observa en la figura C.

- Vertical. Es igual al de la figura A, pero los tres aisladores se encuentran en forma horizontal y la base está en forma vertical. Para compensar el peso de la hoja de la cuchilla también tienen un resorte, que en este caso, ayuda a cerrar la cuchilla.
- Pantógrafo. Son cuchillas de un solo poste aislante sobre el cual se soporta la parte móvil. Ésta está formada por un sistema mecánico de barras conductoras que tienen la forma de los pantógrafos que tienen en las locomotoras eléctricas. La parte fija está colgada de un cable o de un tubo exactamente sobre el pantógrafo, de tal manera que al irse elevando la parte superior de éste se conecta con la mordaza fija cerrando el circuito.

La ventaja principal de este sistema es que ocupa el menor espacio posible y la desventaja es que el cable receptor debe tener siempre la misma tensión, o sea la misma altura de la catenaria, aun considerando los cambios de la temperatura.

Los elementos de conexión de las cuchillas están formados, de un lado, por la cuchilla y del otro, por el elemento fijo o mordaza, que es un contacto formado por varios dedos metálicos, los cuales presionan mediante resortes individuales que se utilizan para mantener una presión alta en el contacto y por lo tanto pérdidas bajas, por efecto joule en los puntos de contacto.



Los materiales utilizados en la fabricación de las cuchillas son los siguientes:

Base. Se fabrican de lámina de acero galvanizado.

Aisladores. Son de porcelana y pueden de tipo columna o de tipo alfiler. La función de los aisladores es soportar el nivel de voltaje y los esfuerzos mecánicos que se producen en las cuchillas.

1.3.6 Interruptores de Potencia.

Es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, y esta es su función principal, bajo condiciones de corto circuito. Sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables.

El interruptor es, junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

El interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperes a las inductivas de varias decenas de kiloamperes (cortocircuito).

El interruptor está formado por tres partes principales

Parte activa. Constituida por las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles.

Parte pasiva. Formada por una estructura que soporta uno o tres depósitos de aceite, si el interruptor es de aceite, en los que se aloja la parte activa.

La parte pasiva desarrolla las funciones siguientes:

Protege eléctrica y mecánicamente el interruptor.

Ofrece puntos para el levantamiento y transporte del interruptor, así como espacio para la instalación de los accesorios.

Soporta los recipientes de aceite, si los hay, y el gabinete de control.

Accesorios. En esta parte se consideran incluidos los siguientes componentes.

Boquillas terminales que a veces incluyen transformadores de corriente.

Válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante.

Conectores de tierra.

Placas de datos

Gabinete que contiene los dispositivos de control, protección, medición, accesorios como: compresora, resorte, bobinas de cierre o de disparo, calefacción, etcétera.

El accionamiento de los dispositivos de control puede ser de tipo neumático, electrohidráulico y resorte, según el nivel de tensión utilizado en la subestación.

A continuación se definen algunas características que hay que considerar en un interruptor.

Tensión nominal. Es el valor eficaz de la tensión entre fases del sistema en donde se instala el interruptor.

Tensión máxima. Es el valor máximo de la tensión para en cual está diseñado el interruptor y representa el límite superior de la tensión al cual debe operar, según las normas.

Corriente nominal. Es el valor eficaz de la corriente normal máxima que puede circular continuamente a través del interruptor sin exceder los límites recomendables de elevación de temperatura.

Corriente de cortocircuito inicial. Es el valor pico de la primera semionda de corriente, comprendida en ella la componente transitoria.

Corriente de cortocircuito. Es el valor eficaz de la corriente máxima de cortocircuito que pueden abrir las cámaras de extinción del arco.

Tensión de restablecimiento. Es el valor eficaz de la tensión máxima de la primera semionda de la componente alterna, que aparece entre los contactos del interruptor después de la extinción de la corriente. Tiene una influencia muy importante en la capacidad de apertura del interruptor y presenta una frecuencia que es del orden de miles de Hertz, de acuerdo con los parámetros eléctricos del sistema en la zona de operación.

Cámaras de extinción del arco. Es la parte primordial de cualquier interruptor eléctrico, en donde al abrir los contactos se transforma en calor la energía que

circula por el circuito del que se trate. Las cámaras deben soportar los esfuerzos electrodinámicos de las corrientes de cortocircuito, así como esfuerzos dieléctricos que aparecen al producirse la desconexión de bancos de reactores, capacitores y transformadores.

El fenómeno de interrupción aparece al iniciarse la separación de los contactos, surgiendo un arco a través de un fluido, que lo transforma en plasma y que provoca esfuerzos en las cámaras, debido a las altas presiones y temperaturas. Al interrumpirse la corriente, en el lapso que la onda pasa por cero, aparece entre los contactos la llamada tensión transitoria de restablecimiento.

- Durante la interrupción del arco, se presentan los siguientes fenómenos:
- Altas temperaturas debido al plasma creado por el arco.
- Altas presiones debido a la alta temperatura del plasma.

Flujos turbulentos del gas que adquieren velocidades variables de 100 a 1000 metros por segundo y que producen el soplado del arco, su alargamiento y, por lo tanto, su extinción.



De acuerdo con los elementos que intervienen en la apertura del arco de las cámaras de extinción, los interruptores se pueden dividir en los siguientes grupos, ordenados conforme a su aparición histórica:

Gran volumen de aceite

Pequeño volumen de aceite

Neumáticos (aire comprimido)

Hexafluoruro de azufre

Vacío

Interruptor en gran volumen de aceite. Fueron los primeros interruptores empleados en alta tensión y que utilizan el aceite para la excitación del arco.

En este tipo de extinción el arco producido calienta el aceite causando una formación de gas muy intensa, que aprovechando el diseño de la cámara, empuja un chorro de aceite a través del arco, lo cual provoca un alargamiento y enfriamiento hasta llegar a su extinción al pasar la onda de corriente por cero.

Para grandes tensiones y capacidades de ruptura cada polo del interruptor va do de un tanque separado, aunque el accionamiento de los tres polos es simultáneo, por medio de un mando común.

En este tipo de interruptores, el mando puede ser eléctrico con resortes o compresora unitaria, según la capacidad interruptora del interruptor.

Interruptor en pequeño volumen de aceite. En general se usan en tensiones y potencias medianas. Este interruptor utiliza aproximadamente un 5% del volumen de aceite del caso anterior.

Las cámaras de extinción tienen la propiedad de que el efecto de extinción aumenta a medida que la corriente que va a interrumpir crece.

La potencia de apertura es limitada sólo por la presión de los gases desarrollados por el arco, presión que debe ser soportada por la resistencia mecánica de la cámara de arqueo. Para potencias interruptivas altas, el soplo de los gases sobre el arco se hace perpendicularmente al eje de los contactos, mientras que para potencias bajas, el soplo de los gases se inyecta en forma axial.

El desarrollo de los gases de extinción depende más de la corriente que de la tensión, lo que origina que la potencia de cortocircuito aumente constantemente con la tensión.

Interruptores neumáticos. Su uso se origina ante la necesidad de eliminar el peligro de inflamación y explosión del aceite utilizando en los interruptores de los dos casos anteriores.

En este tipo de interruptores el apagado del arco se efectúa por la acción violenta de un chorro de aire que barre el aire ionizado por efecto del arco. El poder de ruptura aumenta casi proporcionalmente a la presión de aire inyectado.

Estos aparatos pueden operar en forma modular con su propia compresora y tanque de almacenamiento o en forma de estación central de aire comprimido, que alimenta el conjunto de los interruptores de la instalación. La segunda forma puede ser de alimentación radial a partir de una instalación en anillo; tiene el inconveniente de que en caso de una fuga en la tubería principal puede ocasionar la falla en toda la instalación, además de que en caso de subestaciones de gran capacidad, la longitud de las tuberías es tan grande que hace que su costo sea muy elevado respecto del caso modular.

Características de estos interruptores:

Los tiempos de maniobras son muy cortos, lo cual limita la duración de los esfuerzos térmicos que originan los cortocircuitos y, por lo tanto, se reduce el desgaste de los contactos.

Son aparatos de construcción sencilla; que emplean los mismos elementos interruptivos para todas las tensiones, lo cual reduce el almacenaje y el costo de las piezas de repuesto.

Puedes efectuar recierres con tiempos mínimos y potencias de cortocircuitos elevadas.

El mantenimiento es sencillo y rápido. No tienen peligro de incendio.

Interruptores en hexafluoruro de azufre. Son aparatos que se desarrollan al final de la década de los sesenta y cuyas cámaras de extinción operan dentro de un gas llamado hexafluoruro de azufre (SF₆), que tiene una capacidad dieléctrica superior a otros fluidos dieléctricos conocidos. Esto hace más compactos y más durables los interruptores desde el punto de vista de mantenimiento.

Propiedades del SF₆. Es un gas químicamente estable e inerte, su peso específico es de 6.14 g/l. Alcanza unas tres veces la rigidez dieléctrica a la misma presión. A temperatura de de 2000 °K conserva todavía alta conductividad térmica, que ayuda a enfriar el plasma creado por el arco eléctrico y al pasar por cero la onda de corriente, facilita la extinción del arco. Físicamente el gas tiene características electronegativas, o sea la propiedad de capturar electrones libres transformando los átomos en iones negativos, lo cual provoca en el gas las altas características de ruptura del arco eléctrico y por lo tanto gran velocidad de recuperación dieléctrica entre los contactos, después de la extinción del arco.

Los interruptores pueden ser de dos polos, cada fase en su tanque, o trifásicos en donde las tres fases utilizan una misma envolvente. Se fabrican para tensiones de 115 hasta 800 kV y las capacidades de interrupción varían de acuerdo con el fabricante llegando hasta tensiones de 80 kV, que es un caso muy especial.

Interruptores en vacío. Son aparatos que, en teoría, abren en un ciclo debido a la poca inercia de sus contactos y a su corta distancia. Los contactos están dentro de botellas especiales en las que se ha hecho el vacío casi absoluto. El contacto fijo está sellado con la cámara de vacío y por el otro lado entra el contacto móvil, que

también esta sellado al otro extremo de la cámara y que, en lugar de deslizarse se mueve junto con la contracción de un fuelle de un material que parece ser una aleación del tipo del latón.

Al abrir los contactos dentro de la cámara de vacío, no se produce ionización, y por tanto, no es necesario el soplado del arco ya que este se extingue prácticamente al paso por cero después del primer ciclo.

Este tipo de interrupción se produce al separarse los contactos dentro de un recipiente hermético en el que se ha hecho el vacío de tal manera que a medida que se separan los contactos, la corriente se concentra en los puntos más calientes de la superficie del contacto y cesa cuando se evapora el último puente entre los dos contactos.

La emisión del arco que se forma en el vacío solo ocurre en las pequeñas zonas del electrodo donde existe metal ionizado que forma una especie de vapor. Este vapor se extiende rápidamente en el vacío al separarse de los electrodos, llegándose a condensar en las paredes del vidrio de la cámara, al pasar por cero la corriente, las zonas ionizadas del cátodo se extinguen y cesa el flujo de corriente.

En la subestación Nopala la clasificación principal de los interruptores es el de tipo de de extinción, que a saber son:

- Interruptores de soplo de aire
- Interruptores en gas SF₆.
- Interruptores en aceite.

1.3.7 Buses (Barras colectoras).

Es el elemento físico en donde se interconectan las líneas de transmisión, generadores, transformadores de potencia para distribuir la energía eléctrica. En alta tensión se acostumbra utilizar buses del mismo material que el conductor de las líneas de transmisión pudiendo ser cada fase de uno o dos conductores. Sus dimensiones están en función de la energía que se espera circule por ellas.

1.3.8 Autotransformador.

Se define como un transformador que tiene un solo arrollamiento ya que el devanado primario y el secundario están unidos eléctricamente (es secundario es una sección del primario), en el autotransformador la transferencia de energía se hace por inducción magnética y conducción eléctrica. La corriente que circula en una parte del arrollamiento es la diferencia entre las corrientes del secundario y del primario. Tienen rendimientos elevados (99% o superiores), dependiendo de la relación de transformación. La conexión más común en los autotransformadores trifásicos es la estrella-estrella aterrizadas con un devanado adicional en delta llamado terciario independiente, utilizado como supresor de armónicas y para proporcionar una trayectoria a las corrientes de secuencia cero.

Los autotransformadores se clasifican en:

1. Por tipo de núcleo.
 - Acorazado (shell). El núcleo envuelve a las bobinas, resistencia mecánica, baja impedancia, mayores potencias, mejor regulación. La desventaja es que tiene un costo inicial alto así como el mantenimiento del mismo.
 - De columnas. Las bobinas envuelven al núcleo.

2. Por tipo de enfriamiento.
 - Clase OA. Enfriamiento por aire. Circulación natural.
 - Clase OW. Enfriamiento por agua a través de un serpentín. Circulación natural.
 - Clase FOA. Enfriamiento por aceite y aire forzados.

3. Por el número de fases.
 - Monofásicos.
 - Trifásicos.

4. Por su aplicación.

- Elevador
- Reductor
- Regulador

5. Por su conexión.

a) Estrella-estrella. Sus características principales son:

- Aislamiento mínimo.
- Cantidad de cobre mínimo.
- Circuito económico para baja carga y alto voltaje.
- Los dos neutros son accesibles.
- Alta capacitancia entre espiras, que reduce los esfuerzos dieléctricos durante los transitorios debidos a tensión.
- Neutros inestables, si no se conectan a tierra.

b) Estrella-estrella con terciario en delta. Sus características son:

- La delta del terciario proporciona un camino cerrado para la tercera armónica.
- El terciario se puede utilizar para alimentar el servicio de estación, aunque no es muy recomendable por las altas corrientes de corto circuito que se obtienen.
- Aumenta el tamaño y el costo del transformador.

c) Delta-delta. Es una conexión raramente usada. Se utiliza en tensiones bajas y medias sus características son:

- En caso de que el banco de transformadores de le dañe una fase, se puede operar utilizando la conexión delta abierta o V.
- Circuito económico para alta carga y bajo voltaje.
- Las dos deltas proporcionan un camino cerrado para la tercera armónica de la corriente magnetizante, lo cual elimina los voltajes de tercera armónica.

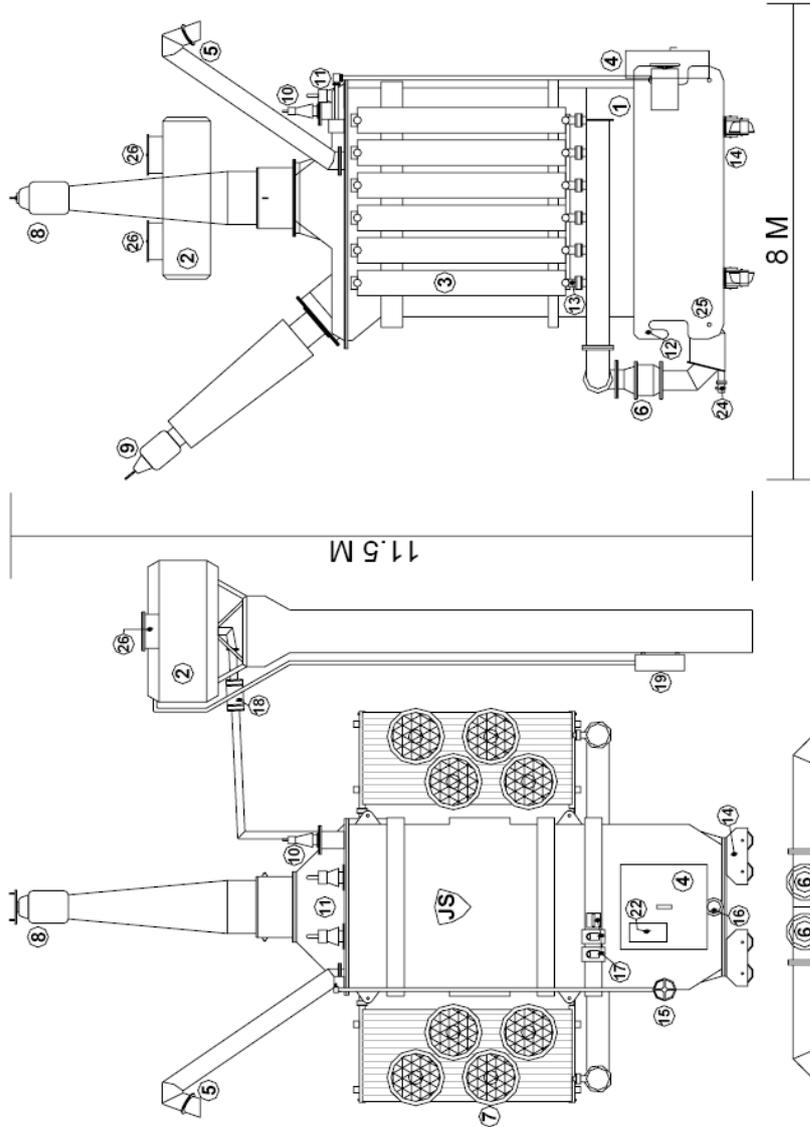
- No se puede conectar a tierra los puntos neutros. Se necesita utilizar un banco a tierra, lo cual encarece más el banco.
- Se necesitan mayores cantidades de aislamiento y de cobre.
- La conexión delta se usa con aislamiento total y rara vez se usa para tensiones superiores a 138 kV por el alto costo de aislamiento.

d) Delta-estrella. Se acostumbra a utilizar en transformadores elevadores de tensión. Sus características son:

- Al aterrizar el neutro del secundario se aíslan las corrientes de tierra de secuencia cero.
- Se eliminan los voltajes de tercera armónica por que la corriente magnetizante de tercera armónica que queda circulando dentro de la delta del primario.
- La conexión estrella se usa con aislamiento graduado hasta el valor de la tensión del neutro.

NOMENCLATURA

- 1 TANQUE PRINCIPAL
- 2 TANQUE CONSERVADOR
- 3 RADIADORES
- 4 GABINETE DE CONTROL
- 5 CUELLO DE GANSO
- 6 MOTO-BOMBA
- 7 MOTO-VENTILADOR
- 8 BOQUILLAS ALTA TENSION
- 9 BOQUILLAS MEDIA TENSION
- 10 BOQUILLAS DE NEUTRO
- 11 BOQUILLAS BAJA TENSION
- 12 GANCHO DE ELEVACION
- 13 VALVULA SISTEMA REFRIGERACION
- 14 CAJA DE RUEDAS ORIENTABLES
- 15 MANDO CAMBIADOR DERIVACIONES
- 16 VALVULA VACIADO TRANSFORMADOR
- 17 TERMOMETROS DE ACEITE
- 18 RELE BUCHHOLZ
- 19 SECADOR DE AIRE SILICA-GEL
- 20 TAPA PASA-HOMBRE
- 21 PURGA RADIADORES
- 22 PLACA DE CARACTERISTICAS
- 23 SALIDA TC, TERMOMETROS
- 24 VALVULA DE MUESTREO
- 25 AGUERO DE ARRASTRE
- 26 LLENADO CONSERVADOR



AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO

TIPO ACORAZADO

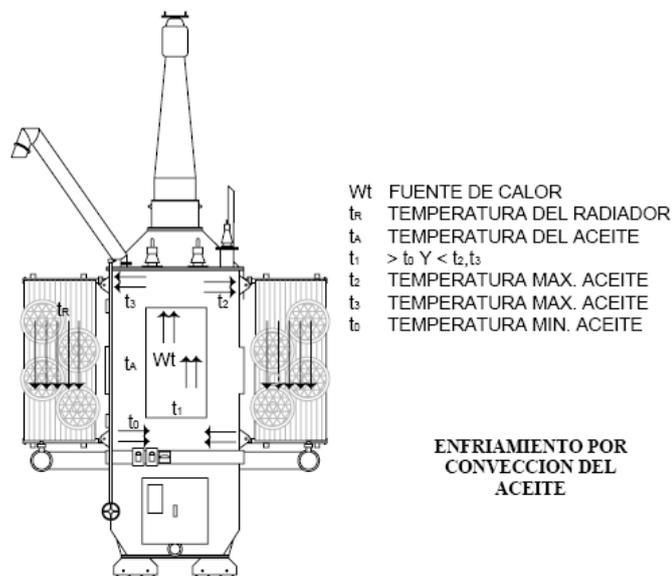
POTENCIA: 126MVA 50/60 HZ
 ENFRIAMIENTO: OA/FOA/2/FOA
 PESOS: SIN ACEITE 104.5 TON.
 ACEITE 23 TON
 TOTAL: 127.5 TON

Funciones del aceite aislante en los autotransformadores. La energía convertida en calor deberá ser transmitida en algún medio refrigerante y disipado antes de permitir que los aislamientos lleguen a una temperatura excesiva que provoque la degradación de estos. Los medios refrigerantes más usuales son: el aire, el aceite, el silicón, los askareles y el gas SF₆, el más utilizado es el aceite dieléctrico de baja viscosidad. El aceite actúa como aislante eléctrico, refrigerante, y protege los aislamientos sólidos contra la humedad y el aire.

Las propiedades refrigerantes del aceite se deben a las formas de transferencia de calor que son: convección (aceite aislante), radiación (del transformador hacia el medio) y conducción (entre las partes metálicas del transformador).

Convección natural (Termosifón). Termosifón es el fenómeno de circulación natural que presentan los fluidos, debido a las diferencias de densidades que se originan al calentarse.

Convección forzada. Con el objeto de aumentar la eficiencia de transmisión del flujo de calor se utilizan las bombas y ventiladores para mover, enfriar y posteriormente obligar al aceite a fluir sobre las superficies de las bobinas a velocidades más elevadas.





2.ESQUEMAS DE PROTECCIÓN EN LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA NOPALA.

La continuidad y la calidad del servicio son dos requisitos íntimamente ligados al funcionamiento satisfactorio de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

La continuidad hace referencia al hecho de que el SEP debe garantizar que la energía producida en los centros de generación sea suministrada de forma ininterrumpida a los centros de consumo. La calidad de la energía se refiere a que la energía debe ser suministrada en unas determinadas condiciones, con el fin de garantizar que los equipos conectados a la red van a operar en las condiciones para las que han sido diseñados. La actuación del SEP va encaminada, por lo tanto, a mantener la continuidad como la calidad del servicio, intentando que ambas características se resientan mínimamente durante un tiempo mínimo.

Un sistema de protección tiene como función principal detectar cuando ocurre un cortocircuito o cuando empieza a funcionar en cualquier forma anormal que pueda originar daño para aislar rápidamente del sistema de potencia al elemento en el cual ocurrió la falla, para disminuir el daño del mismo equipo y las interrupciones del servicio.

Independientemente del punto en el que se produzca la falla, la primera reacción del sistema de protección es la de desconectar el circuito en falla, para impedir que la falla se propague y disminuir el tiempo de permanencia. Una vez que la falla y sus efectos han sido neutralizados, se debe proceder a realizar las acciones necesarias para restituir lo más rápido posible el sistema y sus condiciones iniciales de funcionamiento.

2.1 PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE LA PROTECCIÓN POR RELEVADORES.

Desde principios del siglo XX los relevadores electromecánicos han protegido los sistemas eléctricos de potencia. En los años 70's, los sistemas de protección evolucionan hacia los relevadores con circuitos estáticos, con los que se monitoreaba constantemente el circuito a proteger. Ahora, gracias a la tecnología y a la aparición de los microprocesadores, los relevadores de protección, con unos parámetros indicados por los usuarios, analizan constantemente las variables del sistema eléctrico, tomando la decisión de la manera en que deben reaccionar ante cualquier situación de disturbio.

La función del equipo de protección es la de originar el retiro del servicio de cualquier elemento cuando en este se presenta alguna falla y es ayudado a esta tarea por interruptores que son capaces de desconectar el elemento defectuoso cuando el equipo de protección se los manda. Estos interruptores están localizados de tal manera que cada generador, transformador, barra colectora, línea de transmisión, etc. pueda desconectarse por completo del resto del sistema.

Aunque la función principal de la protección por relevadores es reducir los efectos de los cortocircuitos, surgen otras condiciones anormales de funcionamiento que también necesitan esta protección. Una función secundaria de la protección por relevadores es indicar el sitio y el tipo de falla. Dichos datos no solo ayudan en la reparación con las observaciones humanas y con los registros automáticos, proporcionan medios para el análisis de la eficacia de la prevención de la falla y las características de atención que incluye la protección por relevadores.

Existen dos grupos de equipo de protección contra cortocircuitos: protección primaria y protección de respaldo. La protección primaria es la primera línea de defensa, mientras que las funciones de la protección de respaldo sólo se dan cuando falla la protección primaria.

1. **Protección primaria.** Tiene la responsabilidad de despejar la falla en primera instancia. Están definidas para desconectar el mínimo número de elementos necesarios para aislar la falla. El Sistema Eléctrico de Potencia se divide en zonas de protección primarias definidas en torno a cada elemento importante; cada zona se traslapa con sus adyacentes con el fin de evitar que se produzcan zonas muertas no cubiertas por protecciones primarias. Cuando se produce una falla dentro de una de las zonas las protecciones primarias deben disparar los interruptores pertenecientes a la misma, pero solamente estos, en el caso poco probable pero posible de que la falla se presente en la zona traslapada, la actuación de las protecciones primarias pueden llegar a desconectar un área más amplia que la necesaria para aislar la falla.
2. **Protección de respaldo.** Las protecciones de respaldo son aquellas que tienen la responsabilidad de despejar la falla en segunda instancia, solamente deben operar en caso de que hayan fallado las protecciones primarias correspondientes. Por esta razón es importante independizar la protección principal y de respaldo, de forma tal, para saber que ocasiono que la protección primaria no operara. Las protecciones de respaldo deben de operar con retardo de tiempo respecto a las principales con el fin de dejarles tiempo suficiente para que puedan actuar. Dentro de las protecciones de respaldo tenemos las protecciones de respaldo locales y remotas, las locales son las que se encuentra dentro de la misma subestación que las protecciones primarias y las remotas son las que se encuentran en una subestación contigua a la que contiene la protección principal. Las protecciones de respaldo remoto presentan la ventaja de separar las causas de fallo respecto a las protecciones primarias correspondientes. Sin embargo, presentan el inconveniente de que su actuación conduce siempre a la desconexión de un área de la red mayor que la necesaria para aislar la falla.

Las características funcionales de la protección por relevadores son:

- a) Sensibilidad. El equipo de protección debe ser suficientemente sensible para que funcione en forma segura cuando sea necesario con la condición real de falla.
- b) Selectividad. El equipo de protección debe ser capaz de seleccionar entre aquellas condiciones en las que se requiere un funcionamiento rápido y aquellas en las que no debe funcionar, o se requiere funcionamiento de acción retardada.
- c) Velocidad. El equipo de protección debe funcionar a la velocidad requerida.

Los relevadores se clasifican por su función en:

1. Relevadores de protección. Son lo que operan sobre una condición intolerable del sistema de potencia, generadores, buses, transformadores, líneas de transmisión, líneas de distribución, 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). Y como ya se ha mencionado, estos deben detectar todo tipo de fallas en cualquier parte o componente del sistema de potencia e iniciar o permitir la rápida desconexión para librar la falla.
 2. Relevadores de regulación. Son asociados con cambiadores de derivaciones en transformadores y sobre gobernadores de equipo de generación para el control de niveles de voltajes con cargas variables. Los relevadores de regulación son usados durante la operación normal del sistema y no responden a fallas del sistema a menos que estas permanezcan mucho tiempo en el mismo.
3. Relevadores de recierre, verificación de sincronismo y sincronización. los relevadores de este tipo son usados en la energización o restablecimiento de las líneas de servicio después de una salida de servicio y en la interconexión de partes del sistema preenergizadas.

4. Relevadores de monitoreo. Son usados para verificar condiciones en el sistema de potencia en el sistema de protección y control. En el sistema de potencia son detectores de falla, verificadores de voltaje o unidades de direccionales de las cuales confirman las condiciones del sistema de potencia pero que detectan la falla o problema directamente. En el sistema de protección ellos son usados para monitorear la continuidad de los circuitos, tal como hilos piloto y circuitos de disparo.
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 aislamiento de circuitos.

2.2 PRINCIPALES RELEVADORES QUE SE ENCUENTRAN INSTALADOS EN LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA NOPALA.

2.2.1 Relevador de sobrecorriente instantáneo.

Es la forma más simple del relevador de sobrecorriente, opera instantáneamente al sobrepasar la corriente de límite preestablecido de corriente mediante ajuste. Para el caso de los 50 a base de microprocesador, el valor de la corriente es comparado en forma numérica mediante instrucciones contenidas en un programa de computadora que se ejecutan constantemente para obtener la respuesta en un relevador auxiliar de salida.

2.2.2 Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso.

Es un relevador que funciona con características de tiempo-corriente, se puede ajustar para controlar su corriente mínima de operación (pick-up), como también se puede ajustar para controlar su tiempo de operación en función de la corriente que circula por el mismo.

El tiempo de respuesta u operación será en relación inversa a la magnitud de la corriente, es decir, a mayor corriente menor tiempo de operación. Esta característica es muy deseable en los sistemas de potencia ya que las corrientes de mayor magnitud son las que mayor daño puede ocasionar a los equipos por que se requiere eliminarlos rápidamente.

2.2.3 Relevador de distancia.

Se sabe que el elemento más susceptible a presentar fallas dentro de un sistema de potencia son las líneas de transmisión, debido a que por su longitud presentan mayor exposición a las condiciones climatológicas y ambientales; así también se sabe que el 95% de las fallas que ocurren son de fase a tierra, por descargas atmosféricas o problemas de aislamiento, o por fallas francas debido a hilos de guarda caídos, etc.

Es por esto que las líneas de transmisión deben cumplir con lo siguiente:

- Ser selectivos, es decir, únicamente deberán librar el tramo de línea de transmisión afectado por la falla.
- Ser de operación rápida, de tal forma que los daños al equipo se reduzca al mínimo y evitar problemas de estabilidad del sistema de potencia.
- Tener flexibilidad, para que puedan seguir operando debidamente aún con cambios en las configuraciones del sistema de potencia.

Los relevadores adecuados a las exigencias anteriores son llamados "Relevadores de distancia". La impedancia de una línea de transmisión, con determinadas características y configuración de los conductores, es proporcional a su longitud.

El relevador establece la distancia a un cortocircuito, comparando la corriente en los conductores con el potencial entre los mismos, así como los ángulos de fase. Estos potenciales y corrientes en alta tensión son manejados por los transformadores de instrumentos, a magnitudes adecuadas para ser aplicadas a los relevadores.

2.2.4 Relevador de sobrecorriente direccional.

Los relevadores de sobrecorriente direccional son combinaciones de unidades de relevadores direccionales y sobrecorriente en el mismo relevador. Responde al valor de la corriente de falla y a la dirección de la potencia de cortocircuito en el punto de su ubicación. La protección opera si la corriente sobrepasa el valor de arranque y la dirección de la potencia coincide con la correspondiente a un cortocircuito en la zona protegida. Este relevador se compone de una unidad de sobrecorriente con selectividad relativa, en combinación con una unidad de medición de dos señales de entrada que responde al sentido de circulación de la potencia aparente y que opera cuando esa potencia fluye hacia el elemento protegido por efecto de un cortocircuito, a esta unidad se le denomina direccional.

El relevador direccional trabaja con señales de corriente y de tensión las cuales interactúan entre si proporcionando un par positivo o negativo dependiendo del ángulo de fase entre la corriente y la tensión de acuerdo a las características de operación del relevador.

2.2.5 Relevador diferencial.

La protección diferencial es uno de los métodos más sensitivos y efectivos para proporcionar protección contra fallas por cortocircuito. El relevador diferencial compara la corriente que entra al elemento protegido con la que sale de él. Si las dos corrientes son iguales el elemento está sano, si las corrientes son diferentes el elemento presenta falla. Basándose en esta comparación la protección diferencial discrimina entre los cortocircuitos en la zona protegida y los cortocircuitos externos. Es decir la corriente en la unidad de operación del relevador diferencial es proporcional a la diferencial vectorial entre la corriente que entra y la que sale del elemento protegido y si la corriente diferencial excede el valor de la corriente de arranque, el relevador opera.

2.3 NOMECLATURA DE PROTECCIONES DE ACUERDO A LA NORMA ANSI

ANSI	DESCRIPCION
1	Elemento maestro
2	Relevador de arranque o cierre, con retardo
3	Relevador de comprobación o de bloqueo condicionado
4	Contactador maestro
5	Dispositivo de paro
6	Interruptor de arranque
7	Interruptor de ánodo
8	Interruptor del circuito de control
9	Dispositivo de inversor
10	Selector de secuencia de unidades
11	<i>Reservado para aplicación futura</i>
12	Dispositivo de sobre velocidad
13	Dispositivo de velocidad sincrónica
14	Dispositivo de baja velocidad
15	Dispositivo para comparar y conservar velocidad o frecuencia
16	<i>Reservado para aplicación futura</i>
17	Dispositivo de descarga
18	Dispositivo acelerador o desacelerador
19	Contacto o relevador de transición de arranque a marcha
20	Válvula operada eléctricamente
21	Relevador de distancia
22	Interruptor igualador
23	Dispositivo regulador de temperatura
24	Relevador Volts/Hertz
25	Dispositivo de sincronización o de verificación de sincronismo
26	Dispositivo térmico de aparatos
27	Relevador de bajo voltaje
28	Detector de flama
29	Contactador de desconexión
30	Relevador indicador o alarma visual
31	Dispositivo para excitación independiente
32	Relevador direccional de potencia, (potencia inversa)
33	Conmutador de posición
34	Dispositivo de secuencia accionado por motor
35	Dispositivo para operar escobillas o para poner en cortocircuito anillos colectores

36	Dispositivo de polaridad
37	Relevador de baja corriente o baja potencia
38	Dispositivo de protección de chumacera
39	<i>Reservado para aplicación futura</i>
40	Relevador del campo de excitación
41	Interruptor del campo de excitación
42	Interruptor de marcha normal
43	Dispositivo manual de transferencia o selector
44	Relevador de secuencia de arranque de una unidad
45	<i>Reservado para una aplicación futura</i>
46	Relevador de corriente para secuencia negativa o desequilibrio de fases
47	Relevador de voltaje de secuencia de fases
48	Relevador de secuencia incompleta
49	Relevador térmico de máquinas o transformadores
50	Relevador instantáneo de sobrecorriente
51	Relevador de sobrecorriente alterna con retardo de tiempo
52	Interruptor de potencia de corriente alterna
53	Relevador excitador o de generador de corriente directa
54	Interruptor de alta velocidad para corriente directa
55	Relevador de factor de potencia
56	Relevador de aplicación de campo
57	Dispositivo para poner en cortocircuito o a tierra
58	Relevador de falla de encendido de rectificador
59	Relevador de sobrevoltaje
60	Relevador de equilibrio de voltajes
61	Relevador de equilibrio de corrientes
62	Relevador de paro o apertura, con retardo
63	Relevador de presión o flujo de líquidos o gases
64	Relevador para protección a tierra de un equipo
65	Regulador de velocidad
66	Dispositivo contador o espaciador de operaciones para ajuste de posición
67	Relevador direccional de sobrecorriente alterna
68	Relevador de bloqueo de disparo o recierre
69	Dispositivo de control permisivo
70	Reóstato accionado mecánicamente
71	Conmutador de nivel
72	Interruptor de corriente directa

73	Contactor de resistencia de carga
74	Relevador de alarma
75	Mecanismo de cambio de posición
76	Relevador de sobrecorriente de corriente directa
77	Transmisor de pulsos
78	Relevador que mide el ángulo de fase entre corrientes o entre voltajes
79	Relevador de recierre de corriente alterna
80	Conmutador de flujo
81	Relevador de frecuencia
82	Relevador de recierre de corriente directa
83	Relevador automático de control selectivo o de transferencia
84	Mecanismo de operación
85	Relevador receptor de un sistema de ondas portadoras o de hilo piloto
86	Relevador de bloqueo sostenido de reposición manual
87	Relevador de protección diferencial
88	Motor o grupo motor –generador auxiliar
89	Cuchillas operadas eléctricamente
90	Dispositivos de regulación
91	Relevador direccional de voltaje y de potencia
92	Relevador direccional de voltaje
93	Contactor cambiador de campo
94	Relevador de disparo libre
95-99	Se usará únicamente para aplicaciones específicas de instalaciones donde ninguno de los números asignados del 1 94 resulten adecuados

2.4 ESQUEMAS NORMALIZADOS.

Para establecer los esquemas normalizados, para protecciones de líneas de transmisión y subtransmisión con tensión de operación de 69 kV y mayores, se han considerado los casos siguientes:

Línea larga > 40 km.

10 km < línea media ≤ 40 km

Línea corta ≤ 10 km.

Los esquemas para protección de 400 y 230 kV que es el caso de la S.E. Nopala deben de contar con lo siguiente como esquemas de protección.

- PP1 protección primaria 1 (líneas de transmisión).
- PP2 protección primaria 2 (líneas de transmisión).
- PR protección de respaldo (excepto líneas de distribución).
- 50FI protección contra falla de interruptor.

El tiempo de operación de los relevadores en 400 y 230 kV: PP1 < 20 ms y PP2 < 25 ms.

Esquemas de protección para líneas con tensiones de 400 y 230 kV.

Longitud (km)	Medio de comunicación principal	Medio de comunicación de respaldo	PP1	PP2	Observaciones
$L \leq 10$	Fibra óptica Dedicada	Fibra óptica Multiplexada	87L/21/67	87L/21/67	Las protecciones 87L deben tener algoritmos con principios de operación diferentes. Con función 21 de al menos una (1) zona hacia adelante
$10 < L \leq 40$	Fibra óptica Dedicada o multiplexada	OPLAT	87L/21/67	21/67	87L con 21 de al menos una (1) zona hacia adelante.
$L > 40$	Fibra óptica multiplexada	OPLAT	85L	21/67	-----
	Fibra óptica multiplexada y dedicada	OPLAT	85L	87L/21/67	87L con 21 de al menos una (1) zona hacia adelante.
	Fibra óptica multiplexada	OPLAT	87L/21/67	21/67	87L con 21 de al menos una (1) zona hacia adelante.

2.5 PROTECCIONES CARACTERISTICAS EN LA S.E. NOPALA.

De acuerdo con la norma NFR-041-CFE-2005 esquemas normalizados de protecciones para las líneas de transmisión deben de contar con lo siguiente:

En las líneas de transmisión A3570, A3580, A3810, A3820, A3X10 YA3620 básicamente se maneja el mismo esquema de protección. Como protección primaria 1 (PP1) tenemos la protección de comparación direccional de secuencia positiva, negativa y cero 85L, la cual es supervisada por el relevador SEL-451, como protección primaria 2 (PP2) tenemos la protección de distancia 21-21G, enseguida como protección de respaldo (PR) contamos con la protección 67N protección de sobrecorriente para fallas de fase a tierra que es supervisada por el SEL-267 y la protección 50FI protección de sobrecorriente para falla de interruptor este es supervisado por el SEL-352.

Es notable que las PP1 y PP2 son de diferente filosofía de operación y que opera de forma instantánea, las protecciones de respaldo con un tiempo de retardo intencional el cual es calculado para su coordinación con las protecciones de respaldo, del otro extremo de la línea y con una protección que respalde los bancos de potencia.



PP1 SEL-421 85L



PP2 SEL-321 21-21G



PR SEL-352 50FI



PR SEL-267 67N

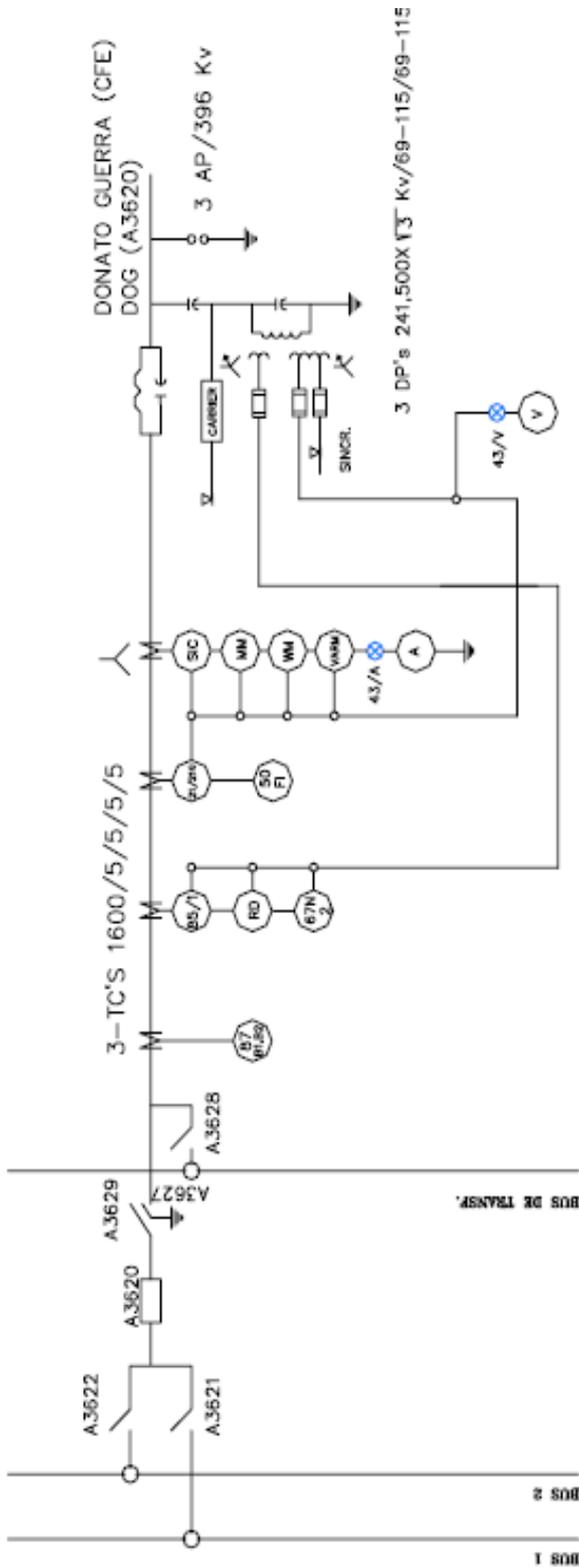


DIAGRAMA ESQUEMATICO DE PROTECCION Y MEDICION L.T. A3620 NOP - DOG

SIMBOLOGIA

(65V)	COMPARACION DIRECCIONAL DIGITAL SEL-421	(A)	AMPERMETRO
(67N)	DISTANCIA SEL-321 DIGITAL	(V)	VOLTIMETRO
(50 FI)	SOBRECORRIENTE FALLA DE INTERRUPTOR SEL-302 DIGITAL	(RD)	REGISTRADOR DE DISTURBIOS
(67N)	DIRECCIONAL SOBRECORRIENTE SEL-307N DIGITAL	(WM)	WATTMETRO
(67N)	PROTECCION DIFERENCIAL BUS 1 Y BUS 2		
(65V)			
(MM)	MEGIMETRO MULTIFUNCION	(A)	AMPERMETRO
(43A)	COMUNICADOR AMPERMETRO	(V)	VOLTIMETRO
(43V)	COMUNICADOR VOLTIMETRO	(RD)	REGISTRADOR DE DISTURBIOS
(SC)	SECTE	(WM)	WATTMETRO
(67N)			
(67N)			

3.PRINCIPIO DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS.

Cada nodo del sistema eléctrico de potencia se conoce como barra o bus y es el punto donde se interconectan varias líneas en la red. En estos buses es donde se manejan los flujos de potencia muy grandes, de ahí la importancia de protegerlos para evitar disturbios mayores del sistema.

La protección diferencial es una de los métodos más sensitivos y efectivos para proporcionar protección contra fallas por cortocircuito. La protección diferencial compara la corriente que entra al elemento protegido con la que sale de él. Si las dos corrientes son iguales el elemento está sano, si las corrientes son diferentes el elemento presenta falla. Basándose en esta comparación, la protección diferencial discrimina entre los cortocircuitos en la zona protegida y los cortocircuitos externos. Es decir la corriente en la unidad de operación del relevador diferencial es proporcional a la diferencia vectorial entre la corriente que entra y la corriente que sale del elemento protegido y si la corriente diferencial excedente del valor de la corriente de arranque, el relevador opera.

En los extremos del elemento protegido se instalan transformadores de corriente con iguales relaciones de transformación, los secundarios de los TC's se interconectan en la forma mostrada en la Figura 1 y entre los conductores de unión se conecta un relevador de sobrecorriente.

En la Figura 1 se indican los sentidos de las corrientes secundarias de lo TC's en condiciones normales de operación, oscilaciones de potencia o cortocircuitos externos a la protección. En este caso la protección no opera debido a que no existe diferencia entre las corrientes secundarias y no circula corriente en el elemento de operación. Aplicando la ley de corrientes de Kirchhoff tenemos:

$$i_1 = i_2$$

$$i_1 - i_2 = 0$$

o sea

$$i_{op} = 0$$

La Figura 2 muestra el sentido de las corrientes secundarias de los TC's para cortocircuitos dentro de la zona protegida, aplicando la ley de Kirchoff las corrientes se suman para circular a través de la unidad de operación del relevador. Si esta corriente es mayor que la de arranque del relevador de sobrecorriente este opera.

$$i_{op} = i_1 + i_2$$

La corriente que circula por la unidad de operación del relevador i_{op} tiene el valor de la corriente de cortocircuito referida al secundario de los TC's.

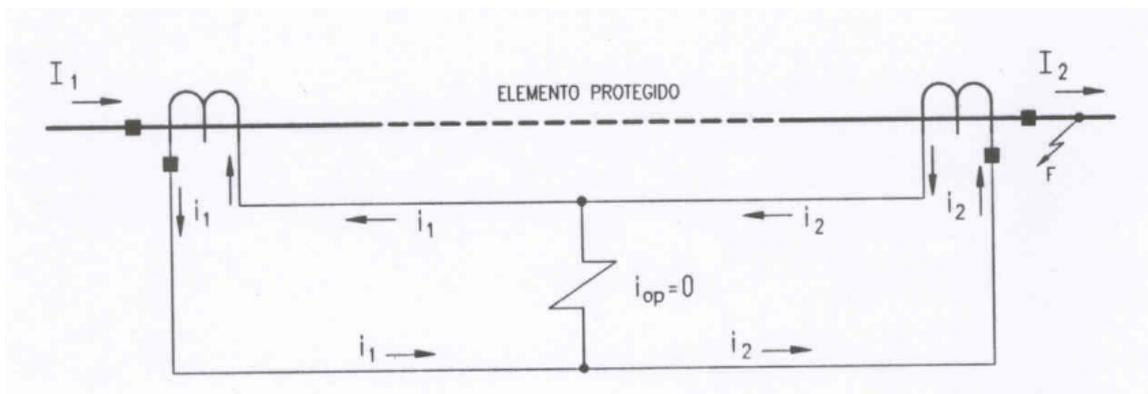


Figura 1. Esquema de protección diferencial mostrando los sentidos de las corrientes en condiciones normales de operación.

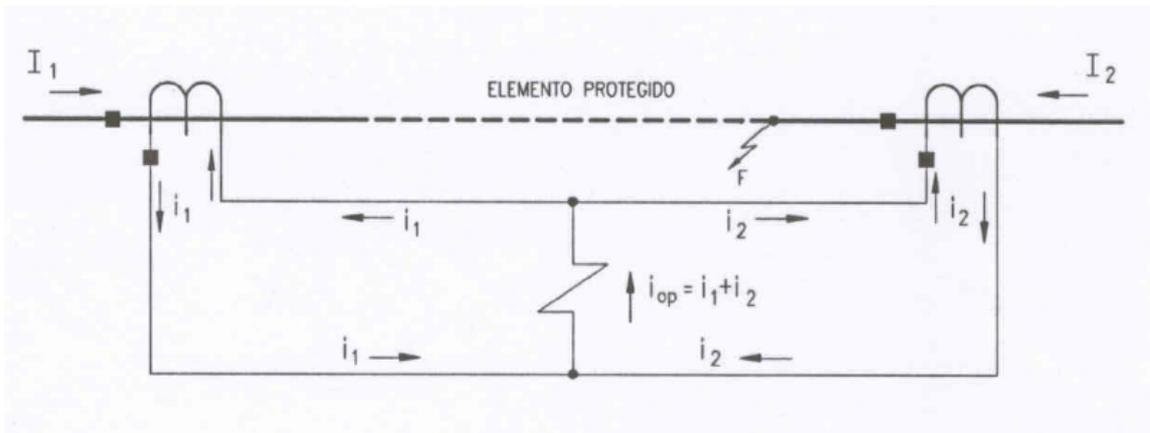


Figura 2. Esquema de la protección diferencial mostrando los sentidos de las corrientes en condiciones de falla interna.

Para evitar la posibilidad de que opere la protección diferencial al presentarse una falla fuera de la zona de protección debido a un error de precisión o por saturación de los TC's, se utilizan comúnmente los relevadores diferenciales de tanto por ciento. En este tipo de relevadores la corriente de arranque crece automáticamente con el incremento de la corriente que circula por el relevador. De esta forma es posible garantizar que la protección no opere incorrectamente para grandes corrientes fluyendo hacia el exterior ya sea por fallas externas.

En la Figura 3 se muestra el diagrama de la protección diferencial de tanto por ciento. Este tipo de relevadores está formado por dos elementos de retención y uno de operación. La corriente que circula por los elementos de retención esta determinada por:

$$i_{ret} = (i_1 + i_2) / 2$$

La corriente que circula del elemento de operación del relevador es:

$$i_{op} = i_1 - i_2$$

En la Figura 4 se representa la característica de operación para relevador diferencial de tanto por ciento.

La relación de la corriente diferencial a la corriente promedio de restricción es un porcentaje fijo, que determina la pendiente del relevador expresada en porcentaje se que:

$$\tan \alpha = \frac{i_1 - i_2}{\frac{i_1 + i_2}{2}}$$

por lo que la protección diferencial de tanto por ciento opera cuando

$$i_{op} \geq k i_{ret}$$

donde:

$$k = \tan \alpha$$

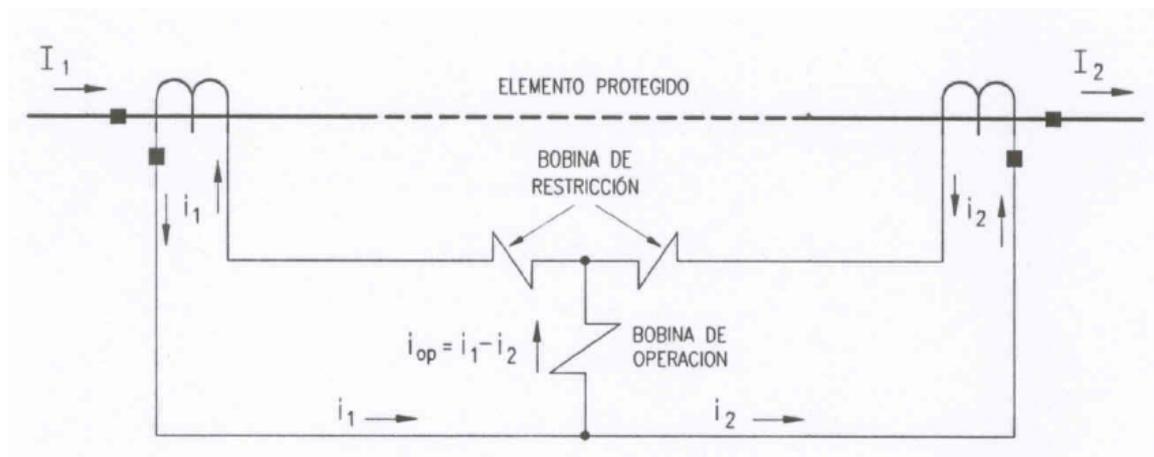


Figura 3. Diagrama de conexiones del relevador diferencial de tanto por ciento

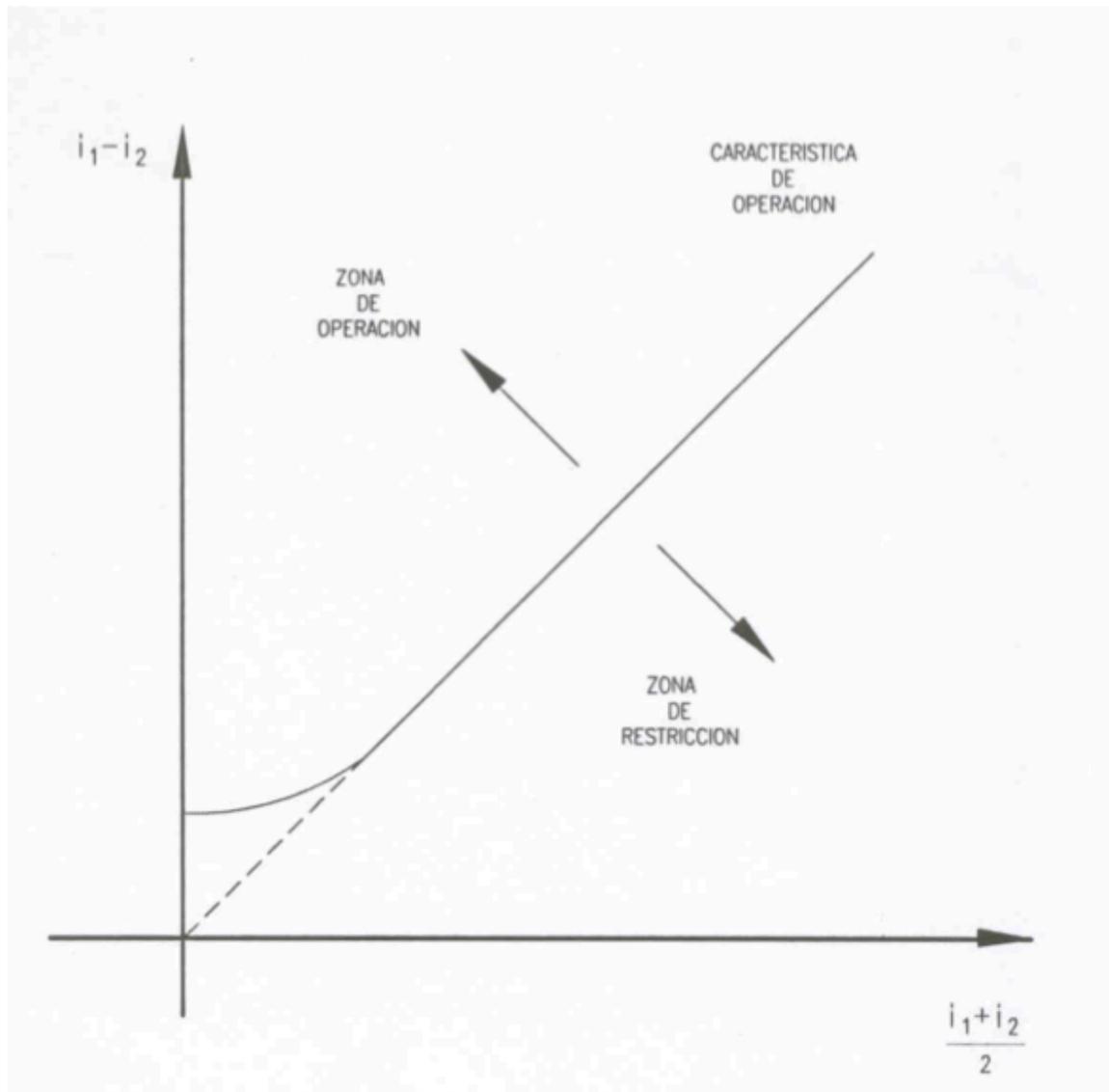


Figura 4. Diagrama de conexiones del relevador diferencial de tanto por ciento.

Los relevadores diferenciales pueden ser de porcentaje fijo o variable y las características típicas son ilustradas en la Figura 5 la abscisa es la corriente de restricción y la ordenada es la corriente de operación requerida para operar el relevador.

Los relevadores tiene diferente porcentaje de pendiente, como ya mencione se utiliza para evitar falsas operaciones del relevador por desequilibrios en las

corrientes de los transformadores de corriente cuando ocurren fallas externas. Estos desequilibrios pueden ocurrir por: falta de correspondencia entre la relación de los TC's y las derivaciones del relevador, diferencia de error entre los TC's de alta y baja tensión. Cabe mencionar que las corrientes típicas de arranque de relevadores diferenciales están en el orden de 0.14 a 3.0 amperes dependiendo del tipo de tap y aplicación.

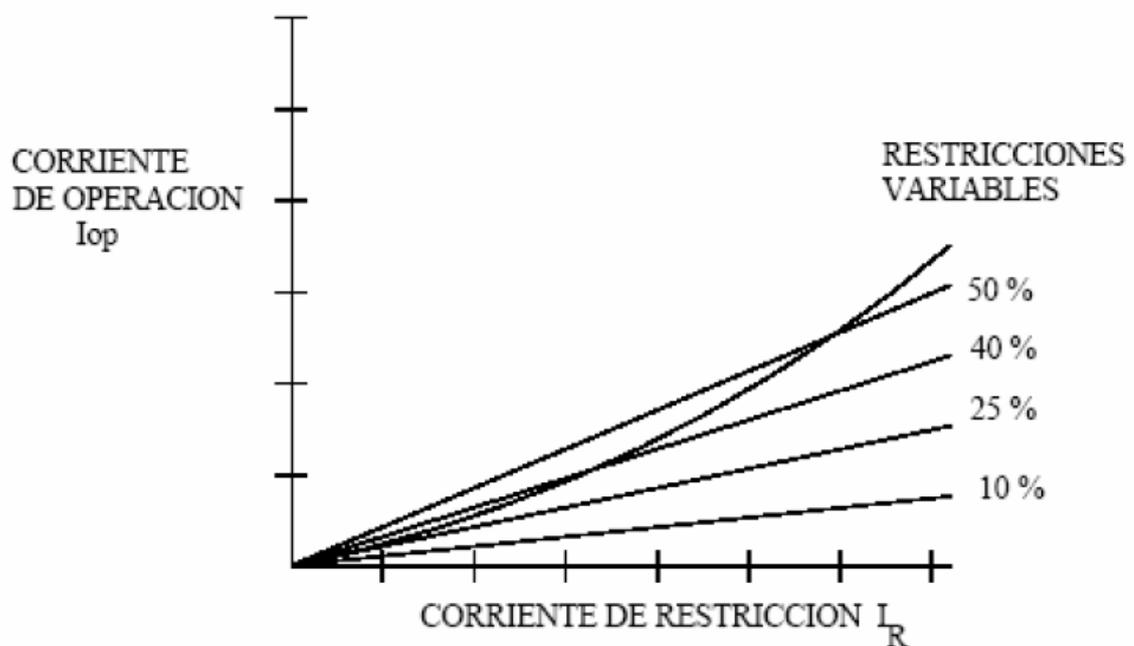


Figura 5. Curvas para relevador de tanto por ciento.

Cuando la corriente diferencial sobrepasa un determinado porcentaje regulable de la corriente total que circula a través del elemento a proteger, se energiza la bobina de operación del relevador mandando el disparo a través de un relevador auxiliar de contactos múltiples y reposición manual, que tiene los contactos empleados para disparar todos los interruptores asociados a la barra donde se presentó la falla.

El objeto de que el relevador auxiliar de disparo de la protección diferencial sea de reposición manual es para evitar volver a energizar el bus donde ocurrió la falla

alimentando la falla imprudentemente, lo cual equivaldría a hacer más severo el daño en el punto de falla.

El relevador diferencial al que se alude es el que logra su operación correcta basándose en la velocidad para discriminar la condición de falla dentro de su zona de protección y a la rapidez de su operación para liberar la falla (2 o 3 milisegundos) después de que la falla se presenta, lo cual a su vez se apoya en el hecho de que la saturación de los TC's provocada por la corriente de falla, esta no ocurre instantáneamente, sino que es un fenómeno que tarda varios mili segundos en alcanzar un nivel problemático, de esto se interfiere la necesidad de que la protección para buses sea de alta velocidad.

Así podemos deducir que:

- a) El relevador diferencial debe ser de alta velocidad y debe operar antes de la saturación de los TC's.
- b) El relevador diferencial debe tener la habilidad necesaria para rechazar la información falsa de los TC's cuando lleguen a saturarse.

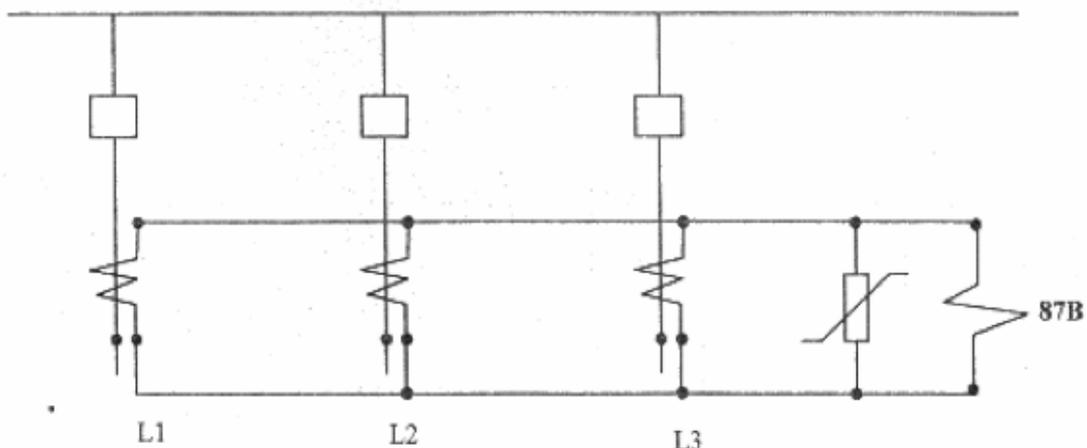
Hay varios métodos para resolver estos problemas de ellos se usan comúnmente los tres siguientes:

1. Eliminar el problema de la saturación eliminando el hierro en el transformador de corriente; sistema de acoplamiento lineal.
2. Usando un relevador diferencial de porcentaje variable y restricción múltiple, específicamente diseñado para ser inestable a la saturación por corriente directa.
3. Usando un relevador diferencial de alta impedancia operado por voltaje con un circuito resonante serie que limita la sensibilidad a la componente de C.D.

3.1 RELEVADOR DE ALTA IMPEDANCIA.

Para este se usan TC's convencionales, nulificando su operación desigual usando relevadores con unidad de alta impedancia, haciendo que las corrientes diferenciales falsas circulen a través de los TC's y no por la bobina de operación del relé. Es por ello que es necesario que la resistencia del circuito secundario de los TC's se mantenga baja, por lo que se limita solo para el uso de transformadores tipo bushing, los que tienen su núcleo con bobinas toroidales, lo que hace que la reactancia de dispersión despreciable, haciendo la impedancia del secundario baja.

Esta aplicación no acepta TC's auxiliares. La discriminación de fallas internas y externas las realiza acorde al voltaje aplicado al relé. Para fallas internas el voltaje es alto y para fallas externas el voltaje debe ser bajo tendiendo a cero. El voltaje máximo ocurre cuando uno de los TC's está saturado y los otros sin saturación, por tanto para ajustar la unidad de sobrevoltaje del relé, se calcula el voltaje máximo posible y se aplica un margen de seguridad de 200% conectado además un elemento limitador de voltaje (varistor) en paralelo con el relé para limitar el voltaje a 1500 Vots. El tiempo de operación del relé es de 3 a 6 ciclos para la unidad de voltaje y de 1 a 3 ciclos para la unidad de sobrecorriente.



Esquema para una protección diferencial de barras operada por voltaje

4. TEORÍA BÁSICA DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS TIPO RADSS Y GENERAL ELECTRIC TIPO B90.

Tradicionalmente las funciones de protección, control y medición de las subestaciones se han llevado a cabo con equipos electromecánicos. La primera generación de equipos fue reemplazada gradualmente por equipos electrónicos analógicos, que se limitaban a desempeñar una única función. Ambas tecnologías requerían de la instalación de cableado y equipos auxiliares muy costosos para que el sistema funcionase.

Recientemente los equipos electrónicos digitales han comenzado a realizar funciones de protección, control y medición. En un principio estos equipos cumplían un sola función o bien sus capacidades multifunción, eran muy limitadas y no reducían en gran medida el cableado y los equipos auxiliares. Estos dispositivos también pueden transferir datos a las instalaciones de control centrales y a las interfaces hombre-máquina mediante sistemas de comunicación electrónica. La variedad de funciones que pueden desempeñar estos equipos es tan amplia que numerosos usuarios prefieren emplear el término IED (Intelligent Electronic Device).

Es necesario disponer de comunicaciones de alta velocidad para poder alcanzar las velocidades de transferencia de datos que requieren los sistemas modernos de control automático y monitorización.

En un futuro cercano, las comunicaciones de muy alta velocidad serán necesarias para transmitir señales de protección, con un tiempo de respuesta objetivo, para una señal de mando entre dos equipos, inferior a cinco milisegundos desde la transmisión a la recepción.

Los dispositivos dotados con la capacidad descrita anteriormente también podrán facilitar más datos sobre la red eléctrica de lo que es posible disponer

actualmente, mejorar las operaciones y el mantenimiento y permitir el empleo de una configuración de sistema adaptiva para los sistemas de protección y control.

4.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS TIPO RADSS.

La protección diferencial de barras marca ASEA tipo RADSS consta de circuitos de operación y de restricción estos últimos se componen básicamente de dos resistencias, sobre las cuales se crea una tensión de operación y tensión de frenado respectivamente. Las constantes de tiempo (L/R) de estos dos circuitos son cero en todos los circuitos prácticos.

El desarrollo de las tensiones de operación y frenado puede considerarse que es instantáneo, o básicamente con la misma rapidez con que varía la corriente primaria en el caso de una falla.

Al circuito combinado de operación y restricción de la RADSS puede designársele como circuito comparador de la protección diferencial, ya que en dicho circuito se realiza una comparación entre dos tensiones tanto en amplitud como en fase.

La protección RADSS basa su actuación en los dos siguientes principios fundamentales:

1. Para fallas externas, el circuito secundario del TC de línea plenamente saturado puede ser representado por su resistencia total de bucle en C.C. solamente, es decir, con reactancia insignificante.
2. Para fallas internas, el circuito secundario de un TC de línea sin carga puede ser representado por una impedancia de magnetización relativamente grande, principalmente reactiva con una constante de tiempo (L/R) grande.



a. PROTECCION DIFERENCIAL GENERAL ELECTRIC TIPO B90

4.2.1 Diseño básico del relevador B90.

El B90 es un dispositivo digital que contiene una unidad central de proceso (CPU) que maneja diversos tipos de señales de entrada y de salida. El B90 puede comunicarse con una interfaz de operador, un dispositivo de programación u otro dispositivo a través de una red de área local (LAN).

El modulo CPU contiene firmware que incorpora elementos de protección en forma de algoritmos lógicos, así como puertas lógicas programables, temporizadores y enclavamientos para las características de control.

Los elementos de entrada admiten diversas señales de campo analógicas o digitales; aísla y convierte estas señales en las señales lógicas que utiliza el relevador.

Los elementos de salida aíslan y convierten las señales lógicas generadas por el relevador en señales digitales o analógicas que pueden ser empleadas para el control de los dispositivos de campo.

4.2.2 Tipos de señales relevador B90.

El relevador General Electric modelo B90 cuenta con el siguiente tipo de señales:

- Entradas y salidas de contacto (Contact Inputs/Outputs). Son señales digitales asociadas con la conexión con contactos permanentes. Admite tanto contactos húmedos como secos.
- Entradas y salidas virtuales (Virtual Inputs/Outputs). Son señales digitales asociadas con las señales lógicas internas de la serie B90. Las entradas virtuales incluyen señales generadas por la interfaz de usuario local. Las salidas virtuales son el resultado de las ecuaciones FlexLogic empleadas para personalizar el dispositivo. Las salidas virtuales también pueden servir como entradas virtuales para las ecuaciones FlexLogic.
- Entradas y salidas analógicas (Analog Inputs/Outputs). Son señales asociadas con los transductores, como detectores de temperatura y de resistencia.
- Entradas TC y TP (CT, VT Inputs). Estas hacen referencia a las señales de los transformadores de corriente y de tensión analógicos que se emplean para monitorizar las líneas eléctricas de CA. Los relevadores admiten TC's de 1 A y 5 A.
- Entradas y salidas remotas (Remote Inputs/Outputs). Estas constituyen una forma de compartir información digital sobre el estado de un punto entre dispositivos remotos de las serie B90. Las salidas remotas son operandos FlexLogic.
- Entradas y salidas directas (Direct Inputs/Outputs). Constituyen una forma de compartir información digital sobre los estados de un punto entre varios

equipos de la serie B90 por medio de una interfaz de fibra óptica (simple o multimodo). Los relevadores se conectan directamente en una configuración de anillo o de anillo redundante (dual). Esta característica está optimizada para alcanzar la mayor velocidad y está destinada a planes apoyados por piloto, aplicaciones de lógica distribuida de entrada/salida de un único bastidor del relevador.

El relevador de barras B90 emplea una arquitectura basada en microprocesadores que ofrece funciones de protección y medición para barras de distribución con hasta 24 alimentadores. El sistema de protección B90 consiste en una arquitectura centralizada construida con 3, 4 o más dispositivos B90 según sea necesario para cada aplicación particular. Cada uno de los dispositivos del sistema B90 es un B90 completo en sí mismo y por esta razón es posible acceder y programarlo individualmente. Las funciones de protección y supervisión del B90 incluyen:

- Protección diferencial para varias zonas con funciones de restricción y sin restricción incorporada. La protección diferencial es rápida (tiempo de respuesta 12ms aproximadamente) y segura.
- La función de zona de supervisión se realiza programando una de las zonas diferenciales para que abarque toda la barra.
- La función de réplica dinámica de barras y la protección multizona permiten emplear el B90 con barras multisección reprogramables.
- La función de monitorización del selector supervisa hasta 48 seccionadores desde un único dispositivo B90.
- La protección de zona muerta admite hasta 24 interruptores.
- Cada zona de protección diferencial dispone de una función de monitoreo de problemas del TC (Saturación).
- La función de protección de fallo de interruptor admite hasta 24 interruptores.
- Dispone de una función de sobrecorriente instantánea por cada entrada de corriente del sistema B90.

- Dispone de una función de sobrecorriente temporizada por cada entrada de corriente del sistema B90 como protección de refuerzo.
- Existe una función de tensión mínima por cada entrada de tensión del sistema B90 para supervisión.

El sistema B90 incluye una secuencia de registros capaz de almacenar 1024 eventos junto con sus datos de fecha y hora en cada dispositivo B90 y una oscilografía programable por el usuario, en lo referido a frecuencia de muestreo (hasta 64 muestras por ciclo), contenido, modo de escritura y longitud de registro. Es posible programar los eventos mediante FlexLogic para desencadenar el ciclo de captura de datos de oscilografía, la cual a su vez puede ser configurada para registrar los parámetros medidos, antes y después del evento para su visualización en un ordenador personal. Estas herramientas reducen considerablemente el tiempo necesario para la resolución de problemas y simplifican la generación de informes en caso de fallo del sistema.

Las funciones de protección principales del B90 se distribuyen por fases. Las señales de CA de una fase determinada, tanto las intensidades como las tensiones, se conectan y procesan en un único dispositivo. Estos dispositivos desempeñan todas las funciones de protección y monitorización que requiera la información de CA. También ofrecen determinadas capacidades de entrada salida (hasta un máximo de 48 entradas o 18 salidas por dispositivo).

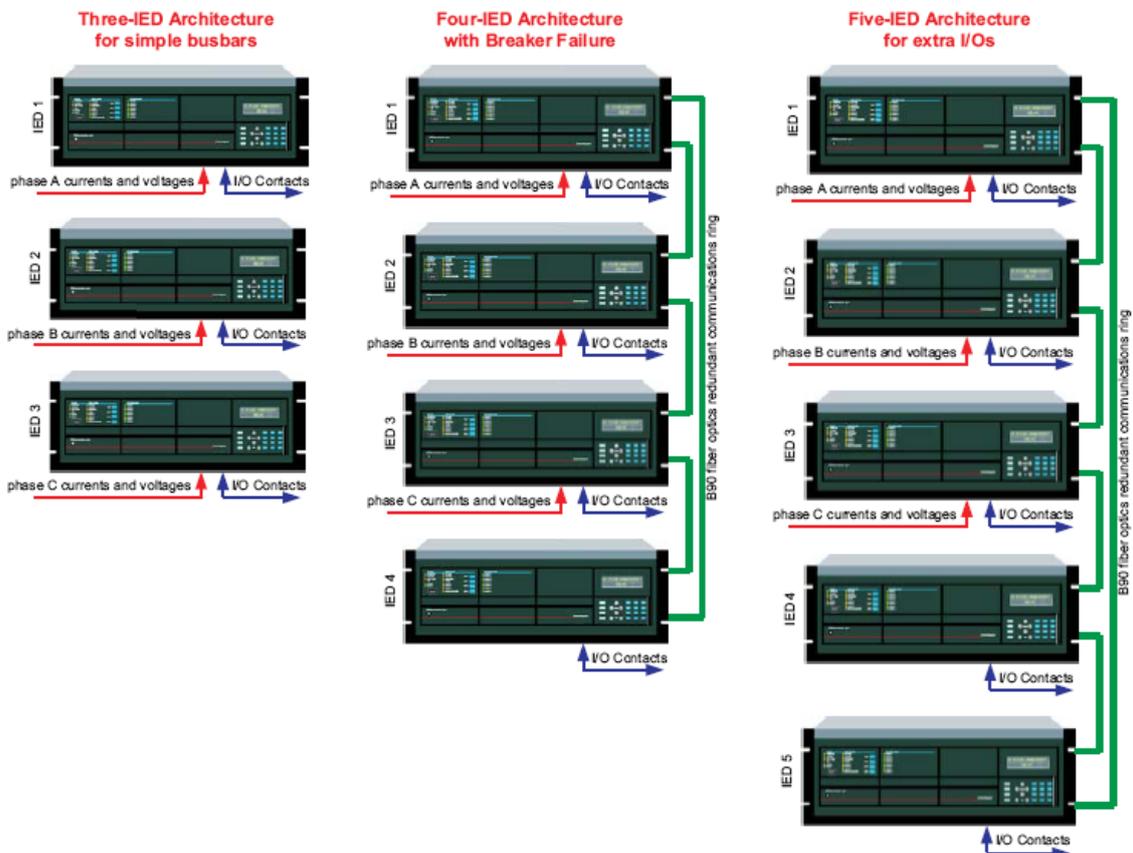
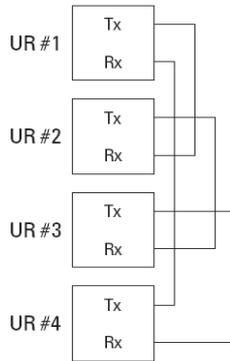
La configuración más sencilla del B90 para barras no reprogramables sin protección de fallo de interruptor se compone de tres dispositivos B90. Para la función de fallo de interruptor y monitorización del seleccionador para la réplica dinámica de barras es necesario otro dispositivo aparte y por lo tanto se trata de una arquitectura formada por cuatro dispositivos B90.



Relevador GE modelo B90

En cualquier configuración de B90, los dispositivos pueden intercambiar estados digitales (operandos FlexLogic) de forma rápida y fiable por medio de una conexión de fibra óptica. La capacidad de comunicación del B90 permite al usuario distribuir los contactos de entrada y salida libremente entre varios dispositivos. Además, las comunicaciones facilitan la monitorización del fallo de interruptor y del seccionador.

Los canales de comunicación están normalmente conectados en anillo, como se muestra a continuación. El transmisor de un módulo se conecta al receptor del siguiente módulo. El transmisor de este segundo módulo se conecta a su vez al receptor del siguiente módulo del anillo. Esto se repite hasta formar un anillo de comunicaciones.



Arquitectura con tres, cuatro y cinco dispositivos

4.2.3 Principio de funcionamiento del B90.

La siguiente figura muestra las entradas de corriente de los límites de la zona de barras protegida al B90 mediante los transformadores de corriente de la red eléctrica.

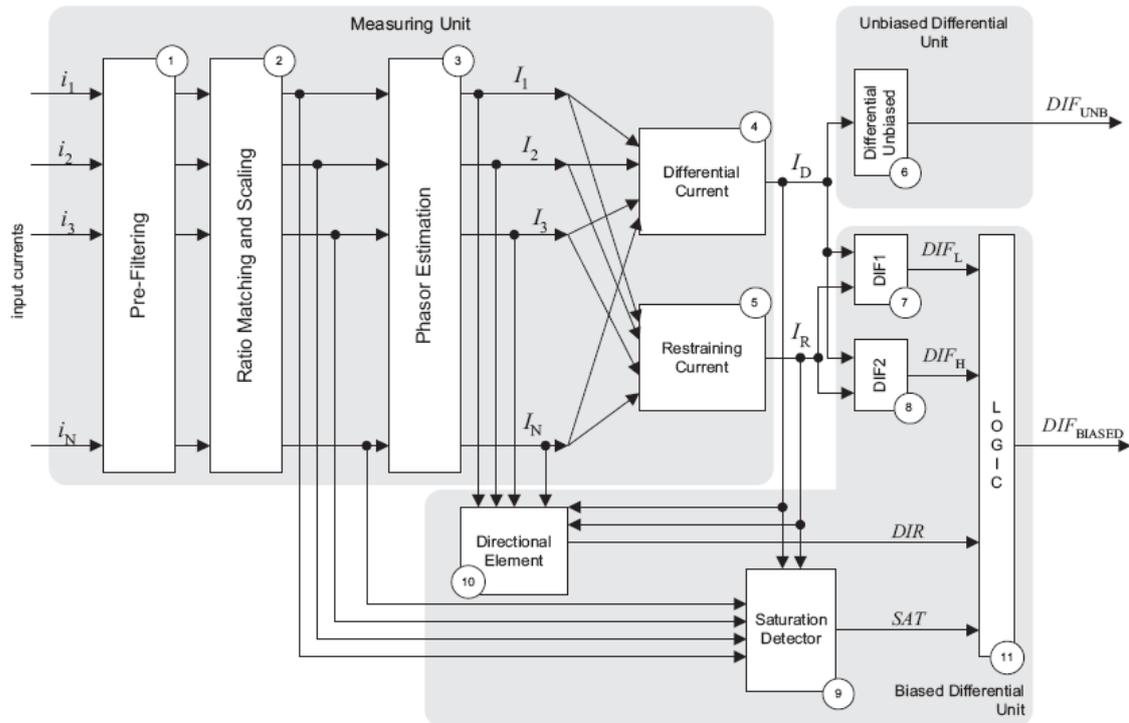


Diagrama general de bloques de protección diferencial de barras.

Las intensidades se filtran digitalmente (Bloque 1) para eliminar las distorsiones de la señal. Las corrientes filtradas se escalan para acomodar diferentes relaciones de TC (Bloque 2).

La estimación de los fasores digitales de las corrientes de la zona se realiza en el Bloque 3 y se calculan las señales diferenciales en el Bloque 4 y de frenado en el Bloque 5.

Si la magnitud de la señal diferencial supera un límite predeterminado, se activa la protección diferencial de barras sin polarización y se identifica o etiqueta en consecuencia, esto se realiza en el Bloque 6.

Las corrientes diferenciales y de restricción se comparan y sus magnitudes determina el punto operativo de la característica de funcionamiento de inclinación dual. Creando etiquetas auxiliares (DIF1 y DIF2) que corresponden con las diferentes regiones características (Bloques 7 y 8). La característica de inclinación dual mejora el funcionamiento del relevador, ya que cada región requiere medidas de seguridad diferentes.

El elemento direccional (Bloque 10) supervisa la característica diferencial polarizada cuando es necesario. El principio de comparación de corriente direccional evalúa todos los fasores de las corrientes de entrada, además de las corrientes diferenciales y de restricción.

El detector de saturación (Bloque 9) analiza las corrientes diferenciales y de restricción, así como las muestras de las corrientes de entrada y fija su etiqueta de salida al detectar saturación en el TC.

Finalmente la lógica de salida (Bloque 11) combina la información diferencial, direccional y de saturación para hacer funcionar la protección diferencial polarizada y etiquetarla en consecuencia. La lógica mejora el rendimiento del relevador al tiempo que mantiene un excelente equilibrio entre la fiabilidad, la velocidad y la seguridad, la velocidad y la seguridad.

4.2.4 Mecanismo de réplica dinámica de barras.

Las zonas de la diferencial de barras B90 permiten proteger secciones de las barras que incluyen circuitos conmutables entre secciones diferentes. El funcionamiento correcto del relevador se obtiene asociando una señal de estado con cada corriente de entrada. Este mecanismo se denomina réplica dinámica de barras.

La zona de barras dinámica se programa como un número de entradas “entrada-estado-dirección de TC”.

La señal de estado de un par “entrada-estado de TC” de la réplica de barras es un operando de FlexLogic creado para indicar si el circuito asociado se conecta o no a la zona de barras protegida. Normalmente las señales de estado deben crearse a partir de entradas de contacto conectadas a los contactos auxiliares correspondientes de los interruptores aislamiento/disyuntores.

4.2.5 Ajuste de la relación de TC.

El B90 permite emplear TC's con varias corrientes secundarias y relaciones de transformación. El relevador efectúa internamente el escalado de acuerdo con una base en común. La diferencia de relación admisible máxima es 32:1. Para el ajuste adecuado de la característica diferencial, es muy importante comprender la base común empleada por el relevador.

El B90 escala las corrientes secundarias hasta la máxima corriente principal entre los TC's que define la zona diferencial de barras determinadas: 1 pu corresponde a la corriente principal más elevada.

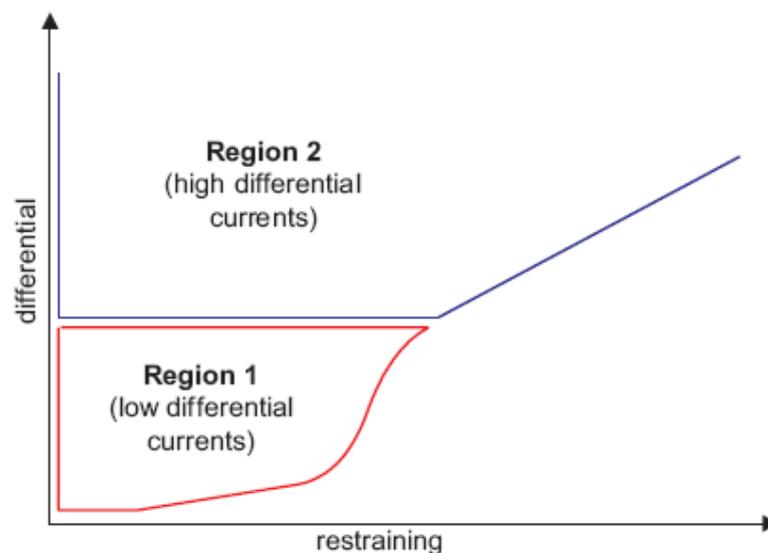
4.2.6 Corrientes diferenciales y de restricción.

Las corriente diferenciales se obtienen como una suma de los fasores de las corrientes de entrada de una zona de barras diferencial, teniendo en cuenta las señales de estado de las corrientes, es decir, aplicando la réplica dinámica de barras de la zona protegida. La corriente diferencial se escala con la máxima corriente principal. Este escalado debe tenerse en cuenta a la hora de ajustar el valor de PICKUP de la característica diferencial polarizada y el punto operativo HIGH SET (AJUSTE ALTO) de la función diferencial no polarizada.

La corriente de restricción se obtiene como la suma de las magnitudes de los fasores de las corrientes de entrada de la zona, teniendo en cuenta las señales de estado de las corrientes, es decir, aplicando la réplica dinámica de barras de la zona protegida. La corriente de restricción se escala hasta la máxima corriente principal.

La definición de la señal de restricción como “la máxima de...” polariza el relevador hacia la fiabilidad sin poner en peligro la seguridad ya que emplea otros medios para rebajar la saturación del TC durante los fallos externos. Otro beneficio de este enfoque es que la señal de frenado siempre representa una intensidad física frente a una intensidad promedio que fluya a través del TC, que es más probable que resulte saturado durante un fallo externo concreto.

La característica diferencial se divide en dos regiones con modos operativos diferentes, tal como se muestra en el siguiente diagrama.



Las dos regiones de la característica diferencial.

La primera región se aplica a corrientes diferenciales relativamente bajas y se ha incorporado para responder a la saturación del TC en los fallos externos de baja intensidad. Algunos fallos externos pueden saturar el TC debido a constantes de tiempo del componente de CC excesivamente prolongadas o múltiples intentos de auto reconexión, la saturación sin embargo es difícil de detectar en estos casos. En esta región se emplea una medida de seguridad permanente adicional por medio de la “verificación direccional”, sin tener en cuenta el detector de saturación.

La segunda región incluye la porción restante de la característica diferencial y se aplica a corrientes diferenciales relativamente altas. Si durante un fallo externo la corriente diferencial espuria es lo bastante alta como para que la trayectoria de la corriente diferencial/restricción entre en la segunda región, entonces la saturación será detectada con toda seguridad por el detector de saturación.

4.2.7 Principio direccional.

Para mayor seguridad, el B90 utiliza el principio de protección diferencial para supervisar dinámicamente la función diferencial de corriente principal. El principio direccional tiene efecto para las corrientes diferenciales bajas y se activa dinámicamente para grandes intensidades diferenciales mediante el detector de saturación tras detectar saturación en el TC.

El principio direccional responde a la dirección relativa de las corrientes de fallo. Esto significa que no necesita una señal de referencia, como la tensión de la barra. El principio direccional afirma que:

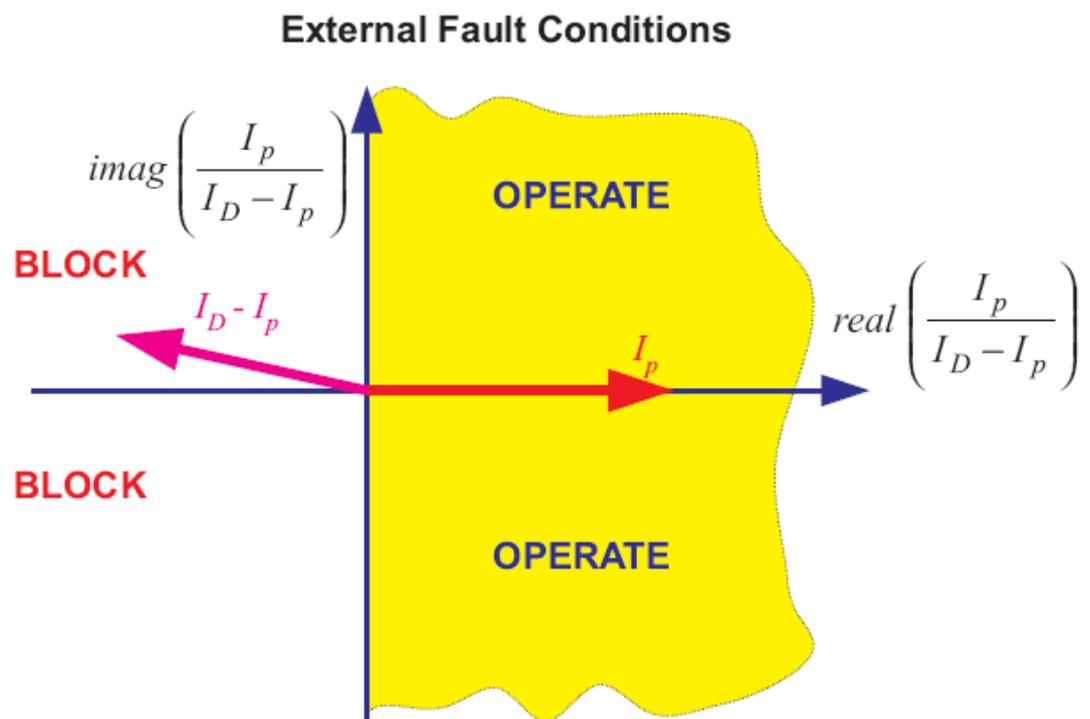
- Si todas las corrientes de falla fluyen en una dirección, la falla es interna
- Si, por el contrario, al menos una de las corrientes de falla fluye en dirección opuesta en comparación con la suma de las demás corrientes, la falla es externa.

El principio direccional se aplica en dos etapas.

1. En primer lugar, basándose en la magnitud de una corriente correcta, se determina si la corriente es una corriente de falla. La verificación del ángulo no debe iniciarse para las corrientes de carga, ya que la dirección será la de salida de la barra, incluso durante los fallos internos. El comparador auxiliar de esta etapa aplica un límite adaptable. El límite es una fracción de la corriente de restricción.
2. En segundo lugar, y únicamente para las corrientes de falla seleccionadas, se comprueba el ángulo de defasaje entre una corriente concreta y la suma de todas las demás corrientes. La suma de todas las demás corrientes es la corriente diferencial menos la corriente que está siendo observada. Por lo

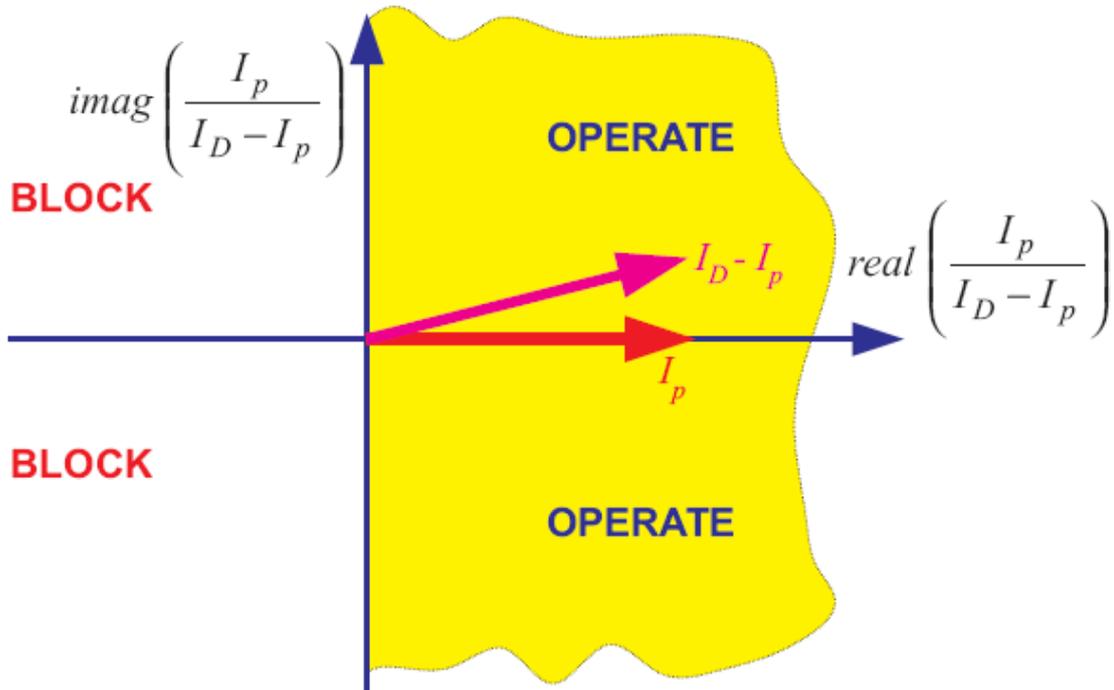
tanto, para cada corriente “p” que se observa, se verifica el ángulo entre los fasores I_p e $I_D - I_p$.

Idealmente dicho ángulo es próximo a los 180° para las fallas externos y cercanos a los 0° durante los fallos internos.



Actuación del principio direccional durante las fallas externas.

Internal Fault Conditions



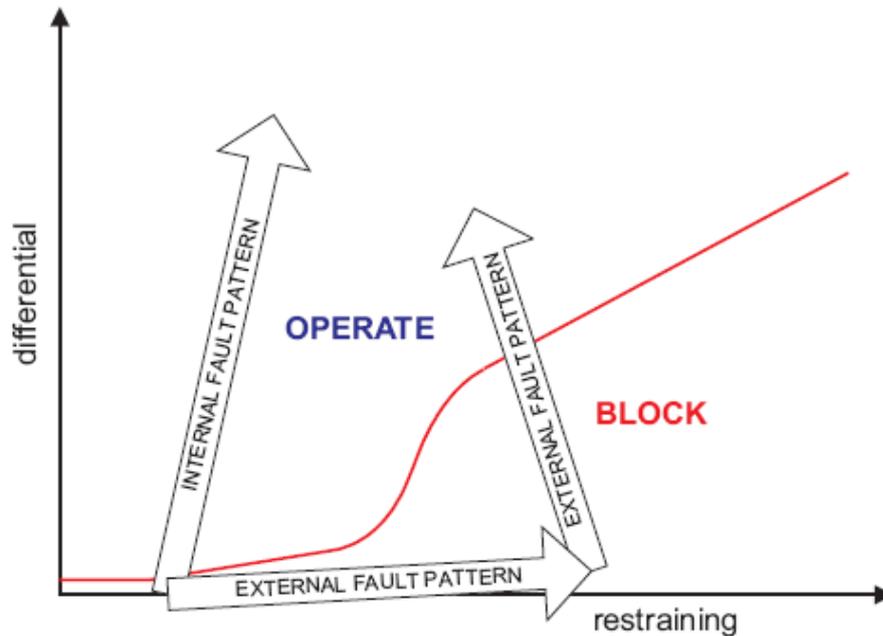
Actuación del principio direccional durante las fallas internas

El B90 calcula el ángulo máximo de las corrientes observadas y lo compara con un límite fijo de 90° .

4.2.8 Detector de saturación.

Cualquier TC funciona correctamente durante un breve periodo de tiempo incluso bajo corrientes principales muy grandes que causan posteriormente una saturación muy alta. Como resultado de esto, en el caso de una falla externa, la corriente diferencial permanece muy baja durante el periodo inicial de funcionamiento lineal de los TC mientras que la señal de restricción se desarrolla rápidamente. Una vez que uno o más TC's se saturan, la corriente diferencial aumenta. La señal de restricción, sin embargo, cede durante algunos milisegundos. Durante las fallas internas, tanto las corrientes diferenciales como las de restricción

se desarrollan simultáneamente. Esto crea patrones muy característicos en la trayectoria diferencial/restricción tal como se muestra a continuación.

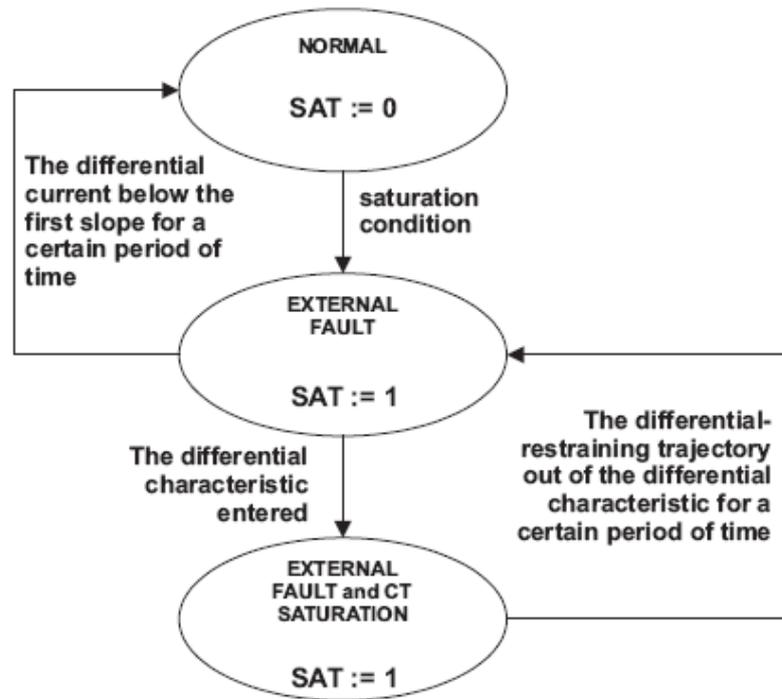


Detección de saturación del TC. Patrones para fallos internos y externos.

El detector de saturación declara la condición de saturación del TC cuando la magnitud de la señal de restricción llega a ser mayor que el punto de interrupción superior (HIGH BPNT) y al mismo tiempo la corriente diferencial es inferior a la primera inclinación (LOW SLOPE). Se emplea para este fin una lógica especial en forma de máquina de estado tal como se muestra a continuación.

Debido a que el estimador de fasores introduce un retardo en el proceso de medición, al prueba de saturación antes mencionada no podría detectar la saturación del TC si está fuera muy rápida. Con el fin de afrontar una saturación del TC muy rápida, se verifica otra condición que utiliza las relaciones entre las señales en forma de onda. El principio básico es similar al descrito anteriormente. Además, la etapa basada en muestreo del detector de saturación utiliza la derivada temporal de la señal de restricción para rastrear mejor el patrón de saturación que se muestra en el diagrama anterior.

El detector de saturación puede detectar la saturación que tenga lugar en aproximadamente 2 ms tras una falla. Es necesario señalar que aunque el detector de saturación no tenga ajustes propios, utiliza la característica diferencial principal para su correcto funcionamiento.



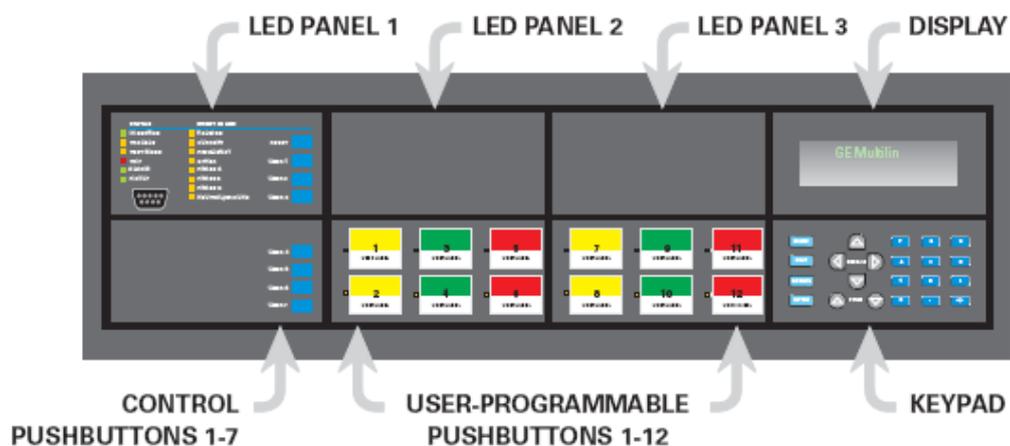
5. RECONOCIMIENTO Y FAMILIARIZACIÓN DEL EQUIPO B90.

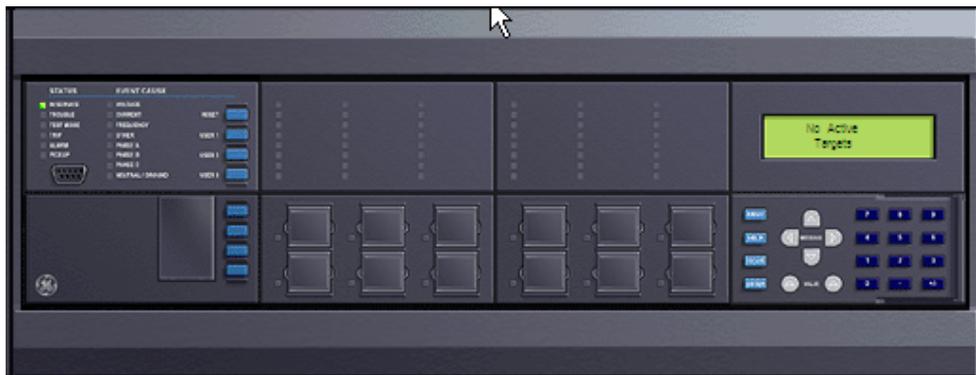
Los cinco relevadores que componen el esquema de protección diferencial B90 comparten el mismo Firmware, Software y Hardware y por lo tanto la forma de acceso, explotación de datos, reconocimiento de alarmas y adquisición de datos como estados de entrada y salidas de contacto, medición, reportes de falla, reporte de eventos señalización, etc. es la misma.

5.1 HARDWARE.

La interfaz compuesta por teclado/pantalla/LED es una de las dos interfaces humanas incorporadas. La otra interfaz humana es la representada por el software enerVista UR Setup. La interfaz frontal se compone de varios paneles funcionales.

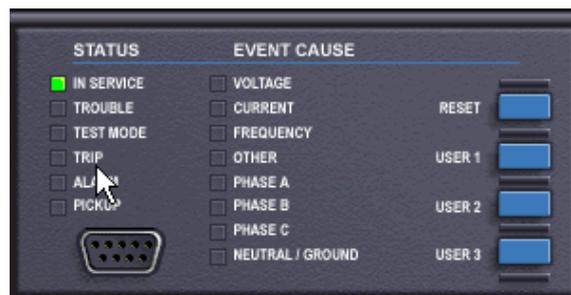
La placa frontal puede abrirse para facilitar el acceso a los modulo extraíbles. Hay también una cubierta protectora contra el polvo que se coloca sobre la placa frontal y que debe ser retirada para acceder al panel del teclado. La siguiente figura muestra la posición de los paneles de la placa frontal.



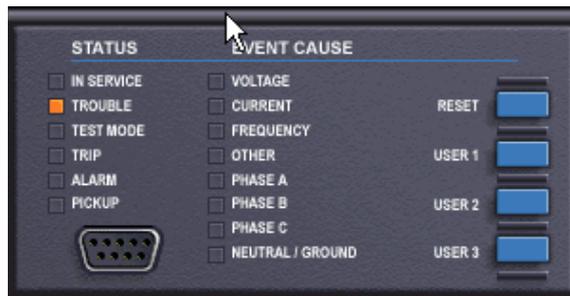


EL panel frontal está constituido por tres secciones fundamentales: LEDs indicadores de eventos y alarmas, 48 LEDs configurables por usuario y por teclado/pantalla que a continuación describiremos.

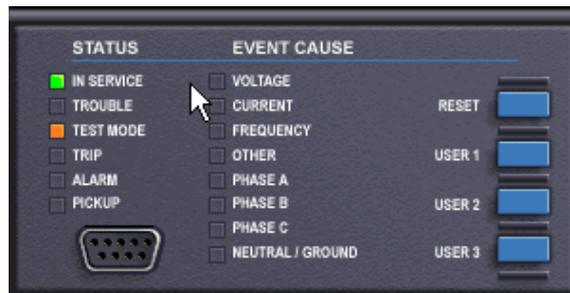
5.1.1 Leds indicadores de estado.



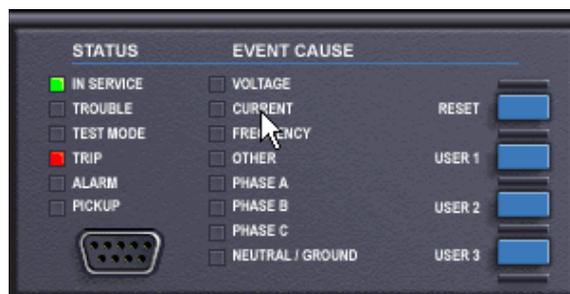
IN SERVICE. Indica que el relevador está energizado; todas las entradas, salidas y sistemas internos funcionan correctamente; el relevador está listo para operar.



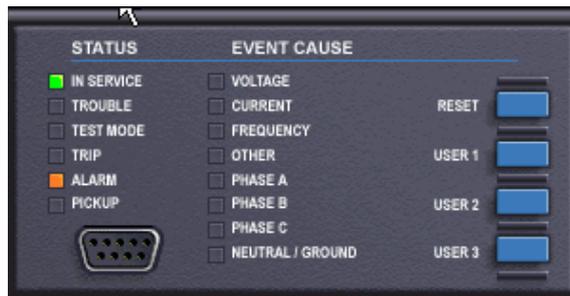
TROUBLE. Indica que el relevador ha detectado un problema interno.



TEST MODE. Indica que el relevador está en modo de prueba.



TRIP. Indica que la salida seleccionada para generar un disparo ha operado. Este indicador siempre está "latcheado" o clavado, el botón RESET debe presionarse para cada ocasión que la salida de disparo haya estado activa.



ALARM. Indica que la salida seleccionada para alarmar está operada. Este indicador nunca está “latcheado” o clavado.



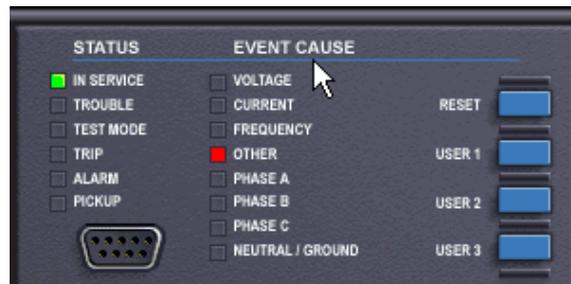
PICKUP. Indica que un elemento ha arrancado. Este indicador nunca es “latcheado” o clavado.



VOLTAGE. Indica que el voltaje fue parte de la falla.

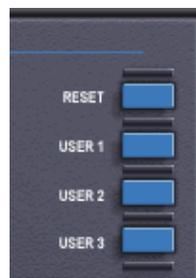


CURRENT. Indica que la corriente fue parte de la falla.



OTHER. Indica que una función compuesta fue parte de la falla.

Los leds PHASE A, PHASE B, PHASE C NEUTRAL/GROUND. Indican que fase fue asociada con la falla.



BOTON RESET. Sirve para restablecer las condiciones "latcheadas" ó clavadas existentes en los LEDs indicadores y pantalla.

BOTONES USER 1, USER 2, USER 3 no tienen función en los esquemas de la subestación eléctrica Nopala.

El relevador UR cuenta con 48 (2x24) LEDs indicadores de color ambar, los cuales son programables por el usuario. Estos LEDs darán indicación de acuerdo a la programación que se le ha hecho.



5.1.2 Teclado/Pantalla.

El teclado/pantalla es parte de la interface hombre-máquina que sirve para poder leer la información que da el relevador en caso de condiciones normales tales como medición, eventos, reportes de falla, o bien para condiciones anormales de operación, tales como arranques y operaciones de elementos de protección y control, disparos y eventos anormales internos del relevador.

La pantalla tiene las siguientes características:

- 2 líneas de 20 caracteres cada una.
- Algunos mensajes pueden ser mostrados en otros lenguajes.
- Mientras el teclado y pantalla no están siendo usados, la pantalla mostrará mensajes por default.
- Alta prioridad de muestra de mensajes ante fallas inminentes, los cuales automáticamente se mostrarán de acuerdo en el lapso de tiempo que se hayan presentado.



5.2 SOFTWARE.

El software enerVista ofrece una interfaz gráfica de usuario como una de las dos posibles interfaces de un dispositivo; como ya vimos la otra interfaz humana es la constituida por el teclado y la pantalla de la placa frontal del dispositivo.

El software enerVista UR Setup proporciona un único punto de acceso para configurar, monitorizar y resolver los problemas de funcionamiento, conectado mediante una red de comunicación local. Puede emplearse tanto cuando se está desconectado (es decir, offline), como conectado (online) a un dispositivo UR. En modo offline es posible crear archivos de ajustes para su posterior descarga en el dispositivo. En modo online puedes establecerse una comunicación con el dispositivo en tiempo real.

A través del software URPC, podremos obtener de una manera más rápida y confiable datos como estados de entradas y salidas, mediciones, reporte de eventos y reporte de fallas.

5.2.1 EnerVista UR Setup descripción general del software.

a) Utilización de los archivos de ajustes.

La interfaz del software EnerVista UR Setup permite efectuar cambios en los ajustes del relé de tres maneras:

- En modo offline (con el relé desconectado) para crear o modificar archivos de ajustes de relés para su posterior descarga en éstos.
- Conectado a un relé para modificar directamente cualquier ajuste mediante las ventanas de vista de datos del relé y luego guardar los cambios de éste.
- Es posible crear o modificar los archivos de ajuste y luego introducirlos en el relé cuando la interfaz esté conectada a éste.

b) Visualización de valores reales.

Es posible visualizar los datos del relé en tiempo real, como el estado de entrada/salida y los parámetros medidos.

c) Visualización de eventos activados.

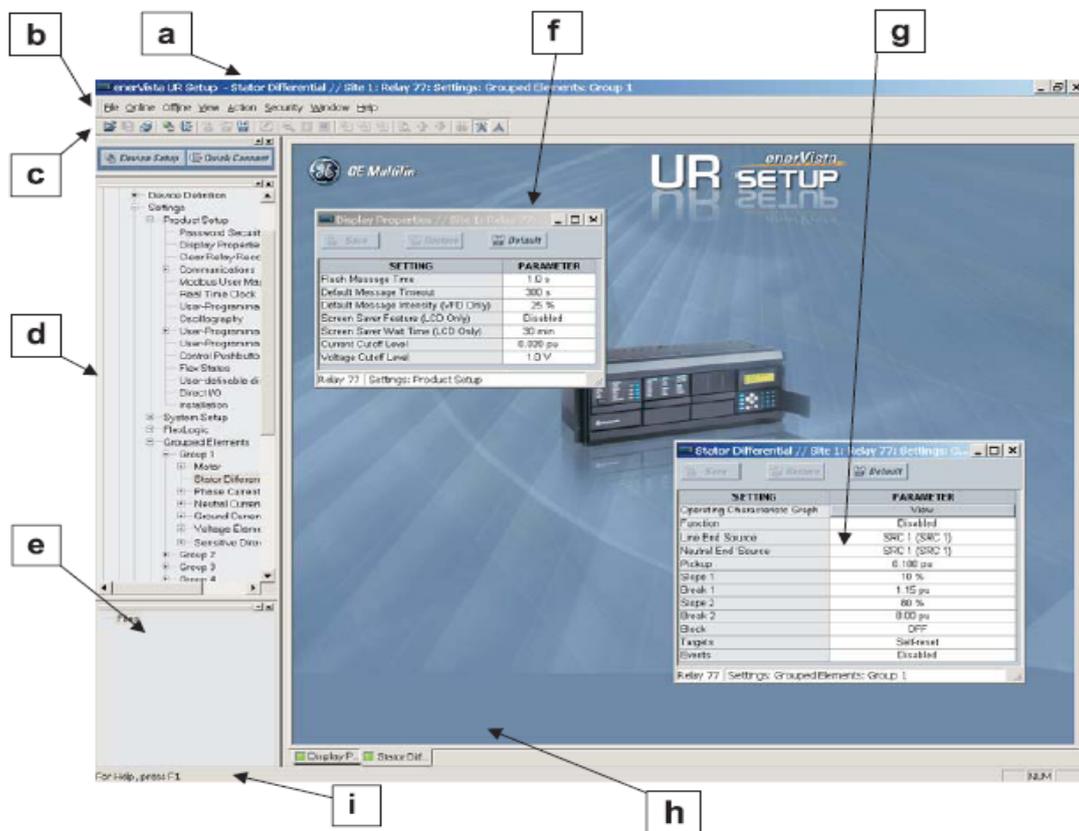
En modo online u offline, la interfaz permite visualizar y analizar los datos generados por los parámetros activados especificados, de una de las formas siguientes:

- Función de registrador de eventos: el registrador de eventos captura los datos contextuales asociados con los últimos 1024 eventos, ordenados cronológicamente del más reciente al más antiguo.
- Función de oscilografía: el registro de las formas de onda y de estados digitales mediante oscilografía se emplea para tener una representación visual de los datos de funcionamiento de la red eléctrica y el relé capturados durante eventos activados específicos.

5.2.2 Enervista UR Setup ventana principal.

La ventana principal del software enerVista UR Setup muestra los siguientes componentes iniciales:

- Barra de título que también indica la ruta de la vista de datos activa.
- Barra de menú de la ventana principal.
- Barra de herramientas de la ventana principal.
- Ventana de lista de sitios.
- Ventana de lista de ajustes.
- Ventana o ventanas de vistas de datos de dispositivos, con barra de herramientas común.
- Ventana o ventanas de vistas de datos de archivos de ajuste, con barra de herramientas común.
- Espacio de trabajo con pestañas de vistas de datos.
- Barra de estado.



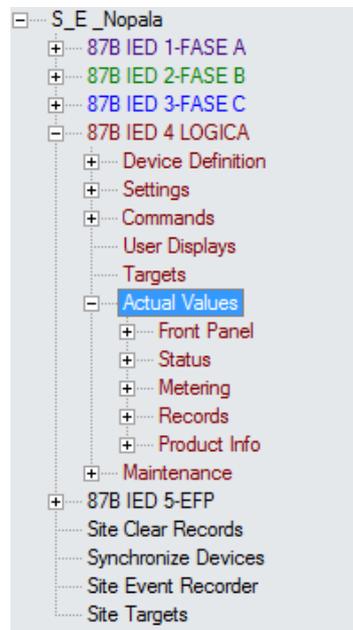
La adquisición de datos es en la sección “ON LINE” del software (marcada en rojo en la figura), que es donde se encuentran editados los equipos pertenecientes a la subestación, en una red de comunicaciones.



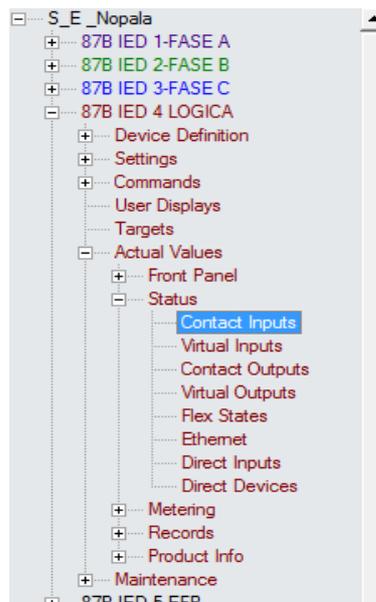
Estados: Para poder ver los estados de entradas y salidas, hay que seleccionar el equipo que queremos adquirir la información y darle un click. Esto nos mostrará todos los menús disponibles, pero solo necesitamos explorar el menú ACTUAL VALUES.



Ahora debemos explorar el menú ACTUAL VALUES. Dar click en el menú y esto nos desplegará las opciones que tenemos.



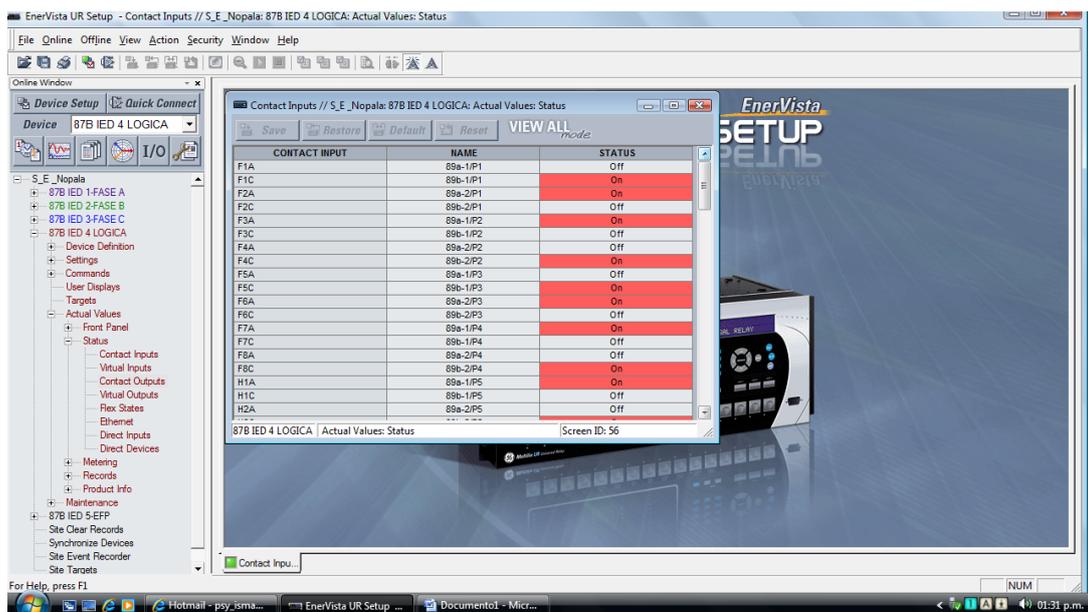
Ahora que se ha desplegado el árbol, debemos seleccionar y dar click en el subgrupo menú STATUS.



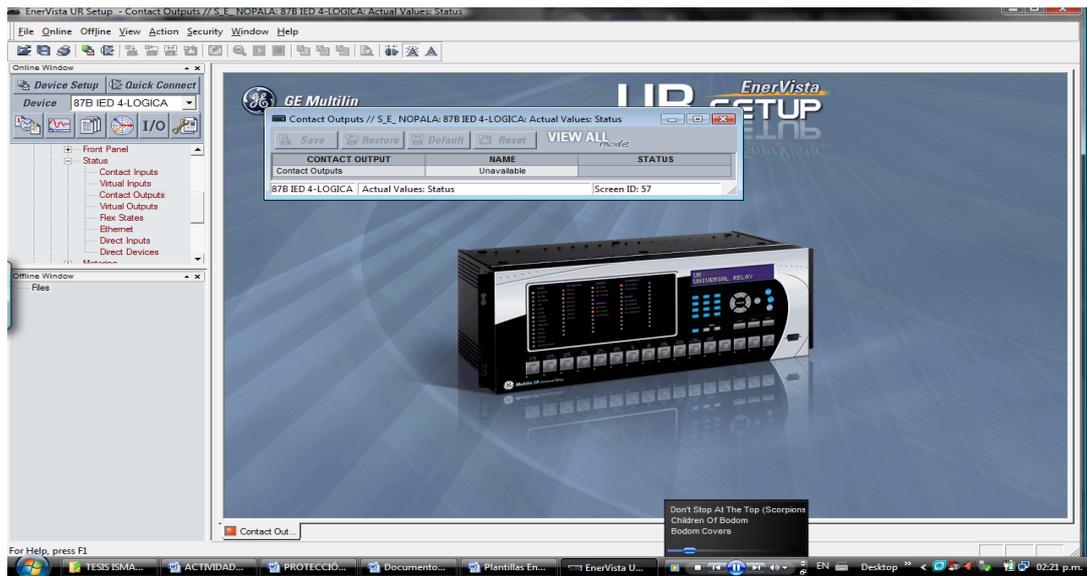
Esto nos ha desplegado todas las opciones que tenemos en el subgrupo menú STATUS, de los cuales son de nuestro interés “Contact Inputs” y “Contact Outputs”.

Primero exploremos el subgrupo menú “Contact Inputs”.

Seleccionar y dar doble click en “Contact Inputs”. Esto nos desplegará el estado de todas las entradas disponibles en el equipo, presentándose de la siguiente manera:



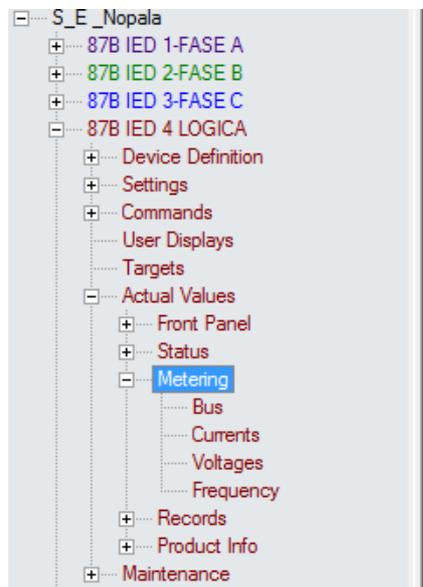
De la misma manera podemos ver ahora los estados de las salidas, seleccionando y dando doble click en “Contact Outputs”, presentándose de la siguiente manera:



En este caso no aparece nada ya que esta deshabilitada esta opción.

5.2.3 Mediciones.

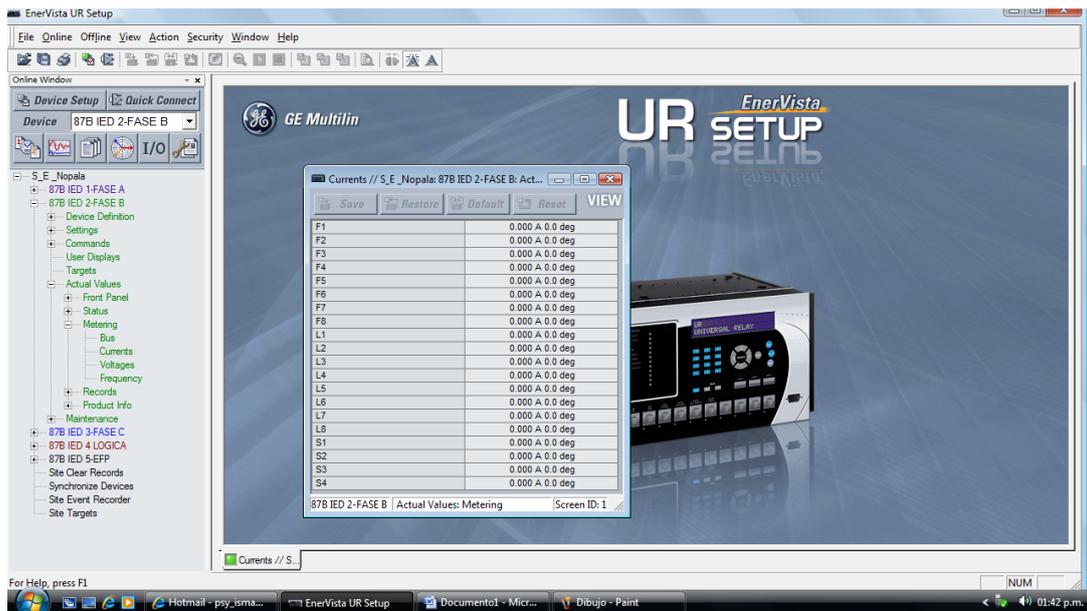
Una vez que hemos podido localizar y desplegar el árbol de ACTUAL VALUES, podemos observar que existe un subgrupo menú llamado METERING, el cual debemos seleccionar y dar click para poder abrir el árbol y saber las mediciones disponibles en el equipo.



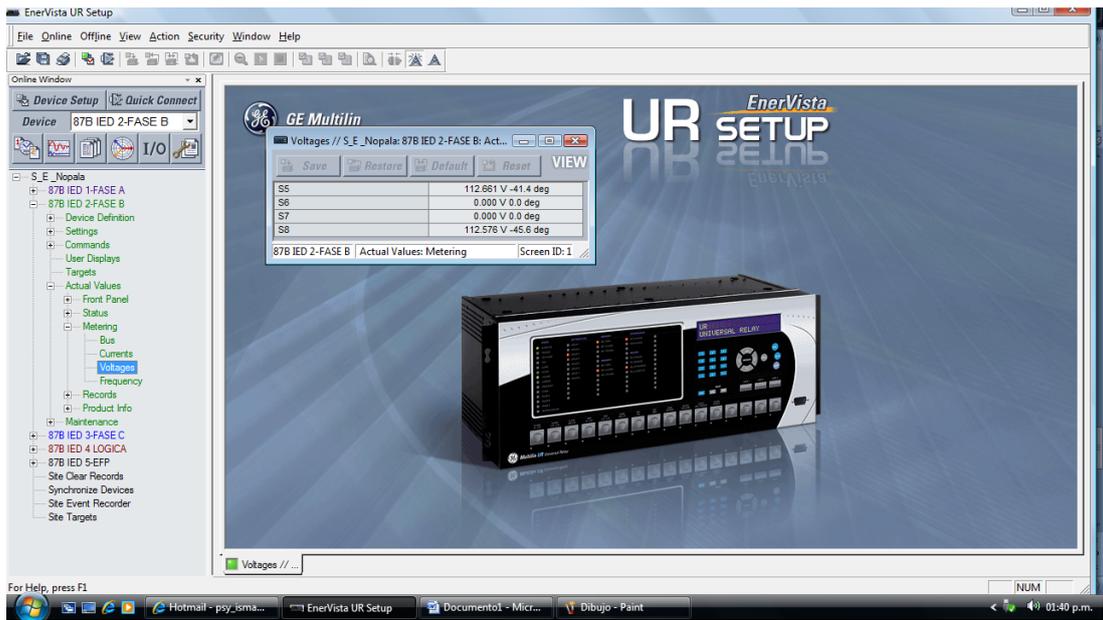
Ahora, debemos seleccionar y dar click en el subgrupo menú Metering, para poder desplegar el árbol y saber las mediciones disponibles.

Esto nos ha desplegado las opciones que tenemos, como son voltajes, corrientes, frecuencia, etc.

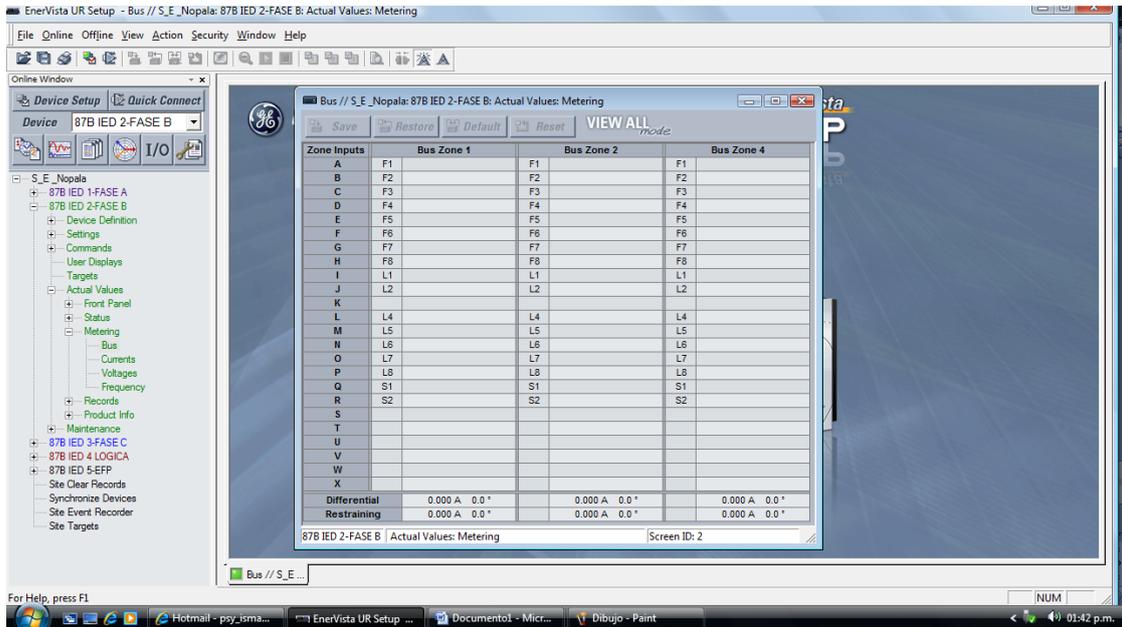
Ahora podemos ver las mediciones que tenemos. Vamos a empezar por las corrientes, dando doble click sobre "Currents".



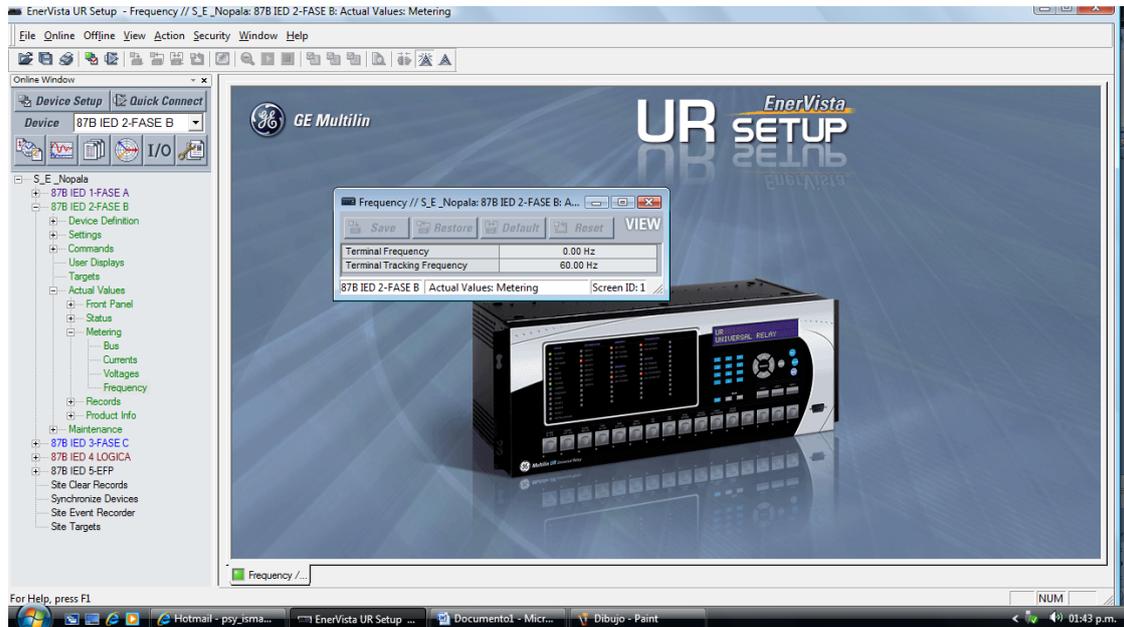
Ahora los voltajes, dando doble click sobre "Phase voltage".



Ahora las corrientes y las posiciones de cada una de las bahías conectadas a su bus correspondiente.



Finalmente, la frecuencia, dando doble click en "Frequency".

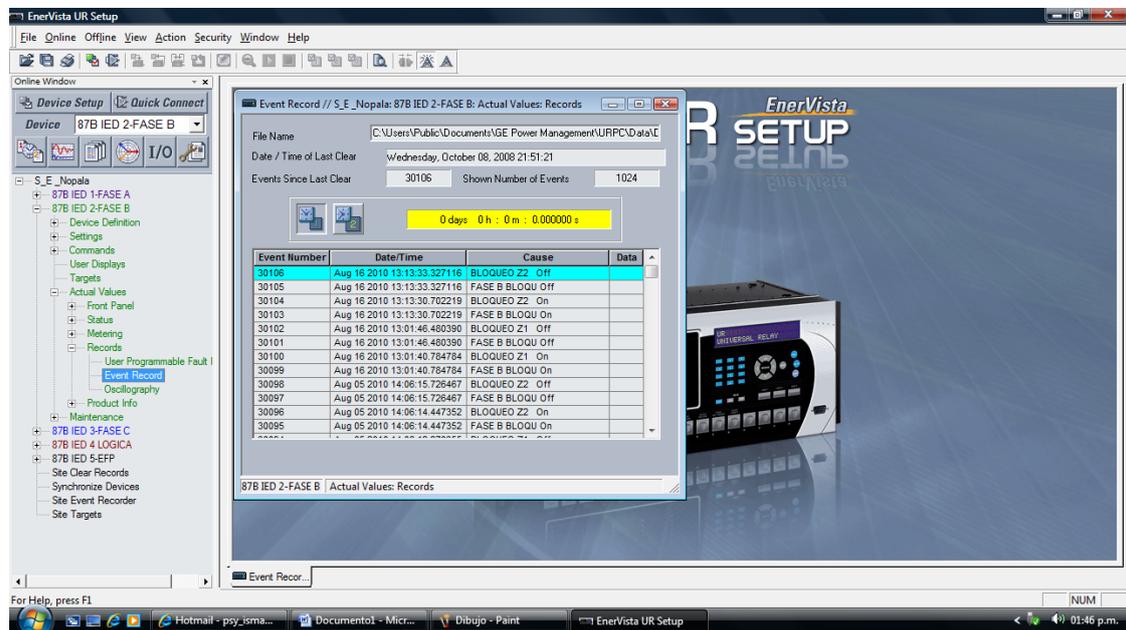


5.2.4 Eventos.

Ya localizado el menú ACTUAL VALUES, podemos observar que existe un subgrupo menú llamado RECORDS. Vamos a abrir éste árbol dando click sobre éste subgrupo.



Este subgrupo menú nos da la información que a nosotros nos interesa en este momento, que son los eventos.

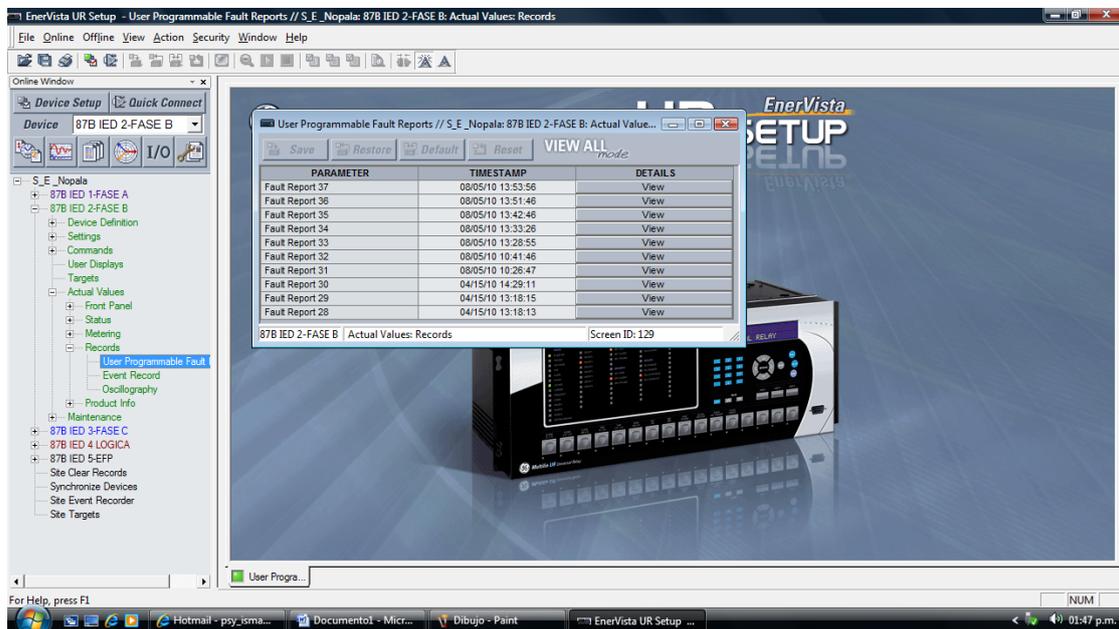


Para poder ver los eventos, vamos a dar doble click sobre "Event records".

Al dar doble click sobre "Event record" se nos desplegará todo el registro de eventos existentes en el relevador.

5.2.5 Reportes de fallas.

Dentro del menú ACTUAL VALUES, tenemos que localizar el subgrupo menú RECORDS. Vamos a darle click para desplegar el árbol.



Dentro de éste subgrupo, encontraremos “User Programmable Fault Reports”.

Para poder visualizar los reportes de falla, debemos dar doble click en “Fault reports”, esto nos habilitará un cuadro de diálogo que nos mostrará los reportes de falla que existen en el relevador.

Para poder ver determinado reporte de falla, debemos dar click sobre el cuadro de diálogo sobre el icono “View” del reporte de falla deseado.

The screenshot shows a window titled "User Programmable Fault Reports // S_E_Nopala: 87B IED 2-FASE B: Actual Value...". It features a toolbar with "Save", "Restore", "Default", and "Reset" buttons, and a "VIEW ALL mode" button. Below the toolbar is a table with three columns: PARAMETER, TIMESTAMP, and DETAILS. The table lists ten fault reports from 28 to 37, each with a timestamp and a "View" link in the details column. At the bottom, there are fields for "87B IED 2-FASE B Actual Values: Records" and "Screen ID: 129".

PARAMETER	TIMESTAMP	DETAILS
Fault Report 37	08/05/10 13:53:56	View
Fault Report 36	08/05/10 13:51:46	View
Fault Report 35	08/05/10 13:42:46	View
Fault Report 34	08/05/10 13:33:26	View
Fault Report 33	08/05/10 13:28:55	View
Fault Report 32	08/05/10 10:41:46	View
Fault Report 31	08/05/10 10:26:47	View
Fault Report 30	04/15/10 14:29:11	View
Fault Report 29	04/15/10 13:18:15	View
Fault Report 28	04/15/10 13:18:13	View

Quando hemos hecho un click sobre “View”, se nos desplegara en pantalla el reporte de fallas como sigue:

The screenshot shows a window titled "User Fault Report: UserFaultReport37.txt". The main content area displays the following information:

```

C:\PROGRA~1\GEPOWE~1\URPCI\Data\Device Files\87B IED 2-FASE B\UserFaultReport37.txt
Relay Model: B90 Bus Relay
Device Name: B90-B
Firmware Revision: 5.50
Date: 05/05/2010, 13:53:56.674720
Prefault Trigger Operand = 34948: BUS 4 BIASED PKP
Fault Trigger Operand = 1566: TRIP87GEN On
Active Setting Group at Prefault: 1
Active Setting Group at Fault: 1

SIGNAL 1
Name: F1 Curr Mag
Prefault= 0.000 kA
Fault= 0.000 kA

SIGNAL 2
Name: F2 Curr Mag
Prefault= 0.000 kA
Fault= 0.000 kA

SIGNAL 3
Name: F3 Curr Mag
Prefault= 0.000 kA
Fault= 0.000 kA

SIGNAL 4
Name: F4 Curr Mag
Prefault= 0.000 kA
Fault= 0.000 kA

```

The window also shows a tree view on the left with "User Programmable Fault 1" selected, and a taskbar at the bottom with various open applications.

Estos pasos son importantes que los sepa el operador de la Subestación ya que si ocurre alguna falla, y le piden información sepa como ingresar al relevador y para de esta forma saber qué medidas tomar.

6. PUESTA A PUNTO DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS 87B MARCA GENERAL ELECTRIC MODELO B90 DE 400 kV EN S.E. NOPALA.

El presente plan de pruebas tiene como objeto el comprobar todas las conexiones de campo hacia la protección, así como los ajustes de la misma, en condiciones de operación normal y en condiciones de fallas internas en el Sistema Eléctrico.

El arreglo de la S.E. Nopala es de doble barra con barra de transferencia. En la zona de 400 kV se cuenta con 13 bahías en las posiciones que se muestran en la tabla.

POCISION	BAHIA 400 kV	BUS CORRESPONDIENTE	SOFTWARE
P1	A3580	BUS 2	F1
P2	A3570	BUS 1	F2
P3	A3620	BUS 2	F3
P4	A3X10	BUS 1	F4
P5	A3810	BUS 1	F5
P6	A3820	BUS 2	F6
P7	A2010	BUS 1	F7
P8	A2020	BUS 2	F8
P9	A2030	BUS 1	L1
P10	A0030	BUS 2	L2
P11	A7990	TRANSFERENCIA	NA
P12	A2040	BUS 1	L4
P13	A0040	BUS 2	L5

En la primera columna tenemos la posición como la encontramos en los planos y listas de cables, en la segunda columna tenemos la bahía correspondiente a la posición, en la tercera columna se tiene el bus al que se encuentra conectada la bahía y por último tenemos la posición como se va a observar en el software EnerVista.

6.1 MEDICIONES ANALOGAS.

El objetivo de la prueba es comprobar la correcta polaridad y correspondencia de fase de todas las posiciones conectadas a la protección, en condiciones de operación normal.

En las siguientes pruebas le inyectaremos 1 ampere secundario en la peineta montada en el block de pruebas, mediante el equipo de pruebas ISA, a cada una de las fases de la bahía correspondiente. La relación de transformación de los TC's es de 1600:5 por lo tanto la corriente que esperamos observar mediante el software EnerVista es de 320 amperes.

Para observar los valores de las magnitudes y el ángulo de las corrientes en cada una de las fases mediante el software EnerVista procedemos de la siguiente manera:



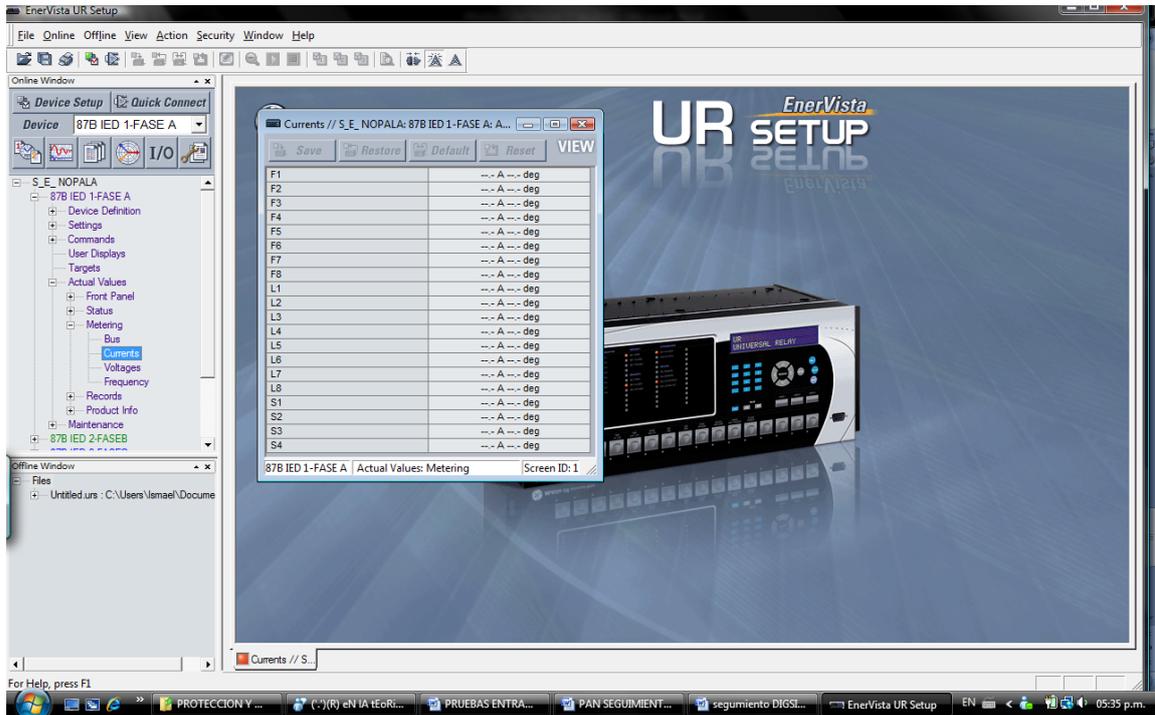
Presentación inicial de EnerVista; podemos observar que aparecen las tres fases así como la lógica de cuchillas. Damos click en la fase que nos interese observar.



Damos doble click en Actual Values.

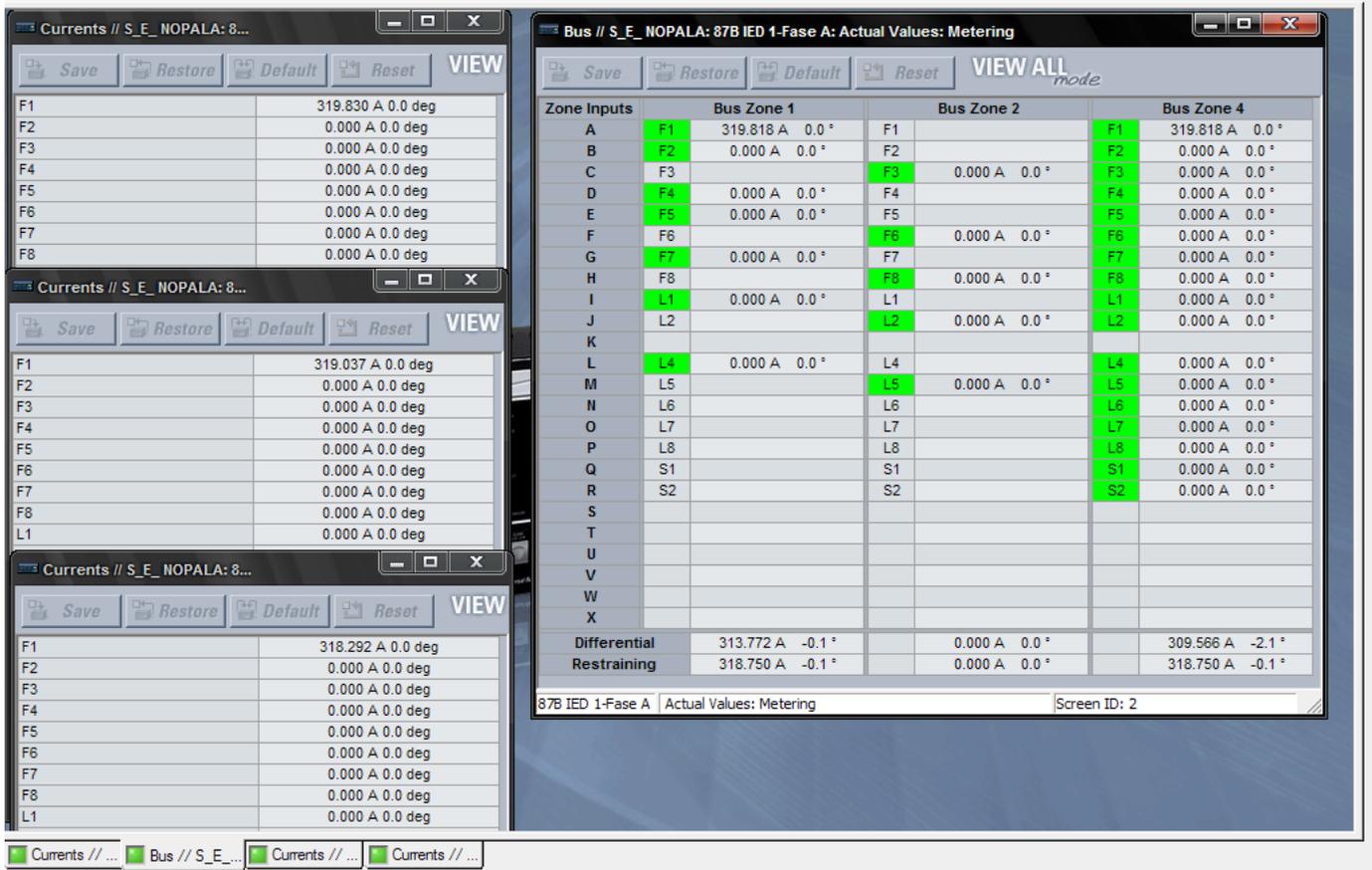


A continuación damos doble click en Metering.



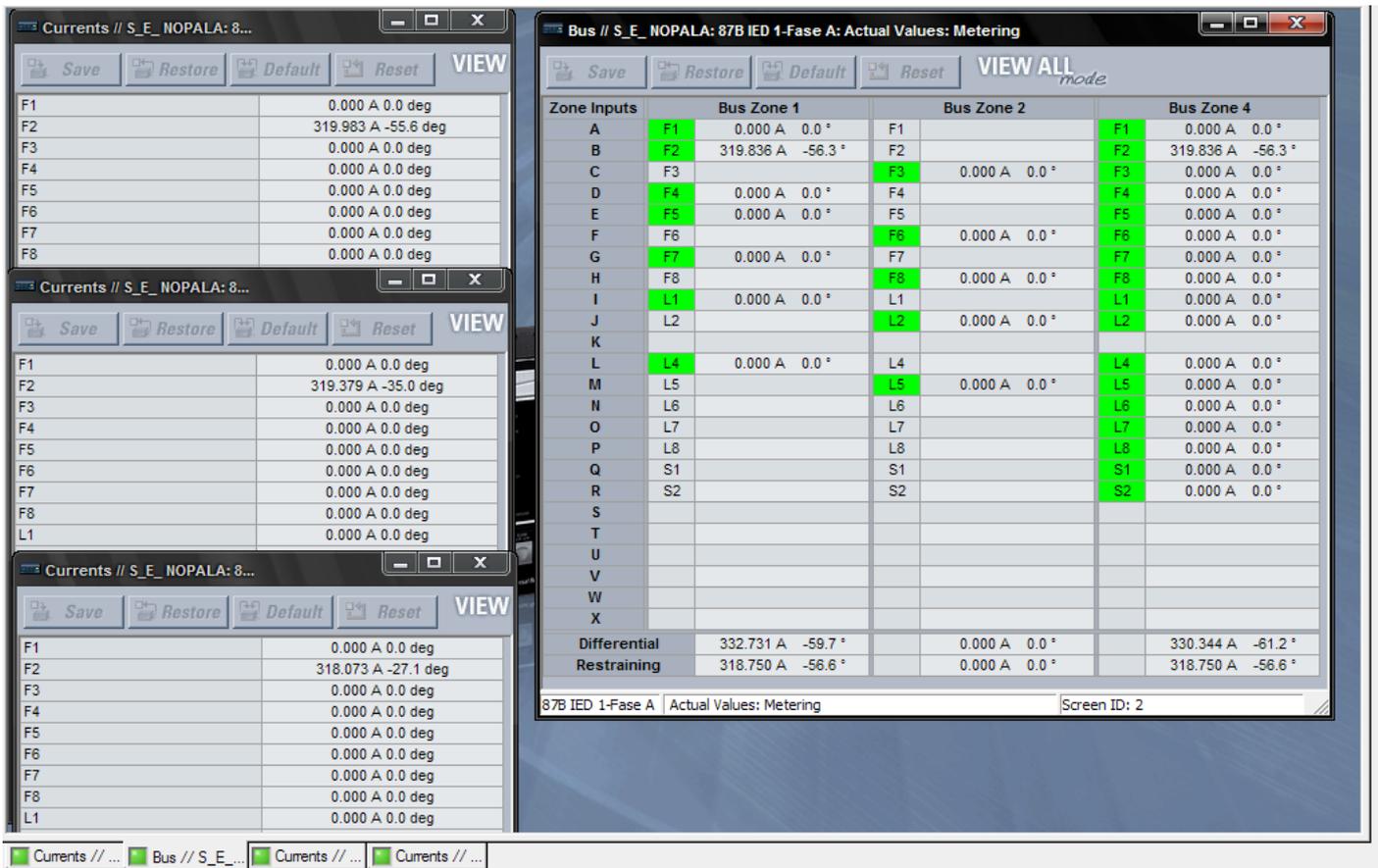
Damos doble click en currents y nos aparece la ventana donde podemos ver la magnitud de las corrientes de la fase A de cada una de las bahías. Se procederá de esta manera para observar cualquiera de las tres fases.

Solo se tomarán como ejemplo las primeras 2 bahías que corresponde a las líneas de transmisión NOP-A3580-BRN y NOP-A3570-BRN ya que para todas la bahías es el mismo procedimiento; al final se recopilarán todas la mediciones de las bahías restantes.



Bahía A3580.

En la imagen anterior podemos observar que no hay mucha discrepancia entre los valores reales obtenidos y el valor teórico esperado, con porcentaje de error aproximado de 0.31%.



Bahía A3570.

En la imagen anterior podemos observar que no hay mucha discrepancia entre los valores reales obtenidos y el valor teórico esperado, con porcentaje de error aproximado de 0.31%.

Con los datos obtenidos procedemos a llenar las tablas correspondientes a cada una de las fases.

RELEVADOR	POCISION	MEDIDA ESPERADA amperes	MEDICION REAL amperes
FASE A	P1- A3580	320	319.83
	P2-A3570	320	319.98
	P3-A3620	320	319.60
	P4-A3X10	320	319.61
	P5-A3810	320	320.37
	P6-A3820	320	320.39
	P7-A2010	320	320.33
	P8-A2020	320	319.78
	P9-A2030	320	320.05
	P10-A0030	320	319.90
	P11-A7990	N/A	N/A
	P12-A2040	320	320.03
	P13-A0040	320	320.08

RELEVADOR	POSICION	MEDIDA ESPERADA amperes	MEDICION REAL amperes
FASE B	P1- A3580	320	319.03
	P2-A3570	320	319.37
	P3-A3620	320	319.37
	P4-A3X10	320	319.09
	P5-A3810	320	319.07
	P6-A3820	320	319.40
	P7-A2010	320	319.19
	P8-A2020	320	319.05
	P9-A2030	320	318.77
	P10-A0030	320	319.25
	P11-A7990	N/A	N/A
	P12-A2040	320	319.11
	P13-A0040	320	319.30

RELEVADOR	POSICION	MEDIDA ESPERADA amperes	MEDICION REAL amperes
FASE C	P1- A3580	320	318.29
	P2-A3570	320	318.73
	P3-A3620	320	317.77
	P4-A3X10	320	318.02
	P5-A3810	320	318.11
	P6-A3820	320	318.21
	P7-A2010	320	318.79
	P8-A2020	320	318.14
	P9-A2030	320	310.40
	P10-A0030	320	319.90
	P11-A7990	N/A	N/A
	P12-A2040	320	318.94
	P13-A0040	320	318.76

De esta manera queda comprobado que las relación de transformación de los TC's es correcta, ya que al comparar los resultados esperados con los obtenidos pudimos observar que la diferencia es mínima.

6.2 PRUEBAS DE DISPAROS DIFERENCIAL DE BUS.

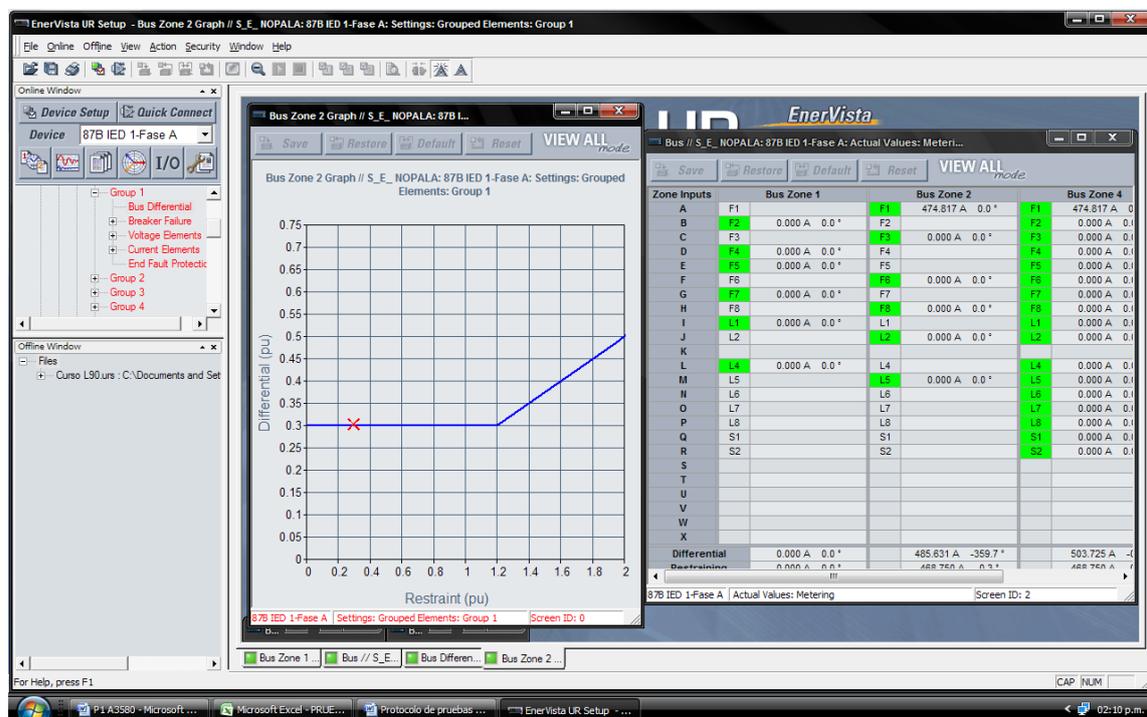
Esta prueba consiste en inyectar una corriente de falla con el equipo de pruebas ISA a cada una de las bahías una por una, primero simulada a BUS 1 y después a BUS 2; esperando que la protección diferencial opere correctamente.

Cabe mencionar que solo se plasmaran las primeras 2 bahías y las pruebas simulando todas las bahías a barra 1 y todas las bahías a barra 2, ya que es exactamente el mismo procedimiento para cada una ellas y el incluirlas puede resultar repetitivo para el lector.

6.2.1 Pruebas de disparo de la L.T A3580-BRN.

Inyectamos una falla en BUS 2 a la protección diferencial 87B-B90 con el equipo de pruebas ISA en los bornes correspondientes a la Fase A de la bahía A3580 en la peineta montada en el block de pruebas.

En esta imagen es donde podemos observar que efectivamente la cuchilla A3582 se encuentra cerrada, ya que el LED F1-BUS ZONE 2 se encuentra encendido; además podemos ver la magnitud y el ángulo de la corriente de falla que en este caso es de $I = 1.5 \angle 0^\circ$ A con un tiempo de duración de la falla de $t=0.05$ segundos, se inyecto esta magnitud de corriente porque el ajuste de pickup lo tenemos al 30% 0.3 pu por lo que la relación de transformación sería de la siguiente manera 480:1.5 y cuando la corriente se aproxima al pickup o esta lo sobrepasa entonces la protección diferencial de bus opera.



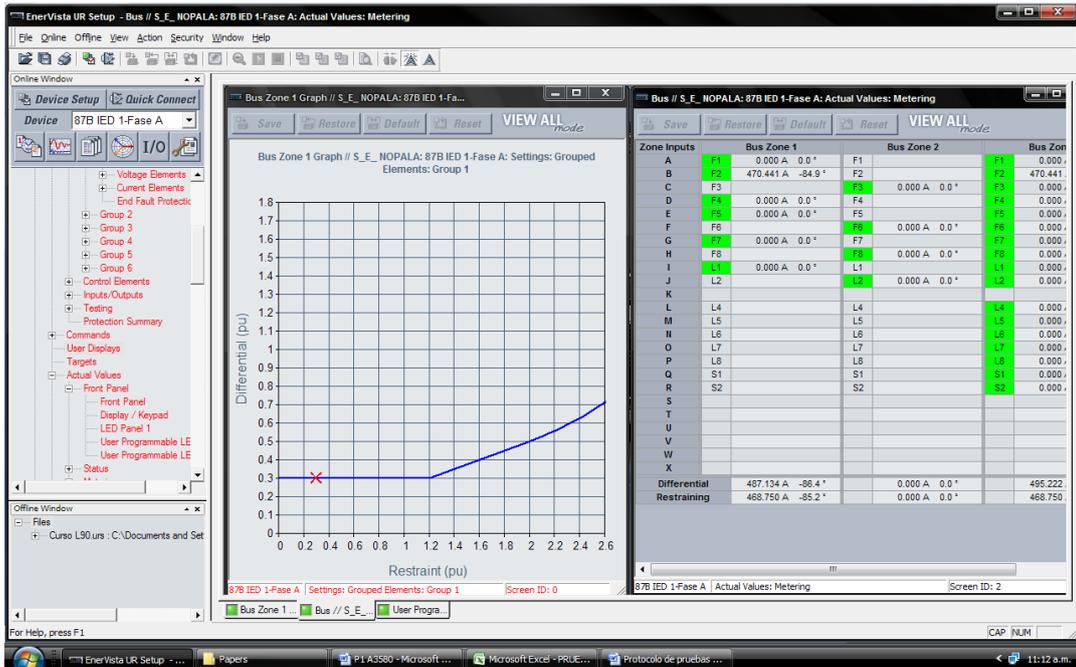
En esta imagen tenemos los LEDs que nos indican los interruptores disparados por la falla simulada en BUS-2 de la Fase-A de la L.T. A3580-BRN. Los interruptores que dispararon fueron los siguientes: DISP-P1=A3580-BRN, DISP-P3=A3620-DOG, DISP-P6=A3820-VIC DISP-P8=BCO2-A2020, DISP-P10=BCO3-A0030, DISP-P13=A0040-CEV.



6.2.2 Pruebas de disparo de la L.T A3570-BRN.

Inyectamos una falla en BUS 1 a la protección diferencial 87B-B90 con el equipo de pruebas ISA en los bornes correspondientes a la Fase A de la bahía A3570 en la peinetas montada en el block de pruebas.

En esta imagen es donde podemos observar que efectivamente la cuchilla A3571 se encuentra cerrada, ya que el LED F2-BUS ZONE 1 se encuentra encendido; además podemos ver la magnitud y el ángulo de la corriente de falla que en este caso es de $I = 1.5 \angle 0^\circ$ A con un tiempo de duración de la falla de $t=0.05$ segundos, se inyecta esta magnitud de corriente porque el ajuste de pickup lo tenemos al 30% 0.3 pu por lo que la relación de transformación sería de la siguiente manera 480:1.5 y cuando la corriente se aproxima al pickup o esta lo sobrepasa entonces la protección diferencial de bus opera.



En esta imagen tenemos los LEDs que nos indican los interruptores disparados por la falla simulada en BUS-1 de la Fase-A de la L.T. A3570-BRN. Los interruptores que dispararon fueron los siguientes: DISP-P2=A3570-BRN, DISP-P4=A3X10-AML, DISP-P5=A3810-VIC, DISP-P7=BCO1-A2010, DISP-P9=BCO-A2030, DISP-P12=A2040-CEV.

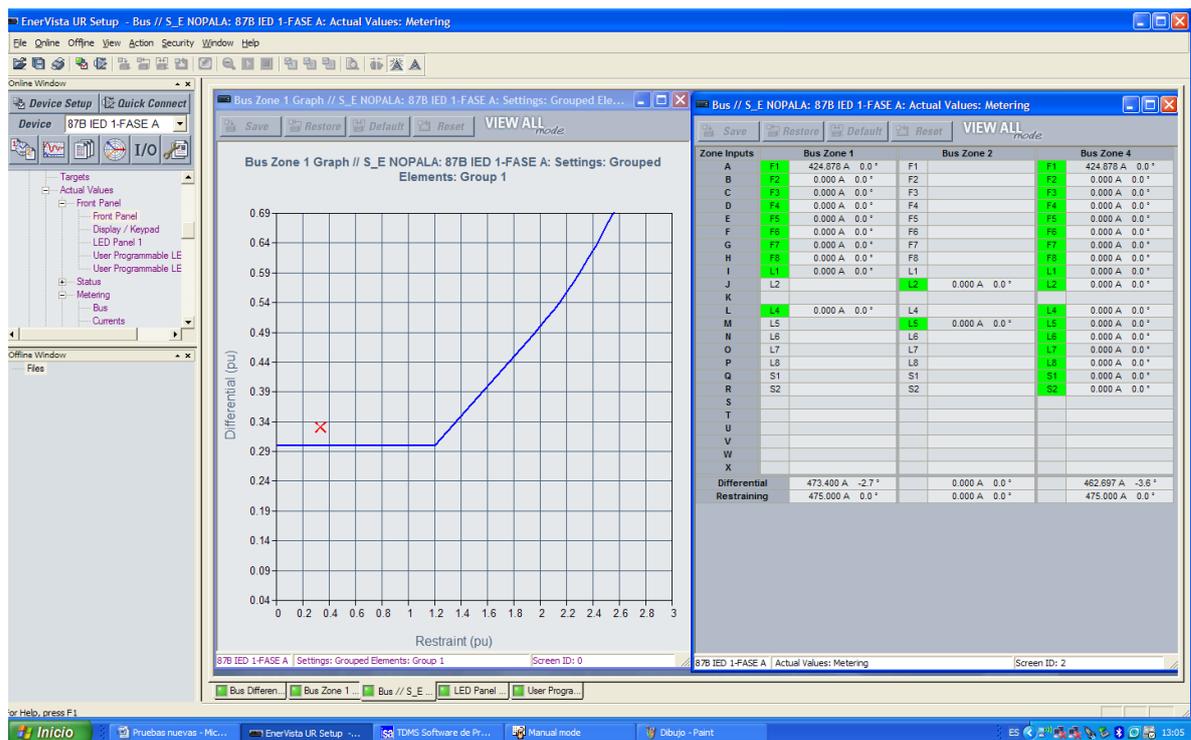


6.2.3 Todas las bahías a barra 1.

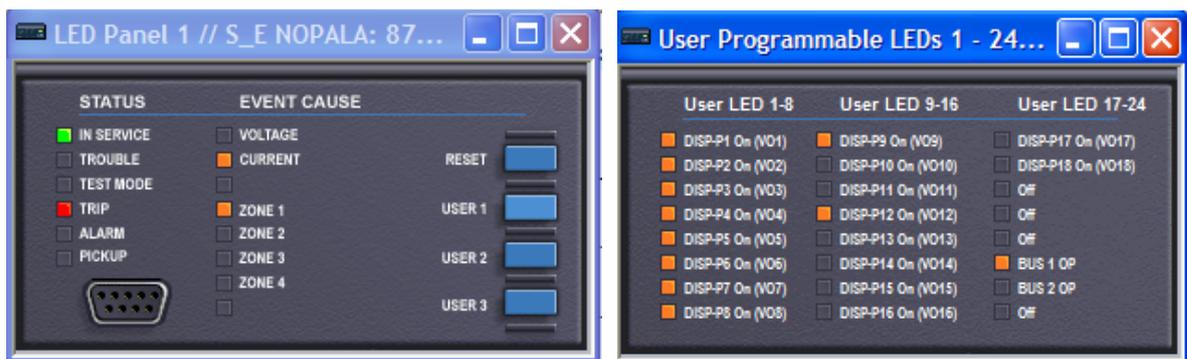
Inyectamos una falla en BUS 1 a la protección diferencial 87B-B90 con el equipo de pruebas ISA en los bornes correspondientes a la Fase A de la bahía A3580 en la peineta montada en el block de pruebas.

En esta imagen es donde podemos observar que efectivamente todas las bahías se encuentran conectadas a BUS 1, ya que todos los LEDs se encuentran encendidos en BUS ZONE 1 a excepción de las amarres correspondientes a las bahías A0030 y A0040; además podemos ver la magnitud y el ángulo de la corriente de falla que en este caso es de $I = 1.5 \angle 0^\circ$ A con un tiempo de duración de la falla de $t=0.05$ segundos, se inyecto esta magnitud de corriente porque el ajuste de pickup lo tenemos al 30% 0.3 pu por lo que la relación de transformación seria de la siguiente manera 480:1.5 y cuando la corriente se aproxima al pickup o esta lo sobrepasa entonces la protección diferencial de bus opera.

Observamos que las bahías A0030 y la A0040 se encuentran conectados al Bus 2 ya que estas bahías no cuentan con cuchillas de Bus 1.



En esta imagen tenemos los LEDs que nos indican los interruptores disparados por la falla simulada en BUS-1 de la Fase-A de la L.T. A3580. Los interruptores que dispararon fueron los siguientes: DISP-P1=A3580-BRN, DISP-P2=A3570-BRN, DISP-P3=A3620-DOG, DISP-P4=A3X10-AML, DISP-P5=A3810-VIC, DISP-P6=A3820-VIC, DISP-P7=BCO1-A2010, DISP-P8=BCO2-A2020, DISP-P9=BCO3-A2030, DISP-P12=A2040-CEV.

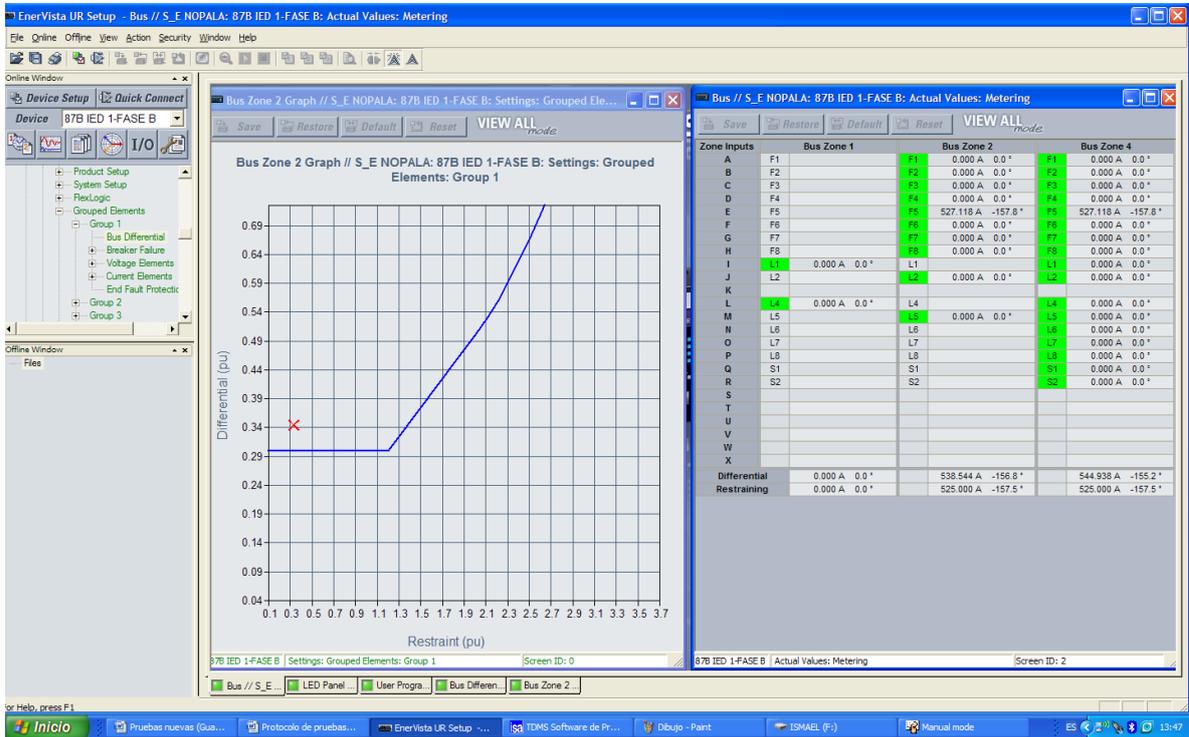


6.2.4 Todas las bahías a barra 2.

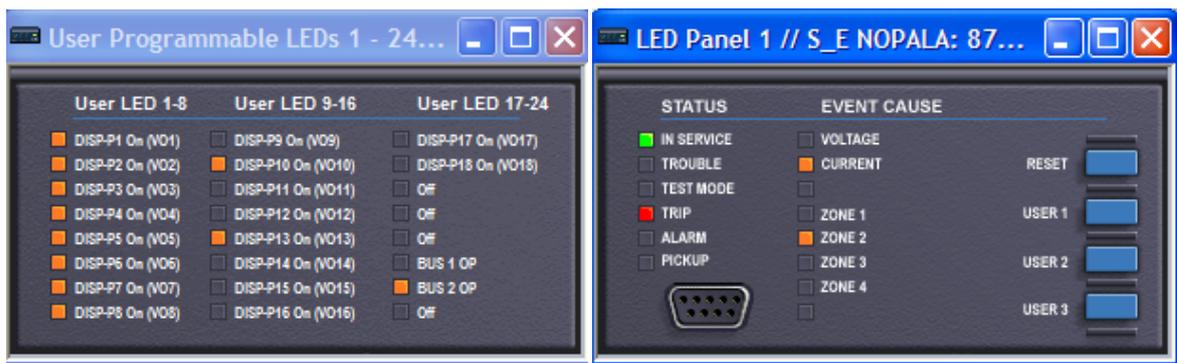
Inyectamos una falla en BUS 2 a la protección diferencial 87B-B90 con el equipo de pruebas ISA en los bornes correspondientes a la Fase A de la bahía A3810 en la peineta montada en el block de pruebas.

En esta imagen es donde podemos observar que efectivamente todas las bahías se encuentran conectadas a BUS 2, ya que todos los LEDs se encuentran encendidos en BUS ZONE 2 a excepción de las amarres correspondientes a las bahías A2030 y A2040; además podemos ver la magnitud y el ángulo de la corriente de falla que en este caso es de $I = 1.5 \angle 0^\circ$ A con un tiempo de duración de la falla de $t=0.05$ segundos, se inyectó esta magnitud de corriente porque el ajuste de pickup lo tenemos al 30% 0.3 pu por lo que la relación de transformación sería de la siguiente manera 480:1.5 y cuando la corriente se aproxima al pickup o esta lo sobrepasa entonces la protección diferencial de bus opera.

Observamos que las bahías A2030 y la A2040 se encuentran conectados al Bus 1 ya que estas bahías no cuentan con cuchillas de Bus 2.



En esta imagen tenemos los LEDs que nos indican los interruptores disparados por la falla simulada en BUS-1 de la Fase-A de la L.T. A3810. Los interruptores que dispararon fueron los siguientes: DISP-P1=A3580-BRN, DISP-P2=A3570-BRN, DISP-P3=A3620-DOG, DISP-P4=A3X10-AML, DISP-P5=A3810-VIC, DISP-P6=A3820-VIC, DISP-P7=BCO1-A2010, DISP-P8=BCO2-A2020, DISP-P10=BCO3-A0030, DISP-P13=A0040-CEV.



7.PUESTA EN SERVICIO DIFERENCIAL DE BARRAS DE 400 kV EN S.E. NOPALA MARCA GE MODELO B90.

Con números de licencias 744 y 745, y horario de inicio de 00:06 horas del día 30 de abril del 2011, el Área de Control Central (ACC) autoriza iniciar los trabajos por lo que se procede a bloquear la protección diferencial de barras 87B que está en operación, y así iniciar las actividades para la modernización y puesta en servicio de la protección diferencial de barras 87B de bus 1 y bus 2 para 400 kV en caseta de control distribuido de la S.E. Nopala.

DATOS DE LA PROTECCIÓN	PROTECCIÓN QUE SE RETIRA	PROTECCIÓN QUE SE INSTALA
Función de la protección	87B	87B
Marca	ASSEA	GE
Modelo	RADSS	B90
Tecnología operativa	Estática	Digital

7.1 DESCRIPCION DE LOS TRABAJOS.

Sábado 01 de mayo, bahías:

- A7990 TRANSFERENCIA
- A2010 (SE LIBRÓ EL BANCO AT1)
- A2040 (SE LIBRO EL CEV)
- A0040 (SE LIBRO EL CEV)
- A3580 L.T. NOP-BRN
- A3570 LT. NOP-BRN
- A3620 L.T. NOP-DOG

SE REALIZAN LOS SIGUIENTE TRABAJOS:

- Desconexión de las señales de corrientes, posición de cuchillas, arranques, disparos y bloqueos de la protección 87B modelo RADSS para conectar éstas mismas señales al nuevo tablero con la protección 87B-B90.
- Pruebas de disparo en bus 1 por interruptor propio. Verificación de arranques y verificación de bloqueos al cierre.
- Pruebas de disparo en bus 1 por interruptor de transferencia. Verificación de arranques y verificación de bloqueos al cierre.
- Pruebas de disparos en bus 1 con interruptor propio en bus 1 he interruptor de transferencia el bus 2 (bucos interconectados) con la protección desbloqueada en barra 1. Verificación de arranques y verificación de bloqueos al cierre.
- Posteriormente todas éstas pruebas se volvieron a realizar pero ahora disparando en bus 2.

Domingo 01 de mayo, bahías:

- A2020 (SE LIBRÓ EL BANCO AT-2)
- A2030 (SE LIBRÓ EL BANCO AT-3)
- A0030 (SE LIBRÓ EL BANCO AT-3)
- A3X10 L.T. NOP-AML
- A3810 L.T. NOP-VIC
- A3820 L.T. NOP-VIC

SE REALIZAN LOS SIGUIENTES TRABAJOS:

- Desconexión de las señales de corrientes, posición de cuchillas, arranques, disparos y bloqueos de la protección 87B modelo RADSS para conectar éstas mismas señales al nuevo tablero de protección 87B-B90.
- Pruebas de disparo en bus 1 por interruptor propio. Verificación de arranques y verificación de bloqueos al cierre.
- Pruebas de disparos en bus 1 con interruptor propio en bus 1 he interruptor de transferencia el bus 2 (bucos interconectados) con la protección desbloqueada en barra 1. Verificación de arranques y verificación de bloqueos al cierre.
- Posteriormente todas éstas pruebas se volvieron a realizar pero ahora disparando en bus 2.
- Desbloqueo de la protección diferencial 87B-B90 en barras 1 y 2 para dejarla en servicio.

CON HORARIO DE 04:22 HORAS DEL DÍA LUNES 02 DE MAYO SE DEVUELVEN LAS LICENCIAS NÚMERO 744 Y 745 QUEDANDO EN SERVICIO EL NUEVO TABLERO DE PCYM CON LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS DE BUS 1 Y BUS 2 DE 400 Kv MARCA G.E. MODELO B90 EN S.E. NOPALA.



Se inician maniobras para la puesta en servicio de la nueva protección diferencial de barras de 400 kv.



Desconectando los primeros cables, posteriormente se conectarán los nuevos cables de control con las señales de disparos, arranques y bloqueos al cierre.



Para cumplir con el programa de puesta en servicio se formaron diferentes grupos de trabajo para realizar trabajos en paralelo y así lograr poner en servicio la protección del nuevo tablero. Por lo que se trabajaron jornadas corridas.



Identificando los contactos de la cuchillas A0032 para validar su posición.



Revisando cables de control que llevan la corriente diferencial.



Retirando cable de control viejo y metiendo cable de control nuevo en los gabinetes centralizadores de TC's.

CONCLUSIONES.

La barra de un sistema eléctrico de potencia es uno de los elementos más críticos, porque es el punto de convergencia de los circuitos de transmisión, de generación o de cargas, por lo tanto el efecto de una falla en la barra es equivalente a varias fallas simultáneas.

La operación incorrecta de la protección de barras puede ocasionar la pérdida de todos los elementos adyacentes a este. Sin embargo, si no se cuenta con esta protección y se presenta una falla en la barra, los extremos remotos de los elementos adyacentes deben disparar. Esta acción podría generar una situación peor que la pérdida de todos los elementos de la propia barra, por dos razones:

- a) La apertura de los interruptores de los extremos remotos podría resultar en la pérdida de cargas intermedias.
- b) Como los sistemas tienden a ser más robustos, es cada vez más difícil ver todas las fallas para los extremos remotos.

Uno de los grandes problemas asociados a la protección de barras ha sido la desigualdad en la saturación del núcleo de los TC's. Este problema es debido a las grandes variaciones de la magnitud de la corriente y el flujo residual en cada uno de los TC's empleados en esta protección.

Por otro lado, con el uso de relevadores digitales altamente integrados o IEDs (dispositivos electrónicos inteligentes como también son llamados) las compañías suministradoras de energía y las plantas industriales tienen un enorme potencial para ahorrar costos de operación y mantenimiento. Estos ahorros se pueden clasificar en las siguientes categorías:

1. Reducción de costo en instalación y ensamble de paneles. El espacio en paneles puede ser reducido en gran medida al usar relevadores digitales que incluyen gran cantidad de funciones extras y por lo tanto un solo dispositivo de estos puede substituir múltiples relevadores.

2. Menor tiempo de puesta en servicio y de mantenimiento. Basándose puramente en el tamaño de estos dispositivos se puede intuir que el tiempo requerido para poner en servicio un relevador digital es muy reducido, además de que el cableado requerido es muy simple. El tiempo para el mantenimiento de estos relevadores se reduce también gracias a sus funciones incluidas de auto chequeo y auto monitoreo. Aun el chequeo del cableado puede hacerse de una manera sencilla al revisar el estado de las entradas al relevador a través de las funciones en el menú. Con el uso de relevadores digitales, el tiempo de puesta en servicio se reduce a menos del 50% del tiempo requerido por sus equivalentes electromecánicos o estáticos
3. Menor tiempo de recuperación del sistema después de un disturbio. Debido a que los relevadores digitales son capaces de dar información extra respecto a una falla, el sistema puede recuperarse mucho mas rápido de un disturbio comparado con sus contrapartes electromecánicas o estáticas. Por ejemplo, la función de localización de fallas en un relevador de protección en un alimentador indica el lugar aproximado de falla lo cual simplifica de gran manera el problema.

Al sustituir los gabinetes actuales se contará con gabinetes centralizadores de TC's y DP's seguros y confiables.

Con la Modernización de Protección Diferencial de Bus 1 y 2 de 400 kV tipo estática marca ASEA tipo RADSS por una microprocesada marca GE tipo B90 se incrementa la confiabilidad y disponibilidad de los equipos en la S.E. Nopala, proporcionando la energía eléctrica con calidad y continuidad a la zona poniente del Distrito Federal y la zona conurbada del Estado de México.

ANEXOS

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
SUBÁREA DE TRANSMISIÓN CENTRO

HOJA DE VERIFICACIÓN "CHECK LIST"
PROTECCION DIFERENCIAL 87B DE BUS 1 Y 2 DE 400 KV, MARCA GE, MODELO B90

ID	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD GENÉRICA	P1 BRN A3580	P2 BRN A3570	P3 DOG A3620	P4 AML A3X10	P5 VIC A3810	P6 VIC A3820	P7 AT1 A2010	P8 AT2 A2020	P9 AT3 A2030	P10 AT3 A0030	P11 TRANS. A7990	P12 CEV A2040	P13 CEV A0040
1	Desalambrar contactos "a" y "b" de relés auxiliares de la cuchilla 1 de la protección 87B RADSS.	OK	OK	OK	OK									
2	Desalambrar contactos "a" y "b" de relés auxiliares de la cuchilla 2 de la protección 87B RADSS.	OK	OK	OK	OK									
3	Desalambrar contactos "a" y "b" de relés auxiliares de la cuchilla 8 de la protección 87B RADSS.	OK	OK	OK	OK									
4	Desalambrar contactos "a" y "b" de relés auxiliares de la cuchilla 1 en sección de tablero duplex.	OK	OK	OK	OK									
5	Desalambrar contactos "a" y "b" de relés auxiliares de la cuchilla 2 en sección de tablero duplex.	OK	OK	OK	OK									
6	Desalambrar contactos "a" y "b" de relés auxiliares de la cuchilla 8 en sección de tablero duplex.	OK	OK	OK	OK									
7	Desalambrar disparo de interruptor en protección 87B RADSS.	OK	OK	OK	OK									
8	Desalambrar disparo de interruptor en sección de tablero duplex.	OK	OK	OK	OK									
9	Desalambrar el bloqueo de cierre de interruptor en protección 87B RADSS.	OK	OK	OK	OK									
10	Desalambrar el bloqueo de cierre de interruptor en sección duplex.	OK	OK	OK	OK									
11	Retirar cables de contactos "a" y "b", de disparos y de bloqueo de cierre.	OK	OK	OK	OK									
12	Conectar bloqueo de cierre de interruptor por 87B-B90 en sección de tablero duplex correspondiente.	OK	OK	OK	OK									
13	Conectar disparo 1 a interruptor por 87B-B90 en sección de tablero duplex.	OK	OK	OK	OK									
14	Conectar arranque de 50FI de interruptor por 87B-B90 en sección de tablero duplex.	OK	OK	OK	OK									
15	Desconectar corrientes en GCTC's, con función 87B y sacar cable de control	OK	OK	OK	OK									
16	Meter cable de control y conectar corrientes en GCTC's, con función 87B	OK	OK	OK	OK									
17	Verificar camino de disparo bobina 1 de interruptor haciendo puente en contacto en 87B-B90.	OK	OK	OK	OK									
18	Hacer puente en contacto de 87B-B90 correspondiente al arranque de 50FI del interruptor (ver estado del contacto en Enervista).	OK	OK	OK	OK									
19	Verificar en 50FI de interruptor la señal de entrada proveniente de 87B-B90 (accesar con PC para ver activación de entrada).	OK	OK	OK	OK									
20	Validar secuencia de actividades con sus pantallas correspondientes	OK	OK	OK	OK									

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
SUBÁREA DE TRANSMISIÓN CENTRO

HOJA DE VERIFICACIÓN "CHECK LIST"
PROTECCION DIFERENCIAL 87B DE BUS 1 Y 2 DE 400 KV, MARCA GE, MODELO B90

ID	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD GENÉRICA	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13
		BRN A3580	BRN A3570	DOG A3620	AML A3X10	VIC A3810	VIC A3820	AT1 A2010	AT2 A2020	AT3 A2030	AT3 A0030	TRANS. A7990	CEV A2040	CEV A0040
1	GCTC'S: el cable de control se encuentra dentro del gabinete, está identificado, cabezoneado, engalletado, etiquetado y enzapatado.	OK	NA	OK	OK									
2	GCTC'S: se encuentran parcialmente sellados los ductos en ambos extremos que conectan al gabinete con la trinchera y/o registro. Esto debido a que durante la licencia mayor se tiene que retirar el cable de control que está en servicio.	OK	NA	OK	OK									
3	INTERRUPTOR: Alambrado del contacto 52b en el gabinete central.	OK	OK	OK										
4	CUCHILLA 1: Alambrado de los contactos 52a y 52b en el gabinete central.	OK	OK	NA										
5	CUCHILLA 2: Alambrado de los contactos 52a y 52b en el gabinete central.	OK	NA	OK	OK	NA	OK							
6	CUCHILLA 8: Alambrado de los contactos 52a y 52b en el gabinete central.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
7	INTERRUPTOR: Se tomó licencia para operar éste equipo y así identificar la posición del contacto 52b, además de grabar la pantalla vía enervista.	OK	OK	OK										
8	CUCHILLA 1: Se tomó licencia para operar éste equipo y así identificar las posiciones de los contactos 52a y 52b, además de grabar la pantalla vía enervista.	OK	NA	OK	OK	NA								
9	CUCHILLA 2: Se tomó licencia para operar éste equipo y así identificar las posiciones de los contactos 52a y 52b, además de grabar la pantalla vía enervista.	OK	NA	OK										
10	CUCHILLA 8: Se tomó licencia para operar éste equipo y así identificar las posiciones de los contactos 52a y 52b, además de grabar la pantalla vía enervista.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
11	Hacer puente en contacto de 87B-B90 correspondiente al DISPARO del interruptor (ver estado del contacto en Enervista).	OK	OK	OK										
12	Hacer puente en contacto de 87B-B90 correspondiente al ARRANQUE de 50FI del interruptor (ver estado del contacto en Enervista).	OK	OK	OK										
13	Hacer puente en contacto de 87B-B90 correspondiente al BLOQUEO al cierre del interruptor (ver estado del contacto en Enervista).	OK	OK	OK										

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
SUBÁREA DE TRANSMISIÓN CENTRO

PROGRAMA DE PUESTA EN SERVICIO
PROTECCION DIFERENCIAL 87B DE BUS 1 Y 2 DE 400 KV, MARCA GE, MODELO B90

P R O G R A M A G L O B A L

Instalación: S. E. Nopala
Fecha de elaboración: Jueves, 07 de abril de 2011

Fecha de inicio: 29/04/2011
Fecha de término: 01/05/2011

No.	Descripción de la actividad	Grupo Trabajo	P/R	Sábado 29							Domingo 1				Observaciones				
				3-6	6-9	9-12	12-15	15-18	18-21	21-24	3-6	6-9	9-12	12-15		15-18	18-21	21-24	
9	Licencia en BANCO AT-3 libre, mas bloqueo de salida de disparo por 50FI para retiro de disparos y bloqueos al interruptor A2030 y A0030 provenientes de la protección diferencial RADSS y alambrados respectivos a la 87B-B90.	Nopala y Texcoco	P																Bahía P9 y P10 de la B90. Licencia con duración de aproximadamente 3 horas.
10	Licencia en CEV libre, mas bloqueo de salida de disparo por 50FI para retiro de disparos y bloqueos al interruptor A2040 y A0040 provenientes de la protección diferencial RADSS y alambrados respectivos a la 87B-B90.	Nopala y Texcoco	P																Bahía P12 y P13 de la B90. Licencia con duración de aproximadamente 3 horas.
11	Licencia en INTERRUPTOR A7990 libre, para retiro de disparos y bloqueos al interruptor A7990 provenientes de la protección diferencial RADSS y alambrados respectivos a la 87B-B90.	Nopala y Texcoco	P																Bahía P11 de la B90. Licencia con duración de aproximadamente 1 hora.
12	Realizar protocolo de pruebas de control supervisorio a nivel local alarmas, indicaciones y señalizaciones de la protección 87B-B90 al SICLE.	Nopala y Texcoco	P																Conforme se vaya tomando cada una de las licencias, se irán verificando cada una de las señalizaciones y operaciones de disparo de la nueva protección B90.
13	Normalizar equipos asociados a Bus 1. Quitar corto circuito en tabillas de tablero de protección diferencial 87B-B90, habilitar disparos y arranques por 50FI.	Nopala y Texcoco	P																Una hora para normalizar todos los equipos que están conectados a bus 1.
14	Normalizar equipos asociados a Bus 2. Quitar corto circuito en tabillas de tablero de protección diferencial 87B-B90, habilitar disparos y arranques por 50FI.	Nopala y Texcoco	P																Una hora para normalizar todos los equipos que están conectados a bus 2.
B	Devolución de la licencia en la protección diferencial de Bus 1 y Bus 2 de 400 KV, marca ASEA modelo RADSS y, Energización de la nueva protección diferencial 87B, marca GE modelo B90.	Nopala y Texcoco	P																

BIBLIOGRAFÍA

Mason C. Rusell. *El arte y la ciencia de la protección por relevadores*. Ed. Continental, México, 1982.

RAÚLL Martín, José. *Diseño de subestaciones eléctricas*, México; UNAM, Facultad de Ingeniería, 2ª ed., 2000.

Relaciones industriales LYF. *Manual de Diseño de Subestaciones*, México, Cia de Luz y Fuerza del Centro, S.A, 1974.

ENRIQUEZ HARPER, G. *Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas*, México, Limusa, 1990.

VIQUEIRA LANDA, J. *Redes Eléctricas*, México, Representaciones y servicios de Ingeniería, 1990, Vol. I.

Direcciones de páginas web.

www.gedigitalenergy.com/multilin/enervista/