



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

UNIDAD ZACATENCO

“REDISEÑO DE UN SECCIONADOR DE DISTRIBUCIÓN
SUBTERRÁNEA DE 15 Y 27KV PARA FACILITAR LOS PROCESOS
DE MANIOBRAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN”

”

T E S I S

MEMORIA DE EXPERIENCIA PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTA:

VICTOR HUGO MELCHOR CASTRO

CIUDAD DE MEXICO

ABRIL 2016



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELECTRICA
UNIDAD PROFESIONAL “ADOLFO LÓPEZ MATEOS”

TEMA DE TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA
POR LA OPCIÓN DE TITULACIÓN MEMORIA DE EXPERIENCIA PROFESIONAL
DEBERA (N) DESARROLLAR C. VICTOR HUGO MELCHOR CASTRO

“REDISEÑO DE UN SECCIONADOR DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA DE 15 Y 27 KV PARA FACILITAR LOS PROCESOS DE MANIOBRAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN”.

REDISEÑO DE UN SECCIONADOR DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA DE 15 Y 27 KV SATISFACIENDO LAS NECESIDADES OPERATIVAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGIA ELÉCTRICA, MEDIANTE MONITOREO VÍA REMOTA PARA FACILITAR LOS PROCESOS DE MANTENIMIENTO Y MANIOBRAS DE APERTURA Y CIERRE EN LOS EVENTOS DE FALLA, TRASFERENCIA DE CARGA Y PRUEBAS DE RUTINA QUE SE PRESENTAN EN LA RED ELÉCTRICA.

- ❖ INTRODUCCIÓN
- ❖ DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA
- ❖ DESARROLLO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA
- ❖ SECCIONADOR DE DISTRIBUCIÓN MARCA COMANEL MANUAL CON PROTECCIÓN ELECTRÓNICA
- ❖ SECCIONADOR DE DISTRIBUCIÓN MARCA COMANEL TELECONTROLADO
- ❖ CONCLUSIONES

MÉXICO D. F., A 27 DE ENERO DE 2016.



ING. ISMAEL CRUZ MATA

ASESOR



ING. JORGE LEON SÁNCHEZ BLANCO



ING. CESAR DAVID RAMÍREZ ORTIZ
JEFE DEL DEPARTAMENTO ACADÉMICO DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA



REDISEÑO DE UN SECCIONADOR DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA DE 15
Y 27 KV PARA FACILITAR LOS PROCESOS DE MANIOBRAS EN LOS
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.





AGRADECIMIENTOS

A mis padres, porque los valores que me inculcaron desde pequeño, han sido los pilares con los que me he consolidado a nivel personal y profesional y sin ellos no hubiera logrado llegar al lugar donde me encuentro en el presente.

A mis hermanos y abuelos por la paciencia y confianza.

A mi novia por su apoyo y cariño impulsándome a mejorar día con día.

A mis tíos, que en los momentos más difíciles conté con su apoyo incondicional.

A mi escuela, profesores y de manera especial a mis asesores de tesis, por las enseñanzas y apoyo brindado desde el día que ingrese a esta institución.

GRACIAS.





INTRODUCCIÓN	IV
CAPITULO 1. DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	1
1.1 Definición de distribución eléctrica.....	2
1.2.1 Distribución aérea	4
1.2.2 Distribución subterránea	4
1.3 Distribución aérea contra subterránea.....	5
1.4 Protección de Redes de Distribución.....	8
1.4.1 Dispositivos de protección	9
1.4.1.1 Restauradores	9
1.4.1.2 Fusibles	11
1.4.1.3 Relevadores	13
1.4.1.4 Seccionadores	18
CAPÍTULO 2. DESARROLLO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA EN MÉXICO.....	20
2.1. Introducción	20
2.2 Orígenes.....	20
2.2.1 Una línea subterránea comprende:.....	23
2.2.2 Tipos de arreglos en distribución subterránea	24
2.2.2.1 Radial	24
2.2.2.2 En Anillo	26
2.2.3 Clasificación de la distribución subterránea	27
2.3.4 Algunos Accesorios	28
CAPÍTULO 3. SECCIONADOR DE DISTRIBUCIÓN MARCA COMANEL MANUAL CON PROTECCIÓN ELECTRÓNICA.....	29
3.1 Seccionador de distribución	29
3.2 Descripción.....	29
3.3 Operación Manual	30
3.4 Dispositivos de Interrupción.....	31





3.5 Indicadores de Posición	33
3.6 Indicador de presión de gas SF6 interna del tanque	36
3.7 Llenado de gas SF6	37
3.8 Protección Electrónica (PE)	38
3.8.1 Configuración de la protección electrónica en un seccionador manual	39

CAPÍTULO 4. SECCIONADOR DE DISTRIBUCIÓN MARCA COMANEL TELECONTROLADO 48

4.1 Componentes del seccionador de Telecontrolado	49
4.1.1 Motor Dayton	50
4.1.2 Conmutador de posiciones	50
4.1.3 Transformadores de corriente.....	51
4.1.4 Tablilla cortocircuitadora de los TC´S	52
4.1.5 Transformadores de potencial (TP).	53
4.1.6 Otros componentes.....	54
4.2 Control del seccionador	55
4.2.1 Relevador de protección	56
4.2.2 Cargador de Baterías.....	56
4.2.3 UPS	57
4.2.4 Fuente de Poder	58
4.2.5 Convertidores Vicor	59
4.2.6 Relevadores encapsulados:.....	60
4.2.7 Termomagnéticos.	61
4.3 Relevador de Protección	63
4.3.1 Asignación de contactos y devanados del relevador.	68
4.3.2 Elaboración de las lógicas de operación de los motores	71
4.3.2.1 Lógica de operación de cierre para motor.	72
4.3.2.2 Lógica de operación de apertura para motor.....	72
4.3.3 Configuración de protecciones.....	74
4.3.3.1 Configuración de protecciones 51 en SEL 487E	77
4.3.4 Configuración de la función de monitor.....	79
4.3.5 Configuración de variables en la función DNP.....	81
4.3.6 Configuración de secuencial de eventos.	85
4.3.7 Configuración de puerto del Relevador.....	87

4.4 Comunicación Vía Radio 89





4.4.1 Modos de propagación de las ondas radioeléctricas	92
4.4.2 Antenas.....	93
4.4.3 Resumen	95

CONCLUSIONES	III
---------------------------	------------

BIBLIOGRAFÍA.	V
---------------------------	----------

ÍNDICE DE FIGURAS.....	VI
-------------------------------	-----------

ÍNDICE DE TABLAS	VIII
-------------------------------	-------------





INTRODUCCIÓN

Las redes de distribución en México cada vez son más complejas debido al continuo cambio de las necesidades del suministro eléctrico por esta razón cada vez nos vemos en la necesidad de fabricar elementos que nos faciliten la distribución de energía eléctrica al usuario final.

Los seccionadores de distribución subterránea son elementos que como su nombre lo indica tienen la función de seccionar la red para así tener un mejor control de la misma durante eventos que se puedan presentar dentro del sistema eléctrico, desde el inicio de la distribución subterránea se tuvo la necesidad de interruptores que permitieran realizar maniobras de apertura y cierre en los circuitos de la red eléctrica y gracias a esto se dio paso a los seccionadores de distribución subterránea.

En el presente trabajo se explica al inicio lo que es una red de distribución, las partes en las que se divide, los principales elementos que la componen, los tipos de redes que podemos encontrar, las características de las redes de distribución, de las cuales se explica tanto aérea como subterránea, posteriormente se hace una breve reseña de la historia de la distribución subterránea en México desde sus inicios en el año 1924 hasta la fecha.

Posteriormente se explica a detalle el seccionador de distribución subterránea marca COMANEL de operación manual, elementos de los que está compuesto, principio de funcionamiento y programación de la protección electrónica, puesto que lo único automático que tiene el seccionador es la apertura por falla de las vías protegidas y el restablecimiento de las vías protegida es en forma local-manual tal como la operación de las vías que son para apertura y cierre con carga.

Por último lo cual es la parte fuerte del trabajo se explica a lo que es un seccionador de distribución subterránea marca COMANEL telecontrolado del cual





gracias a todos los elementos que se le adecuaron tanto al tanque como al control, tenemos un monitoreo total de las condiciones que se encuentre el seccionador en tiempo real gracias a la comunicación vía radio con el centro de control principalmente de Comisión Federal de electricidad.

Gracias al rediseño del seccionador este puede ser utilizado en redes inteligentes lo cual es un gran avance para las redes eléctricas debido a que estos seccionadores son capaces de liberar fallas de manera autónoma gracias a la programación de lógicas de operación voltaje-corriente.





CAPITULO 1. DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

A diferencia de la generación y transmisión, la distribución es la parte del sistema eléctrico de potencia (SEP) que interactúa con los usuarios (como se observa en la figura 1 la posición que ocupa el sistema distribución con respecto al SEP.), donde el suministro de energía eléctrica debe darse bajo ciertos parámetros de calidad, como son tensión, frecuencia, forma de onda, secuencia de fases y continuidad. Los sistemas eléctricos de distribución en el país están compuestos de 6 partes:

- a) *Líneas de subtransmisión*: son circuitos de conducción masiva de energía eléctrica a distancia que alimenta e interconecta la subestaciones de distribución, los niveles de tensión utilizados en nuestro país son 138, 115, 85 y 69 kV.
- b) *Subestaciones de distribución*: conjunto de equipos eléctricos necesarios para la conversión y seccionamiento de energía eléctrica recibida en bloque y distribuida en diferentes trayectorias a través de los circuitos de distribución.
- c) *Circuitos de media tensión*: circuitos eléctricos que parten de la subestación de distribución y proporciona la potencia eléctrica a los transformadores de distribución, los niveles utilizados en el país van desde 2.4 hasta 34.5 kV.
- d) *Transformadores de distribución*: equipo eléctrico que reduce la tensión de los circuitos de media tensión a la tensión de utilización de los usuarios.
- e) *Circuitos de baja tensión*: circuitos que mandan de los transformadores de distribución y proporcionan el camino a la potencia eléctrica que será





entregada a los usuarios.

- f) *Acometidas*: circuitos que interconectan al usuario con los sistemas de distribución. [1]

1.1 Definición de distribución eléctrica

La distribución de la energía eléctrica es la última etapa de la infraestructura del sistema eléctrico de potencia que toma la energía eléctrica de la red de alta tensión (230kV- 35kV), la disminuye a valores comerciales (35kV – 120V) y la entrega a los clientes.

La infraestructura de la distribución es extensa; después de todo, la electricidad tiene que ser entregada a los clientes concentrados en ciudades, a los clientes en zonas suburbanas y a los clientes en regiones muy alejadas. Como se observa en la tabla 1, en México existe la normalización de las tensiones de distribución tanto para los circuitos primarios como los secundarios.

Tabla 1 : Tensión en los sistemas de distribución.

Clasificación de Tensión	Componentes del Sistema	Tensión Nominal kV		
		Preferente	Restringida	Congelada
Baja tensión (menos de 1kV)	Acometidas y circuitos de baja tensión	0.120 0.127 0.220 0.240		
Media Tensión (Mayor de 1kV y menor a 35kV)	Circuitos de media tensión	13.8 23 34.5		2.4 4.4 6.9 11.8 20
Alta Tensión (Mayor de 35kV y menor a 230kV)	Líneas de Subtransmisión	69 115	85 138	





Las líneas de la distribución primaria son circuitos de “media tensión”, normalmente de 600 V a 35 kV. Las líneas de la distribución secundaria son circuitos de “baja tensión”, normalmente de 120 V a 240 V. En una subestación de distribución, el transformador de la subestación toma la tensión entrante del nivel de transmisión (35 a 230 kV) y la disminuye a varios circuitos primarios de distribución, los cuales salen de la subestación. Cerca de cada usuario final, un transformador de distribución toma la tensión de distribución-primaria y la disminuye a menor tensión, circuito secundario (comúnmente 120/240 V). Del transformador de distribución, los circuitos secundarios de distribución se conectan con el usuario final donde la conexión se hace en la entrada del servicio. Normalmente, los circuitos de distribución son los que alimentan a clientes.

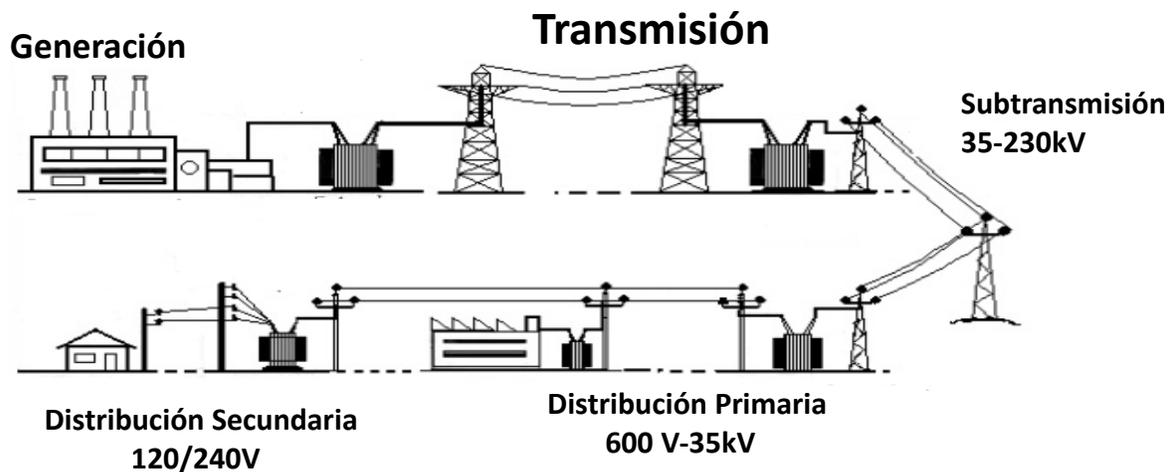


Figura 1. Ejemplo de Sistema Eléctrico de Potencia





1.2.1 Distribución aérea

A lo largo de las calles, callejones, a través de los bosques y en patios traseros, muchas de las líneas de la distribución que alimentan a los clientes son líneas aéreas. Las líneas de distribución aéreas se exponen a los árboles, animales, viento, descargas atmosféricas, coches y papalotes, son un componente crítico en la confiabilidad de los circuitos de la distribución. (Ver figura 2, ejemplos de líneas aéreas).



Figura 2. Ejemplo de Distribución Aérea

1.2.2 Distribución subterránea

Mucha de la distribución nueva es subterránea. La distribución subterránea se oculta mucho más de la visión que las líneas aéreas, y es más confiable. Los cables, los conectores, y el equipo de la instalación han avanzado considerablemente a finales del siglo XX, haciendo las instalaciones subterráneas de la distribución más rápidas y menos costosas. En la figura 3 se muestra el ejemplo de una línea de distribución subterránea instalada.





Figura 3. Ejemplo de Distribución Subterránea.

1.3 Distribución aérea contra subterránea

Ambos diseños tienen ventajas (véase la tabla 2). La ventaja principal de líneas aéreas es el costo; un circuito subterráneo cuesta típicamente de 1 a 2.5 veces el circuito aéreo equivalente. Pero las diferencias de costos varían violentamente, y a menudo es difícil definir sistemas “equivalentes” en términos de funcionamiento. Bajo condiciones apropiadas, algunas estimaciones de costo dicen que las instalaciones del cable pueden ser menos costosas que líneas aéreas. Si el suelo es fácil de cavar, si el suelo tiene pocas rocas, si la tierra no tiene ningún otro obstáculo como conductos de agua o cables telefónicos, entonces los equipos pueden arar el cable más rápidamente y por menos costo que un circuito de aéreo. En áreas urbanas, los circuitos subterráneos es la única opción; demasiados circuitos son necesarios, y el espacio sobre el suelo es demasiado costoso o no disponible. Pero la construcción urbana del banco de conductos es costosa (afortunadamente, los circuitos son cortos en aplicaciones urbanas).





En muchos casos rurales, el costo de circuitos subterráneos es difícil de justificar, especialmente en los circuitos largos con poca carga, dado el número pequeño de los clientes a que estos circuitos alimentan.

Tabla 2: Líneas aéreas contra subterráneas, ventajas de cada una.

Aéreo	Subterráneo
<i>Costo</i> – ventaja principal, mucho más barato en especial al costo inicial.	<i>Estética</i> – ventaja principal, menor impacto visual.
<i>Vida útil</i> – 30 a 50 años contra 20 a 40 de subterráneo.	<i>Seguridad</i> – menor riesgo de contacto con las personas.
<i>Responsabilidad</i> – apagones de menor duración, se encuentran fallas más rápido y se reparan más rápido.	<i>Mantenimiento</i> – menor costo de mantenimiento (No hay que podar árboles, ni quitar nidos de aves).

La estética es la principal ventaja de las líneas subterráneas. Especialmente en las áreas residenciales, parques, áreas de fauna y áreas turísticas, el impacto visual es importante. Las líneas subterráneas quitan una cantidad significativa del alboroto visual.

Los circuitos aéreos se ven feos. Es posible hacer los circuitos aéreos menos feos con prácticas ordenadas de construcción, postes de fibra de vidrio en vez de madera, manteniendo postes rectos, uso común de postes para reducir el número de los mismos, y así sucesivamente. Aunque sin embargo, siguen siendo feos, y muchos circuitos viejos se ven horribles (postes torcidos, transformadores viejos, etc.).

Los circuitos subterráneos libran de todo ese lío, sin impactos visuales en el aire. Los árboles substituyen a los conductores, y los árboles no tienen que ser





ajustados. En el nivel del suelo, no hay postes. Para tener una ventaja máxima, todo el equipo debe ser subterráneo..

Las líneas subterráneas son más confiables. Las líneas de aéreas fallan típicamente cerca de 90 veces/100 millas/año; los circuitos subterráneos fallan menos de 10 veces/100 millas/año. Porque las líneas aéreas tienen más averías, causan más caídas de tensión, más interrupciones momentáneas y también más interrupciones de la larga duración. Una desventaja de las líneas subterráneas es cuando fallan, encontrar la falla es más difícil, y reparar el daño o sustituir el equipo toma más de tiempo. Esto puede ser evitado usando mejores técnicas para la localización de fallas.

Uno de los principales problemas de las líneas aéreas, es cuando, llega a ocurrir un huracán grande y este tira la instalación aérea; esto hace que todos los recursos invertidos en la instalación se pierdan. Como consecuencia las interrupciones del cliente llegan a ser muy largas, y los costos de reparación son altos. Sin embargo, los circuitos subterráneos no son totalmente inmunes de estos fenómenos atmosféricos; en épocas de calor, los circuitos subterráneos son propensos a fallas. Los circuitos subterráneos tienen menos capacidad de sobrecarga que los circuitos aéreos; aumentando las fallas por altas temperaturas.

La instalación subterránea requiere menos mantenimiento periódico. Los circuitos subterráneos no requieren el ajuste del árbol, que es una parte grande del presupuesto de mantenimiento en distribución. El CEA (Canadian Electricity Association) en 1992 estimaba que el mantenimiento subterráneo del sistema se hizo con un promedio del 2% de la inversión de la planta mientras que los sistemas de aéreas se hicieron con un promedio del 3 al 4%, como dos veces el de sistemas subterráneo.

Las líneas de distribución subterráneas son más seguras al público que las líneas aéreas. Las líneas subterráneas también tienen riesgos, pero tienen menores riesgos que las líneas aéreas.





No se puede asumir que la infraestructura subterránea durará más que la aérea. Los primeros sistemas subterráneos fallaron en una tarifa mucho más alta que la esperada. Mientras que la mayoría de los expertos creen que el equipo subterráneo moderno es más confiable, sigue siendo prudente creer que un circuito aéreo durará 40 años, mientras que un circuito subterráneo durará solamente 30 años.

¿Aéreo o subterráneo? no es un asunto del todo o nada. Muchos de los sistemas son mixtos (híbridos). Es por eso que es necesario un análisis a nivel ingeniería que determine, que es más conveniente de acuerdo a los parámetros fundamentales de los sistemas de distribución que se tocarán más adelante. Es costoso convertir a subterráneo las líneas aéreas, además influyen varios aspectos como es la localización, la situación donde sea apropiado tanto para la empresa distribuidora (CFE) como para sus clientes [2].

1.4 Protección de Redes de Distribución

Las redes de distribución se protegen contra las fallas de corto circuito y sobrecarga por medio de relevadores con interruptores de potencia, por medio de fusibles, por restauradores, así como por seccionadores automáticos de línea. Las consideraciones de selectividad, continuidad del servicio y confiabilidad que se aplican a la protección de los sistemas de potencia, son válidas también para los sistemas de distribución.

Al igual que en la protección con relevadores, los elementos de protección de las redes de distribución deben coordinarse de tal manera que en todos los casos se tenga disparo selectivo. Se debe tomar en cuenta además la presencia





del recierre automático que tienen los restauradores, lo que obliga a coordinar en tal forma que se tenga una mayor continuidad del servicio.

En el siguiente apartado se describirán brevemente los elementos de protección y su coordinación, aplicando los criterios adecuados para las redes de distribución. Los elementos utilizados o tratados en la protección con relevadores sólo se mencionarán brevemente.

1.4.1 Dispositivos de protección

Como se ha visto al principio de este trabajo, el sistema de distribución incluye el sistema de subtransmisión que puede tener voltajes de 230 y 115 KV. Por lo tanto, las protecciones utilizadas incluyen las de distancia, las diferenciales etc.; sin embargo, el interés va dirigido a los dispositivos que se usan en los niveles de voltaje de 34.5 KV y menos.

1.4.1.1 Restauradores

El restaurador es un dispositivo de protección de sobrecorriente que dispara y recierra automáticamente un número determinado de veces para eliminar fallas transitorias o para aislar fallas permanentes. También incluye la posibilidad de realizar operaciones de cierre y apertura en forma manual.

De acuerdo con las necesidades de coordinación, los restauradores se pueden programar para que operen con un número de secuencias diferentes:

- 1) Dos operaciones instantáneas (disparo y recierre), seguidas por dos operaciones de disparo con retardo, antes de que se presente la apertura definitiva.
- 2) Una operación instantánea seguida por tres operaciones con retardo.





- 3) Tres operaciones instantáneas más una operación con retardo.
- 4) Cuatro operaciones instantáneas.
- 5) Cuatro operaciones con retardo.

Las características instantáneas y con retardo dependen de la capacidad del restaurador. Hay rangos de los restauradores de 50 a 1120 amperes con bobinas en serie y de 100 a 2240 A, con bobinas en paralelo. La corriente de disparo mínima para todas las potencias normalmente se calibra al doble de la corriente nominal. Los restauradores deben tener capacidad para poder interrumpir las corrientes de falla asimétricas relacionadas con su rango de corrientes simétricas.

La corriente asimétrica r.m.s. se puede determinar por el producto de la corriente simétrica por el factor de asimetría que se da en la tabla 3 de acuerdo con el factor X/R del circuito. El factor de asimetría del cuadro corresponde a 0.5 ciclos después de iniciada la falla, para diferentes valores de la relación X/R .

En los alimentadores de distribución la relación X/R normalmente no sobrepasa 5 y por lo tanto el factor de asimetría es de aproximadamente 1.25. El factor de asimetría para otras partes del sistema es de 1.6 y en tensiones muy elevadas alcanza 1.8.

Tabla 3: Función de asimetría en función de la relación X/L .

X/L	Factor de Asimetría
2	1.06
4	1.20
8	1.39
10	1.44
12	1.48
14	1.51
25	1.60





En cierta forma, un restaurador realiza las funciones de una combinación de interruptor de potencia, un relevador de sobrecorriente y un relevador de recierre automático. El restaurador consta fundamentalmente de una cámara de interrupción y los correspondientes contactos principales que operan en aceite, así como el mecanismo de control del accionamiento del disparo y del recierre, un operador, un integrador y un mecanismo de paro.

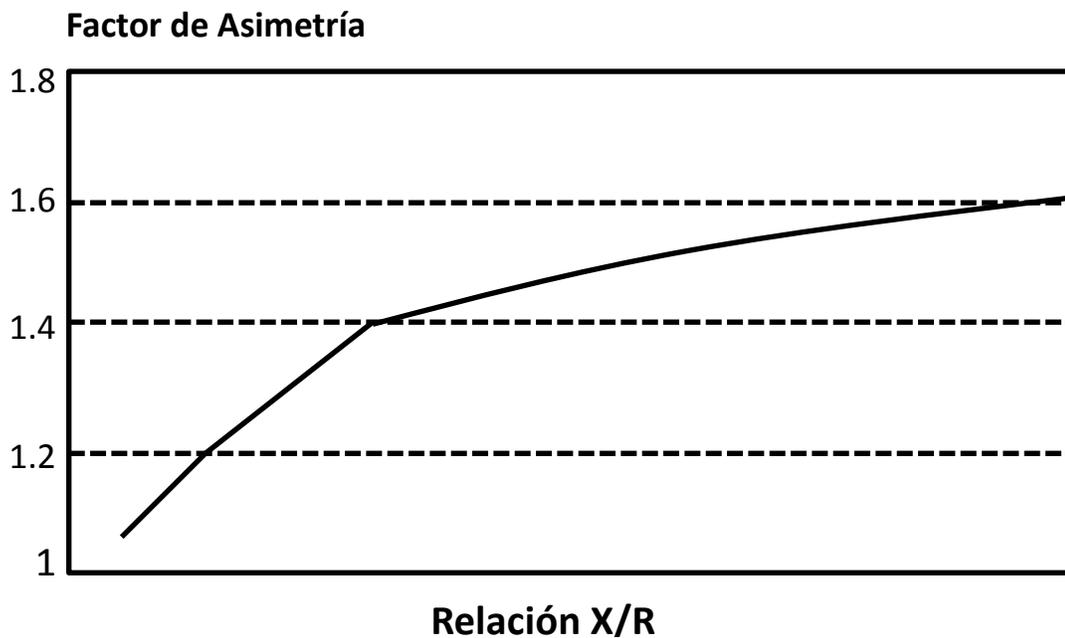


Figura 4. Grafica del factor de Asimetría

1.4.1.2 Fusibles

Los fusibles son los dispositivos de protección más simples, están formados por un elemento conductor fusible, un cartucho que contiene al elemento fusible y un portafusible que soporta los cartuchos. El fusible se puede definir como un dispositivo de protección con un circuito fusible de interrupción directamente calentado y destruido por el paso de la corriente de corto circuito o de sobrecarga. Existen varios tipos de fusibles, como los de un elemento o de doble elemento, los





convencionales y los limitadores de corriente, etcétera.

El principio de operación de los fusibles consiste en que son un conductor de sección transversal pequeña, por lo cual su resistencia eléctrica es mayor que la del elemento protegido y por lo tanto generan más calor. Además, por su menor sección, los fusibles soportan menos calor y se funden con rapidez. La operación del fusible se ilustra en la figura 5.

La curva de tiempo mínimo de fusión representa el tiempo mínimo en el cual el fusible puede fundirse con las diversas corrientes. El tiempo máximo de eliminación de la falla representa el mayor tiempo en que se funde el fusible y se elimina el arco eléctrico. En otras palabras, la operación del fusible se restringe al área comprendida entre las dos curvas. Para una determinada corriente el tiempo de operación real se encuentra entre el tiempo mínimo y el máximo que indican las curvas.

Los fabricantes proporcionan tablas y curvas en las cuales se especifica la corriente nominal del fusible y las curvas de operación. Las curvas son generalmente de tiempo inverso, es decir, el tiempo de disparo del fusible es inversamente proporcional a la corriente. Cuando se realiza la coordinación de protecciones se debe trabajar con las curvas reales de los fusibles, con lo que se obtienen resultados más precisos que permiten tener tiempos de disparo más pequeños. Esto redundará en una mayor vida esperada del equipo y por lo tanto en beneficios económicos.

En los sistemas de distribución se usan fusibles de alta tensión para proteger los transformadores de distribución y alimentadores aéreos de diversos tipos. Existen fusibles de alta tensión convencionales que operan con cierta lentitud y fusibles limitadores de corriente que operan antes del primer cuarto de





ciclo de la corriente de corto circuito.

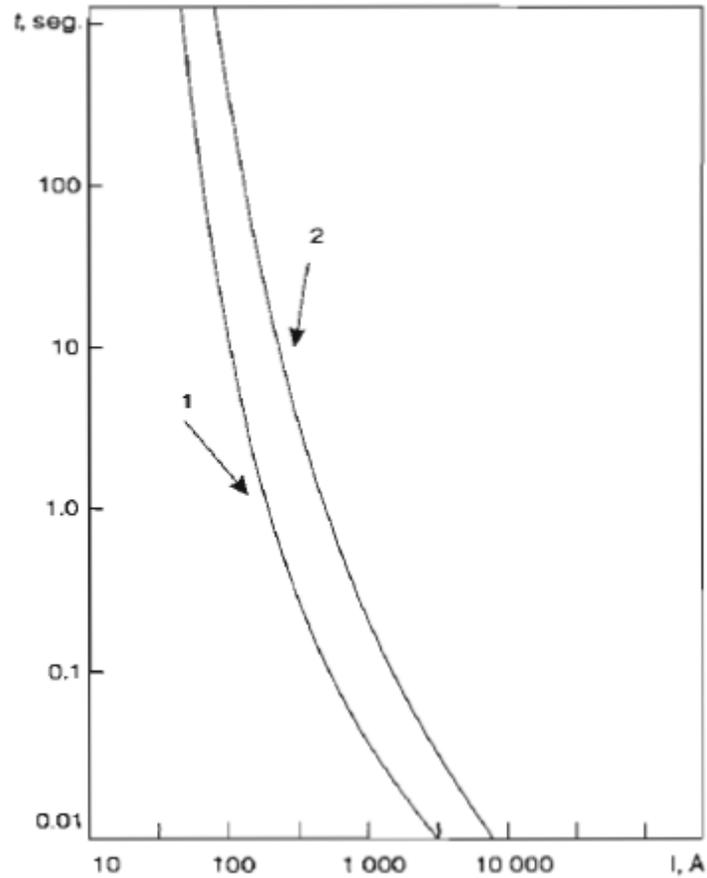


Figura 5. Curva de operación de los fusibles. 1. Curva de tiempo de fusión 2. Curva de tiempo máximo de clareo.

1.4.1.3 Relevadores

En las redes de distribución se utilizan básicamente protecciones de sobrecorriente con relevadores instantáneos y con retardo, ya sea de tiempo inverso o de tiempo definido (núm. ANSI 50/51 para las fallas entre fases y 51N





para las fallas a tierra).

Los relevadores de tiempo inverso son relevadores de tipo de inducción electromagnética, cuyo tiempo de disparo depende del valor de la corriente que hace operar al relevador (figura 6). Los relevadores instantáneos normalmente son de atracción magnética, al igual que los de tiempo definido; sin embargo, en estos últimos se tiene un relevador de tiempo que retarda el disparo según se requiera.

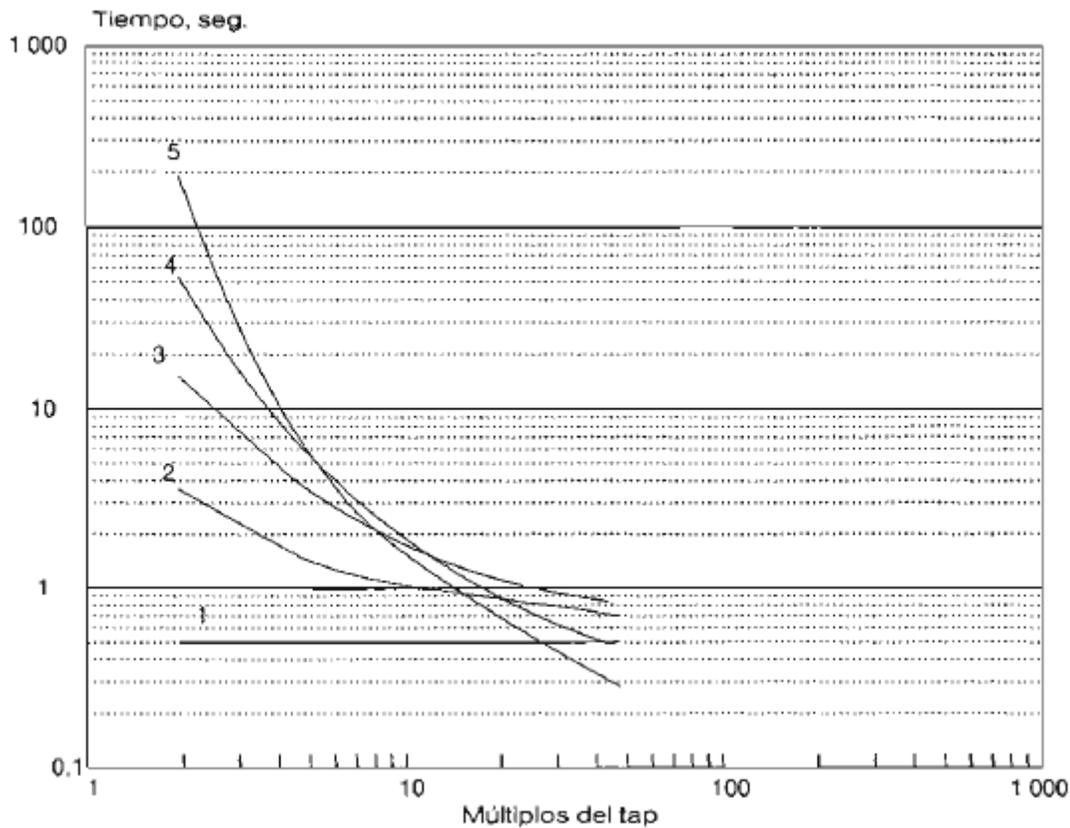


Figura 6. Curvas de operación de los relevadores de sobrecorriente, 1. Relevador de tiempo definido, 2. Relevador de tiempo moderadamente inverso, 3. Relevador de tiempo inverso, 4. Relevador de tiempo muy inverso, 5. Relevador de tiempo extremadamente inverso.





Actualmente se usan relevadores estáticos, que pueden tener características similares a los de tiempo definido, y de tiempo inverso, aunque sus curvas generalmente son en mayor número y sus tiempos de disparo de mayor precisión. Los relevadores estáticos generalmente incluyen también funciones de medición, con lo que se reducen los equipos en los tableros. Los relevadores estáticos están finalmente desplazando a los relevadores electromecánicos tanto en los sistemas de distribución como en los de potencia.

Los relevadores de tiempo inverso están basados en el principio de operación de inducción magnética. En ellos se tiene un disco en el que dos flujos desfasados inducen corrientes con las que interactúan y dan lugar a un momento de giro. El disco gira en función del valor de la corriente, por lo cual el tiempo de operación del relevador es variable, según se ve en la figura 7.



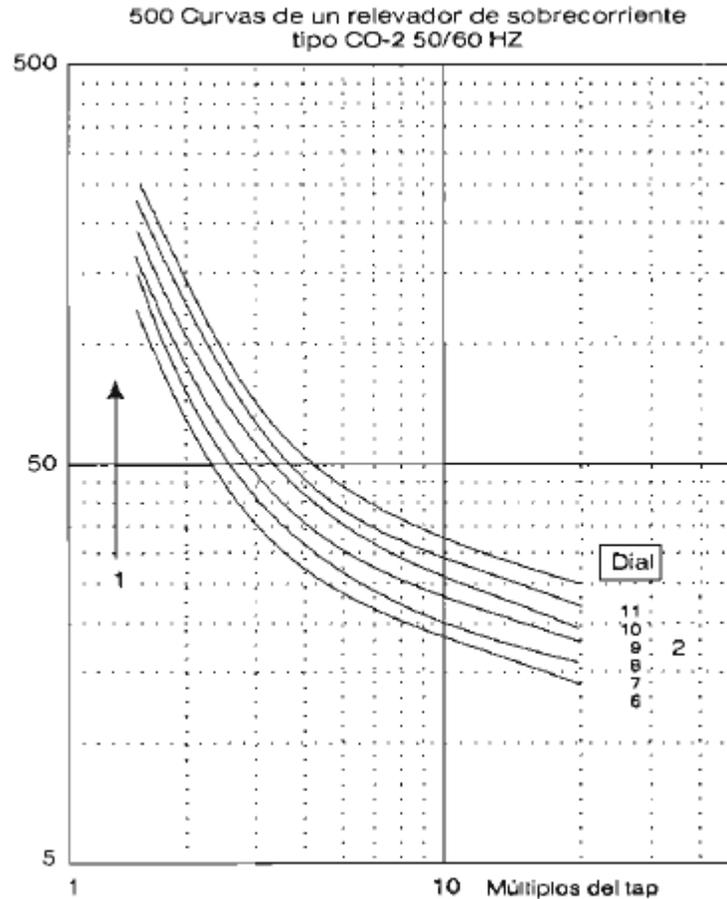


Figura 7. Curvas típicas de relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso. 1, Valor de la corriente de disparo, 2. Curvas de la palanca dial.

La corriente de disparo de los relevadores de inducción se modifica cambiando el número de espiras de la bobina por medio del tap y el retardo por medio del dial. Incrementar el dial significa hacer que el disco tenga que describir un ángulo de giro mayor para poder cerrar los contactos. El ajuste del tap es discreto, tiene valores en amperes que van desde unos 2 amperes hasta unos 16 para los relevadores 51 y hasta unos 180 A para los relevadores instantáneos (ANSÍ 50). El valor del dial es de ajuste continuo.

El grado de inversidad de los relevadores se escoge de tal manera que se





adaptan a la protección de los elementos que se pretende proteger; por ejemplo, para motores se usan curvas moderadamente inversas, en cambio para coordinar con fusibles se requieren curvas extremadamente inversas o muy inversas.

El principio de operación de los relevadores de tierra es el mismo que el de los de fallas entre fases, la diferencia es que se tienen que conectar por medio de filtros de secuencia cero. Estos últimos pueden formarse por tres TC conectados en estrella del lado secundario o por medio del transformador de secuencia cero que abarca las tres fases. La figura 8 muestra los filtros de secuencia cero.

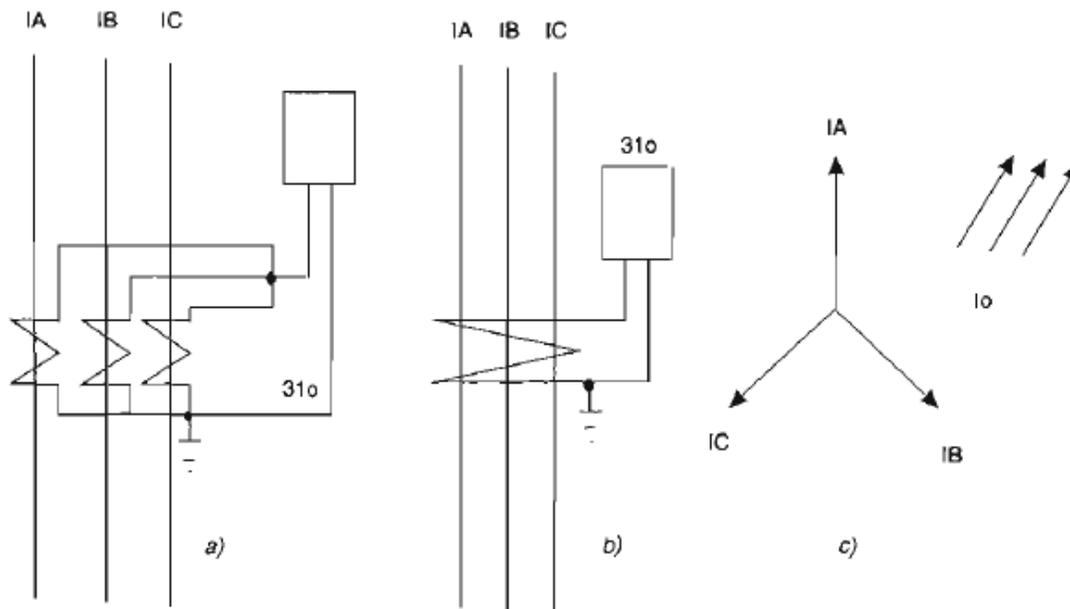


Figura 8. Conexión de los relevadores en secuencia cero. a) Con filtro de tres TC. b) con TC de secuencia cero. c) Diagramas vectoriales.

Los filtros de secuencia cero de 3 TC producen un error considerable porque las corrientes secundarias no son iguales en magnitud ni en fase, por el error que dan los propios TC, es decir, que para secuencia positiva y negativa I_{A+}





$I_B + I_C = 0$. Esto obliga a calibrar el relevador con una corriente superior, lo cual reduce la sensibilidad. Los relevadores comunes en estos casos detectan corrientes primarias de secuencia cero superiores a 100 A. Con relevadores especiales se pueden detectar desde unos 25 A más o menos.

La conexión en el TC de secuencia cero da una precisión muy alta porque se trabaja con las corrientes primarias, por lo que en régimen balanceado se cumple que $I_A + I_B + I_C = 0$ para secuencia positiva y negativa. En este caso los relevadores pueden detectar corrientes primarias de 2 a 3 amperes. Se entiende que en ambos filtros las corrientes de secuencia cero pasan sin problema porque están en fase.

1.4.1.4 Seccionadores

Los seccionadores automáticos de línea son dispositivos de protección de sobrecorriente que se instalan sólo con respaldo de interruptores o restauradores. Ellos operan sobre la base de contar el número de interrupciones causadas por el dispositivo de protección de respaldo y abren durante el tiempo de circuito muerto, después de un número preestablecido (1 a 3) de operaciones de disparo del dispositivo de respaldo. La corriente que cuenta el restaurador es superior a la nominal en 60% aproximadamente.

La operación de los restauradores permite seccionar los alimentadores de distribución en caso de falla, de tal manera que parte de ellos permanezca en servicio, lo que representaría un costo mucho mayor si esto se hiciera con restauradores o interruptores. Las condiciones de operación de un seccionador pueden ser tres;

- 1) Si la falla se elimina cuando el restaurador abre, el contador del seccionador volverá a su posición normal después de que el circuito sea reenergizado.
- 2) Si la falla persiste cuando ocurre el recierre, el contador de fallas-corriente en el seccionador estará preparado para registrar o contar la siguiente





apertura del restaurador.

- 3) Si el restaurador está programado para abrir al cuarto disparo, el seccionador se calibrará para abrir durante el circuito abierto siguiente al tercer disparo del restaurador [3].





CAPÍTULO 2. DESARROLLO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA EN MÉXICO

2.1. Introducción

La planeación, conexión y protección de las instalaciones subterráneas no son cosa sencilla, sin embargo, reportan muchos beneficios, como la seguridad en caso de huracanes o terremotos, o que los aislantes no se contaminen con sal en la franja costera, además de las ventajas que reporta estéticamente (de ahí su uso en zonas residenciales o centros históricos). En México, el incremento en la construcción de redes subterráneas de distribución en los últimos años obedece principalmente a las necesidades impuestas por la densidad de carga, flexibilidad, confiabilidad, estética, así como al desarrollo de nuevas tecnologías, materiales y equipo para la construcción de estos sistemas. A lo anterior se unen los costos de materiales, equipo, operación, mantenimiento, los cuales han disminuido, el precio de la energía eléctrica, y las estadísticas de fallas, que enfatizan la necesidad de reevaluar permanentemente los parámetros de diseño.

La Norma Oficial Mexicana (NOM) define una línea subterránea como aquella que está constituida por uno o varios cables aislados que forman parte de un circuito eléctrico o de comunicación colocados bajo el nivel del suelo, ya sea directamente enterrados, en ductos o bancos de ductos.

2.2 Orígenes

Las primeras instalaciones de cables subterráneos se utilizaron alrededor de 1890 para la explotación de minas, textiles y otros usos, pero fueron de escasa cuantía y, por sus características, no son de trascendencia.

La evolución de las redes subterráneas en México inició con las que se llevaron a cabo a partir de los últimos 3 ó 4 años del siglo XIX y principios del siglo XX para abastecer de energía a usuarios industriales y domésticos en la Ciudad de México. Posteriormente ha habido instalaciones de cables subterráneos en lugares fuera del D.F., pero fue hasta la década de los sesenta cuando empezó





verdaderamente, aunque con una diversidad de tipos, el desarrollo de estos sistemas en ciudades importantes del país: Monterrey, Guadalajara, Puebla, Veracruz, etcétera.

En el D.F., la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (CLyFC) utilizaba el tipo malla automática, que consiste en un sistema eléctrico con varias fuentes de alimentación, todas ellas interconectadas entre sí para formar una malla, como la instalación es con cable directamente enterrado sin ducto, cuando falla un cable en un punto hay una aportación de corriente de cortocircuito a la falla de los diferentes fuentes, de tal manera que el cable se funde, y contaba con un dispositivo llamado protector de red, que aísla el tramo dañado para no afectar el resto de la instalación.

El desarrollo de los cables subterráneos en México, incluyendo las redes, pueden dividirse en tres etapas:

Su inicio se da en el año de 1924 con la introducción de 3 alimentadores radiales con capacidad de 3 000 V.

En el año 1926 se utilizaban tensiones de 3 kV para los alimentadores primarios, 220/127 V para la red secundaria, y tramos cortos de 20 kV en sistema radial.

En una segunda etapa de transición, de 1926 a 1965, se sustituyó el sistema de 3 kV por la tensión de 6 kV y se desarrolló el sistema de 20 a 23 kV, poniéndose en servicio redes automáticas alimentadas a 6 kV y la baja tensión fue de 216.5/125 V.

En el año de 1928 se instaló una red automática en la subestación Nonoalco con 3 alimentadores radiales que daban 6 000 V. Para el año 1937 se tenía una carga instalada de 10 400 KVA.

En el año de 1940 nace la subestación Jamaica que también contaba una red automática de 3 alimentadores y manejaba 6 000 V. Diez años después (1950)





debido a la demanda se construye la red automática de reforma con 5 alimentadores que aun daba 6000 V. Para la década de los 60's la demanda era tal, que se inicia la construcción de la red central para abastecer la gran demanda y esta podía entregar hasta 23 000 V esta tensión fue la más alta en su tiempo en los sistemas de distribución tanto aéreos como subterráneos del país.

La tercera etapa, de 1965 a la fecha, continúa con gran parte de las instalaciones de la etapa anterior, pero sustituyó el sistema de 6 kV por la tensión de 23 kV, incluyendo las redes automáticas, y se inició el empleo de redes de derivación múltiple para suministrar grandes demandas en áreas reducidas.

En las etapas primera y segunda se utilizaron exclusivamente cables subterráneos con aislamiento de papel impregnado con forro de plomo, lo cual hacía muy caro y difícil su mantenimiento; en la tercera se inició el uso de cables con aislamiento seco termofijo, pero continuando con el de papel impregnado; en todos los casos se ha empleado cobre suave como material para los conductores, sistema de tres fases, tres hilos con neutro a tierra, a 50 Hz hasta el año de 1976, y a 60 Hz a partir de entonces. En las instalaciones recientes en los alrededores del D.F. se han empleado cables subterráneos con conductores de aluminio y aislamiento seco termofijo a 23 kV / 220 - 127 V.

Por otra parte, en los estados de la república, la CFE utilizó en sus inicios asbesto para sus ductos, pero era muy pesado, frágil y difícil de maniobrar; actualmente se cuenta con PVC, que es rígido; la tubería de polietileno de alta densidad (PEAD) es una de las mejores alternativas para realizar instalaciones eléctricas de redes subterráneas, pues es un material muy ligero, resistente y flexible. El PAD Poliflex cuenta con un cople translúcido para un ensamble óptimo y que, consecuentemente, garantiza la hermeticidad.

En la actualidad los sistemas subterráneos de la Ciudad de México está constituida dentro de las delegaciones miguel hidalgo, Cuauhtémoc y las colonias Centro, Morelos, Guerrero, Buenavista, Santa María la Rivera, San





Rafael, Tabacalera, Juárez, Cuauhtémoc, Anzures, Polanco, Roma y Condesa. [4]

El desarrollo más importante en México de las instalaciones de distribución subterráneas se ha dado en el centro de la Ciudad de México en donde ya se encuentran redes automatizadas en su totalidad.

2.2.1 Una línea subterránea comprende:

Bóveda: Recinto subterráneo de amplias dimensiones, accesible desde el exterior, donde el personal puede ejecutar maniobras de instalación, operación y mantenimiento de cables, accesorios y equipos.

- a) **La obra civil:** que es la combinación de ducto, bancos de ductos, registros, pozos, bóvedas y cimentación de subestaciones que forman la obra civil para las instalaciones subterráneas.
- b) **El equipo subterráneo:** diseñado y construido para quedar instalado dentro de pozos o bóvedas y capaz de soportar las condiciones de operación.
- c) **Equipo sumergible:** aquel equipo hermético que por sus características de diseño puede estar inmerso en cualquier tipo de agua en forma intermitente.
- d) **El equipo tipo pedestal:** el cual está instalado sobre el nivel del terreno, en una base con cimentación adecuada y forma parte de un sistema eléctrico subterráneo.
- e) **La terminal de cable:** dispositivo que distribuye los esfuerzos dieléctricos del aislamiento en el extremo de un cable.
- f) **Línea Subterránea:** aquella que está construida por uno o varios cables que forman parte de un circuito eléctrico o de comunicación, colocados bajo el nivel del suelo, ya sea directamente enterrados, en ductos o bancos de ductos.





- g) **Pozo:** Recinto subterráneo de amplias dimensiones, accesible desde el exterior, donde le personal puede ejecutar maniobras de instalación, operación y mantenimiento de cables, accesorios y equipos.
- h) **Registro:** Recinto subterráneo de amplias dimensiones, accesible desde el exterior, donde le personal puede ejecutar maniobras de instalación, operación y mantenimiento de cables, accesorios y equipos. [5]

Tanto la selección de los materiales, como el diseño y la construcción de la línea subterránea, deben estar de acuerdo con la tensión eléctrica, intensidad de corriente, corriente de cortocircuito, elevación de temperatura y condiciones mecánicas y ambientales a que se sometan durante su instalación y operación, por ejemplo, en ambientes húmedos y corrosivos es conveniente que se use un determinado tipo de cubiertas protectoras.

2.2.2 Tipos de arreglos en distribución subterránea

Dependiendo de la importancia y tamaño del servicio que proporcionará, las configuraciones básicas se pueden clasificar en tres radial, anillo y selectiva. Todo diseño de una línea de distribución subterránea debe cumplir con el Artículo: 923 de la NOM-001-SEDE-2012

2.2.2.1 Radial

Por definición, un sistema de operación radial es aquel en el que el flujo de energía tiene una sola trayectoria de la fuente a la carga, de tal manera que una falla en cualquier componente de la red produce una interrupción en todos los servicios. Los sistemas de operación en anillo son utilizados sobre todo en redes de alta tensión debido a la complejidad en su operación y costo. Además, el sistema radial es el más sencillo, económico y comúnmente usado, siendo poco





confiable ya que cualquier falla en uno de los segmentos interrumpe la alimentación a la carga. Este arreglo tiene una capacidad limitada para funcionar como una fuente de energía alterna al interconectarse con otra fuente.

Este sistema se constituye con cables troncales que salen en forma “radiante” de la SE y con cables transversales que ligan las troncales. La sección de cable que se utiliza debe ser uniforme, es decir, la misma para los troncales y para los ramales, como se ve en la figura 9.

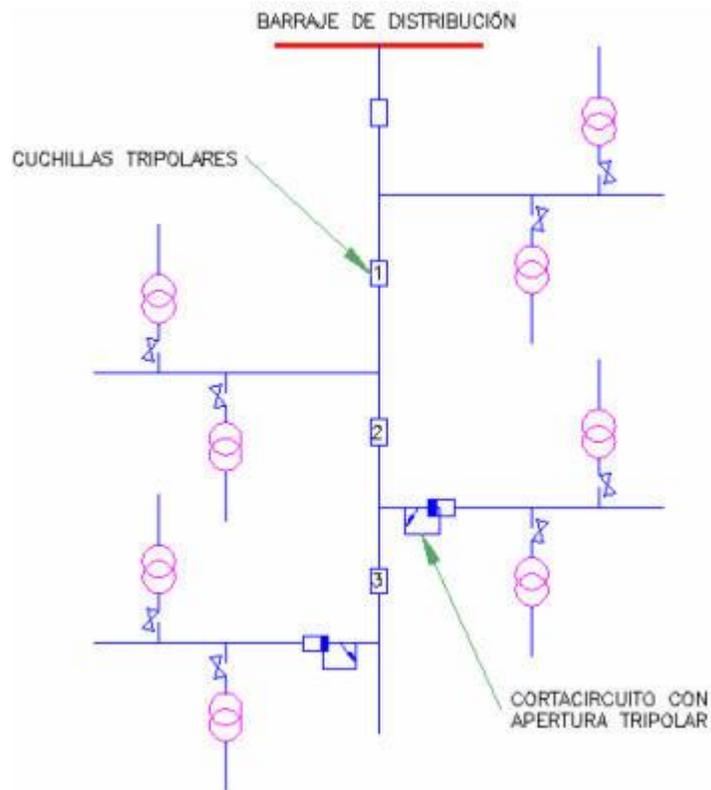


Figura 9. Distribución subterránea radial

La aplicación de esta estructura es recomendable en zonas extendidas. Con altas densidades de carga (15 a 20 MVA/km²) y fuertes tendencias de crecimiento. [6].





En operación normal cada alimentador lleva una carga funcionando en forma radial, operando normalmente abiertos los elementos de seccionamiento con que cuenta la estructura. En el caso de emergencia los alimentadores deben soportar la carga adicional que se le asigne, de acuerdo con la capacidad del equipo y del cable. Por esta razón la estructura se constituye con cable de igual sección.

2.2.2.2 En Anillo

Es un sistema que permite la transferencia de potencia entre fuentes y cargas por dos trayectorias, este arreglo aumenta en forma considerable la confiabilidad del sistema. En la figura 10. Se muestra un arreglo del tipo anillo con una sola fuente de alimentación. En La figura 11 se muestra otro tipo de configuración tipo anillo pero este cuenta con dos alimentaciones esto mejora la confiabilidad del sistema y la elección del uno o del otro depende principalmente del tipo de servicio que se quiera alimentar.

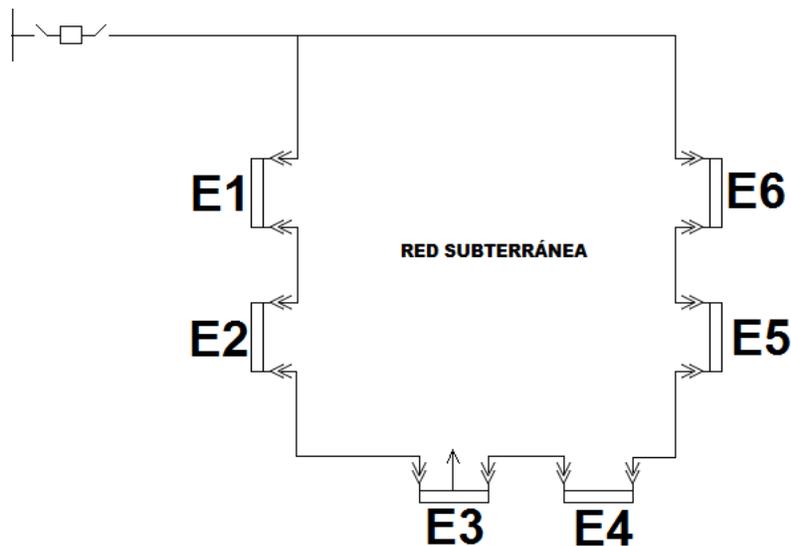


Figura 10. Circuito en anillo con una sola fuente de alimentación.



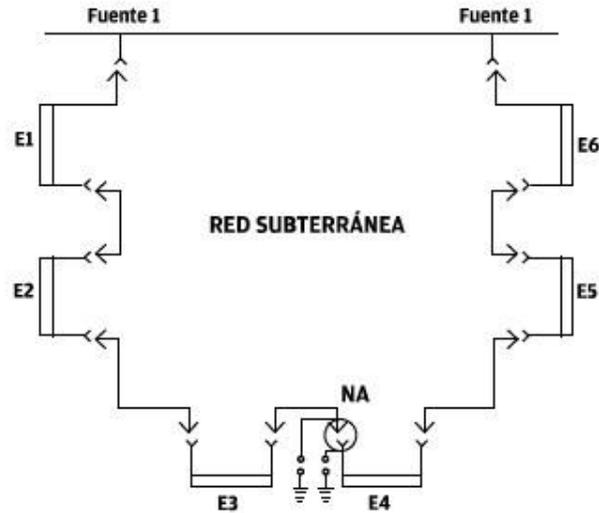


Figura 11. Circuito en anillo con dos fuentes de alimentación.

Por último, para servicios más importantes, se puede hacer un diseño de un sistema selectivo donde se tienen dos fuentes que alimentan a un seccionador automático, una de las fuentes es el preferente, que lo alimenta normalmente, y la emergente lo hace en caso de falla, la selección la hace automáticamente el seccionador.

2.2.3 Clasificación de la distribución subterránea

La distribución subterránea se puede clasificar por su uso (giro) en: residencial, comercial, turística e industrial. Los nombres indican por sí mismos las diferencias entre ellas, no obstante, esto significa que cuanto mayor sea el área por electrificar o la densidad de carga, el sistema deberá ser congruente siendo más confiable, más grande, más seguro y con mejor calidad de servicio. Para ilustrar esto diremos que una red subterránea para una unidad con casas de interés social se podría diseñar con unas bases de proyecto que empleen un sistema monofásico sencillo, con transformadores monofásicos de 37.5 kVA, porque la carga por lote sería de sólo de 1 kVA; en cambio, un fraccionamiento





residencial alto requerirá un diseño más exigente, por ejemplo, un seccionador y transformadores monofásicos de 75 kVA, pues la carga por lote sería de 5 kVA. Éstos son dos ejemplos de distribución residencial, en un caso comercial se utilizarían transformadores de 300 ó 500 kVA en lugar de 37.5 ó 75 kVA y serían trifásicos en lugar de monofásicos, además, al aumentar la capacidad de los transformadores aumenta el calibre de los conductores, en el primer caso sería 1/0 ó 3/0 AWG y en el segundo se requieren 350 kCM; es decir, operan para cada caso como un conjunto (conductores-transformadores-número de fases), y son lo que marca la diferencia entre residencial, comercial, turística o industrial. Otra subclasificación se haría por la tensión del servicio que da el suministrador, por ejemplo, la media tensión abarca 13.2, 22.86, 34.5 kV; y el equipo, materiales y accesorios que usa cada una de esas tensiones es muy diferente.

2.3.4 Algunos Accesorios

La red se compone de:

- **Transformadores**, que pueden ser tipo pedestal, o sumergible, de una o tres fases, y capacidades desde 25, 37.5, 50, 75 y 100 kVA en 1F y 75, 112.5, 150, 225, 300 y 500 kVA en 3 F;
- **Accesorios de media tensión de 200 A, algunos de ellos serían:** adaptador de tierra de 200 A, conector tipo codo, conector tipo múltiple MT-200-OCC de 2,3 ó 4 vías, conector codo portafusible, tapón aislado, boquilla estacionaria, inserto tipo bushing, etcétera;
- **De los accesorios de media tensión de 600 A se pueden mencionar:** adaptador de tierra de 600 A, boquilla estacionaria de 600 A, boquilla de extensión 600 A, boquilla reductora 600/200 OCC, conector tipo codo operación sin tensión 600 A, conector tipo múltiple MT-600/200 de 2,3 ó 4 vías, tapón aislado 600 ST para codo de 600 A [7]





CAPÍTULO 3. SECCIONADOR DE DISTRIBUCIÓN MARCA COMANEL MANUAL CON PROTECCIÓN ELECTRÓNICA

3.1 Seccionador de distribución

El seccionador es un aparato mecánico de conexión que asegura, en posición abierta, una distancia de seccionamiento que satisface condiciones especificadas. Un seccionador es capaz de abrir y de cerrar un circuito cuando se establece o interrumpe una corriente de valor despreciable, o bien no se produce ningún cambio importante de la tensión entre los bornes de cada uno de los polos del seccionador.

Es también capaz de conducir corrientes en las condiciones normales del circuito, y de soportar corrientes por un tiempo especificado en condiciones anormales como las de cortocircuito.

3.2 Descripción

Los SECCIONADORES COMANEL tienen en su composición general mucha similitud a pesar de sus diferentes requerimientos para cada modelo, por ejemplo, sin importar el número de vías en sus diferentes combinaciones su operación puede ser Manual o Tele-controlados por medio de moto actuadores.

Los mecanismos de interrupción de carga y los mecanismos de cortocircuito están contenidos en un tanque de acero inoxidable o acero negro pintado, de color verde para los modelos tipo pedestal y de color gris para los modelos sumergibles.

El medio de extinción del arco en los dos mecanismos de interrupción es en cámaras de vacío y el medio aislante del equipo completo puede ser gas exafluoruro de azufre (SF₆) o aceite biodegradable E-FR3.





3.3 Operación Manual

Los SECCIONADORES COMANEL de operación manual son aquellos en los que las vías de alimentación se operan para abrir o cerrar con la palanca (maneral) que proporciona COMANEL así como se muestra en la figura 12.

Cuando las vías de derivación, servicio o lado carga de un equipo de operación manual no llevan protección electrónica (PE) se operan de la misma forma que las vías de alimentación, con la palanca maneral. Si dichas vías de derivación si llevan protección electrónica (PE) de sobrecarga o corto circuito y dicha protección es disparada el restablecimiento del servicio será con la palanca maneral de forma LOCAL-MANUAL.



Figura 12. Operación de mecanismos en forma manual.





Figura 13. Manerales de operación manual proporcionados por COMANEL

3.4 Dispositivos de Interrupción

Los seccionadores de distribución marca COMANEL utilizan dos tipos de mecanismos de interrupción:

1. Módulo de interruptor trifásico para abrir con carga marca COMANEL tipo "ICV" # de parte CD2649 de 27kv, 600 A con cámaras de vacío marca Eaton Cutler- Hammer modelo W L-35536, figura 14. Para especificaciones de la cámara de vacío ver Anexo 1.



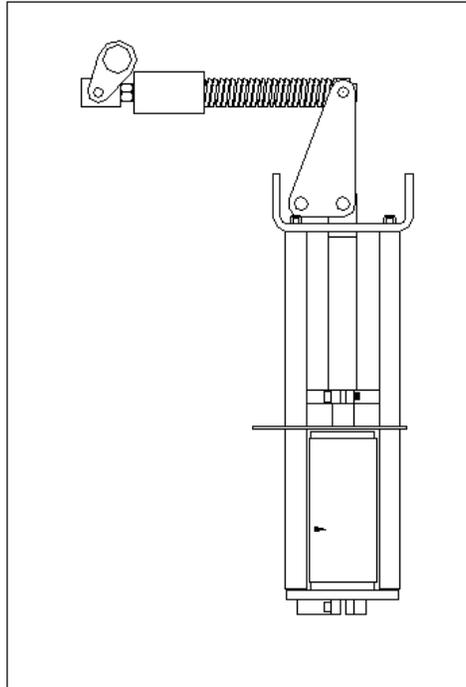


Figura 14. Mecanismo de operación trifásica 600 A.

2. Interruptor de corrientes de falla trifásico con cámaras de vacío, marca Cooper Power Systems tipo VFI numero de parte KP00300L00A15A, catalogo: KVF-19F, modelo: VF19. La operación del interruptor es manual de cerrado-abierto y abierto-cerrado y la protección electrónica es disparada automáticamente por medio de una falla de sobrecorriente, ya sea de fase a fase o fase a tierra. Los parámetros para la interrupción en caso de presentarse en una sobrecorriente es configurada en el relevador de protección. Para restablecer el interruptor ya disparado debe ser de manera manual, figura 15.



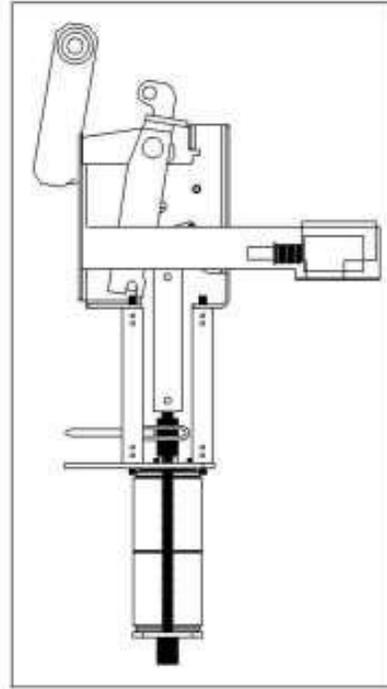


Figura 15. Módulo de interrupción trifásica con capacidad interruptiva.

3.5 Indicadores de Posición

Los seccionadores COMANEL cuentan con diferentes indicadores de posición para los contactos disyuntores.

Los indicadores internos de posición de los contactos disyuntores de circuitos alimentadores y de derivación son indicadores mecánicos que internamente cambian de posición junto con la operación del contacto disyuntor marcando con una bandera, que se puede observar por su respectiva mirilla, el color VERDE para ABIERTO y ROJO para CERRADO (figura 16).





Figura 16. Mirilla de posición de indicador interno.

Como un indicador externo de la posición de los contactos disyuntores de los circuitos alimentadores se cuenta con una flecha indicadora de acero inoxidable sobre la palanca de operación de cada vía, que se mueve junto con los contactos disyuntores hacia la posición que se requiera ABIERTO o CERRADO las cuales también se encuentran identificadas con el color VERDE para ABIERTO y ROJO para CERRADO (Figura 17).



Figura 17. Indicador de posición externo.

Para las vías de derivación con PE tenemos como un indicador externo de la posición de los contactos disyuntores una flecha indicadora de acero





inoxidable sobre la palanca de operación de cada vía, que se mueve junto con los contactos disyuntores hacia la posición que se requiera ABIERTO, DISPARADO o CERRADO las cuales también se encuentran identificadas con el color VERDE para ABIERTO, AMARILLO para DISPARADO y ROJO para CERRADO (figura 18).



Figura 18. Indicador para vías que cuentan con protección electrónica.

Cuando el equipo es solicitado con cuchillas de Puesta a Tierra la palanca de operación de dicha cuchilla también tiene una flecha indicadora de acero inoxidable que se mueve junto con los contactos de puesta a tierra hacia la posición que se requiera TIERRA, ABIERTO y CERRADO y también se encuentran identificadas por los colores AZUL para TIERRA, VERDE para ABIERTO y ROJO para CERRADO (figura 19).



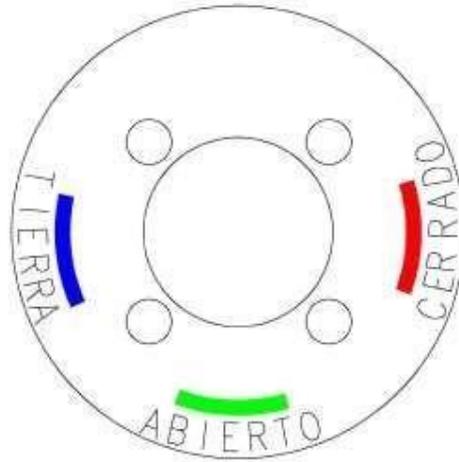


Figura 19. indicador para las vias que cuentan con puesta a tierra.

3.6 Indicador de presión de gas SF6 interna del tanque

Para indicar la presión interna del tanque en un seccionador manual se utiliza un densímetro indicador Marca WIKA Modelo: 233.52.063.

Este manómetro solo cuenta con una aguja indicadora, y posee 3 colores para apreciar la presión del gas contenido en el quipo [Ver Anexo 5].

- El color verde indica la zona donde presión del gas SF6 es óptima en el quipo, puede estar en operación sin inconvenientes.
- La presión óptima del equipo es de 10 Lbs. Y su rango es de ± 2 Lbs.
- El color amarillo es indicación de que se necesita hacer revisión del tanque en búsqueda de alguna fuga, o que también se necesita rellenar el tanque con gas SF6 y volver a la presión óptima.





- El color rojo es indicación de que el equipo no debe de ser operado por ningún motivo, ya que no posee la presión necesaria de gas.



Figura 20. Densímetro indicador para un seccionador de operación manual.

3.7 Llenado de gas SF6

Para la carga de gas es necesario retirar la protección del manómetro y la válvula y llenarlo a 10 PSI.

Se recomienda verificar el nivel de gas SF6 del tanque observando que el indicador del manómetro permanezca en la zona de color VERDE del manómetro (entre 6 y 10 Lbs de presión) cada que se opere y/o cada año. Si se observa que el indicador no se encuentra en la zona verde, se recomienda no operarlo y en caso de que la aguja se encuentre en un nivel por bajo de la zona verde puede llenarse nuevamente por medio de la válvula de llenado hasta 10 PSI para eso se retirara la tapa de acrílico para poder rellenar el equipo con gas hasta su nivel óptimo para eso se conectara una manguera con el dispositivo en la válvula.

Si por alguna razón es necesario retirar el gas del tanque para hacer una reparación se recomienda quitar una de las tapas con un disco de desbaste; en caso de que se requiera retirar un bushing proceder de la misma forma para remplazarlo, esto además de desconectar los petatillos que se





requieran para poder retirarlos.

Una vez realizada la reparación se procederá a soldar tanto el bushing como la tapa; posteriormente deberá someterse el tanque a 10 PSI de vacío y se llenara de gas hasta 10 PSI de presión; terminado esto se probara que en donde se soldó no tenga fugas y con esto quedara listo el equipo para instalarlo nuevamente.

3.8 Protección Electrónica (PE)

Cuando los Seccionadores COMANEL son solicitados con protección electrónica en alguna de sus vías, el control y los parámetros de disparo de dicha protección son configurados y monitoreados por un relevador de protección. Dependiendo del modelo del seccionador y los requerimientos del cliente, el modelo de relevador puede variar (Ver Anexo 2).

Las vías de derivación (salidas, servicio, lado carga) que llevan protección electrónica (PE) se protegen o disparan de acuerdo a la configuración que el cliente requiera. Cuando una de las vías de derivación, salida, o servicio que cuente con protección electrónica (PE) se encuentra “DISPARADO” y se requiere volver a cerrarla se debe:

1. Asegurarse que la falla en el circuito ha sido reparada para que la PE no vuelva a dispararse.
2. Con la palanca maneral, girar hacia la posición de ABIERTO hasta escuchar un “click” (eso es “cargar” el mecanismo de disparo la PE). Cuando el mecanismo queda cargado la vía PE se encuentra en posición de ABIERTO completamente.
3. Por ultimo Girar con la palanca maneral a la posición de CERRADO hasta escuchar que la vía queda cerrada.





Figura 21. Indicador de Posición de Vía con Protección Electrónica.

3.8.1 Configuración de la protección electrónica en un seccionador manual

Cuando un equipo lleva protección electrónica la configuración del relevador es bastante sencilla, ya que en estos solo se configuran las protecciones 51F, 51N, 51G, 50F, 50N y 50G, de acuerdo a la tabla 2 de la especificación CFE VM000-51 vigente.

Para este ejemplo tomaremos un SEL 751 A y se siguen los siguientes pasos:

1. Para iniciar se tiene que tener instalado en una PC el software propio de Schweitzer Engineering Laboratories, SA de CV el cual es un software libre que se puede descargar en la red. ya teniendo el programa instalado la pantalla principal es la siguiente:



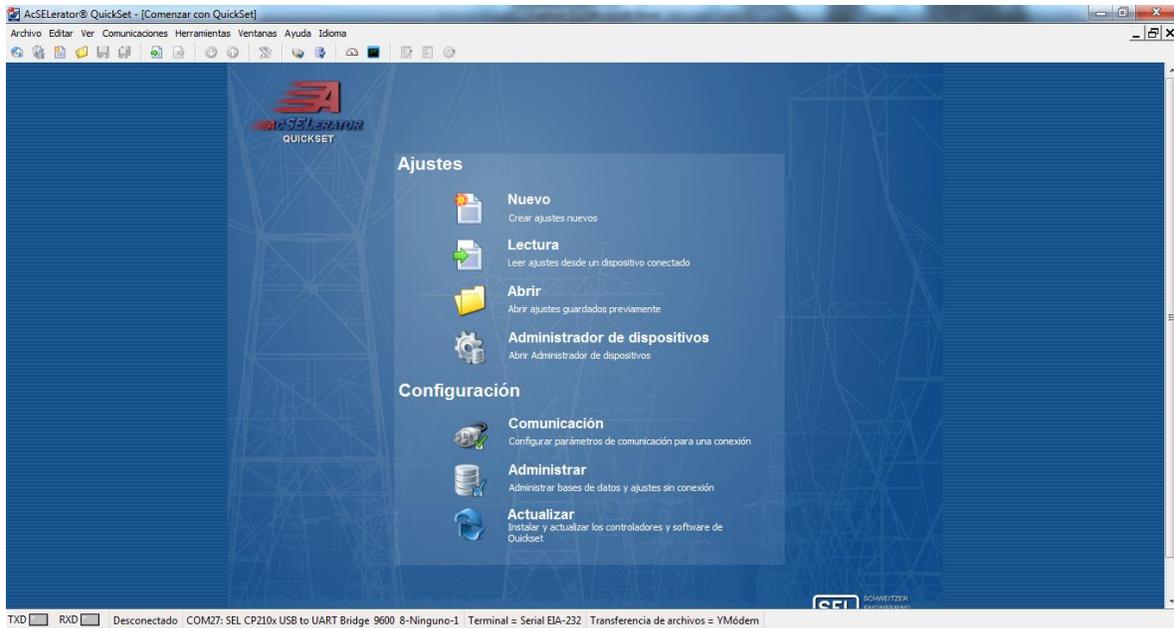


Figura 22. Pantalla principal de AcSElerator QuickSet.

2. Una vez establecida comunicación con el relevador y descargada la configuración que tiene de fábrica el relevador, la pantalla principal de la base de datos del relevador que es un archivo con extensión .rbd el cual aparece de la siguiente manera.



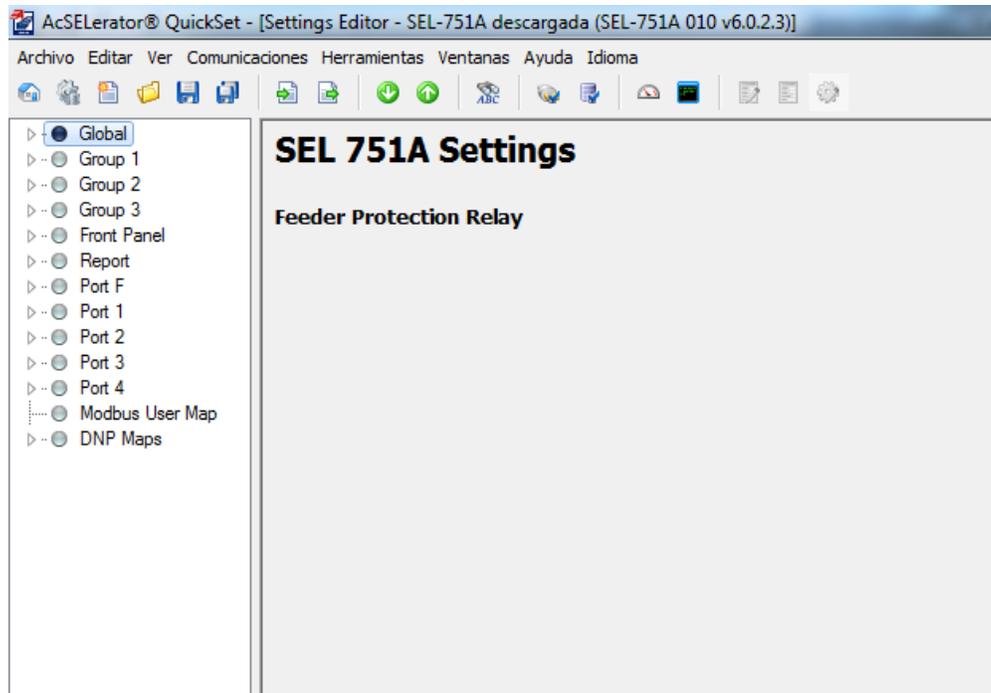


Figura 23. Pantalla principal de base de datos SEL 751A

3. Como es un relevador que solo utilizaremos para la protección electrónica primero se tiene que configurar la relación de transformación de los transformadores de corriente instalados en el equipo que para nuestro caso son de 400:5 lo que nos da una $CTR=80$. Para esto solo se da click en Grupo 1, Set 1 y Main.



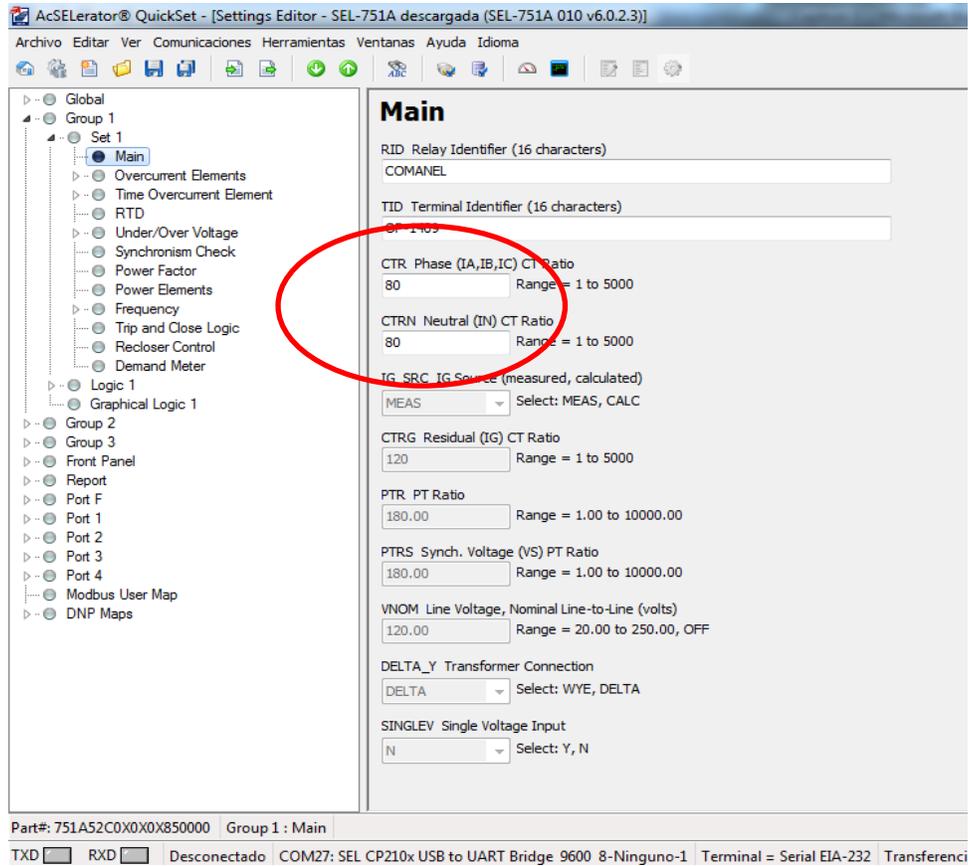


Figura 24. Configuración de la relación de transformación.

4. En el siguiente menú Overcurrent Elements es donde podemos configurar las protecciones 50.
- Phase Overcurrent (50P1P) = Protección 50 entre fases
 - Neutral Overcurrent (50N1P) = Protección 50 a neutro.
 - Residual Overcurrent (50G1P) = Protección 50 a Tierra.

Nota: el valor en Amperes que se le quiera configurar al equipo se debe de dividir entre la relación de transformación y es el valor que se le debe de introducir a la plantilla.



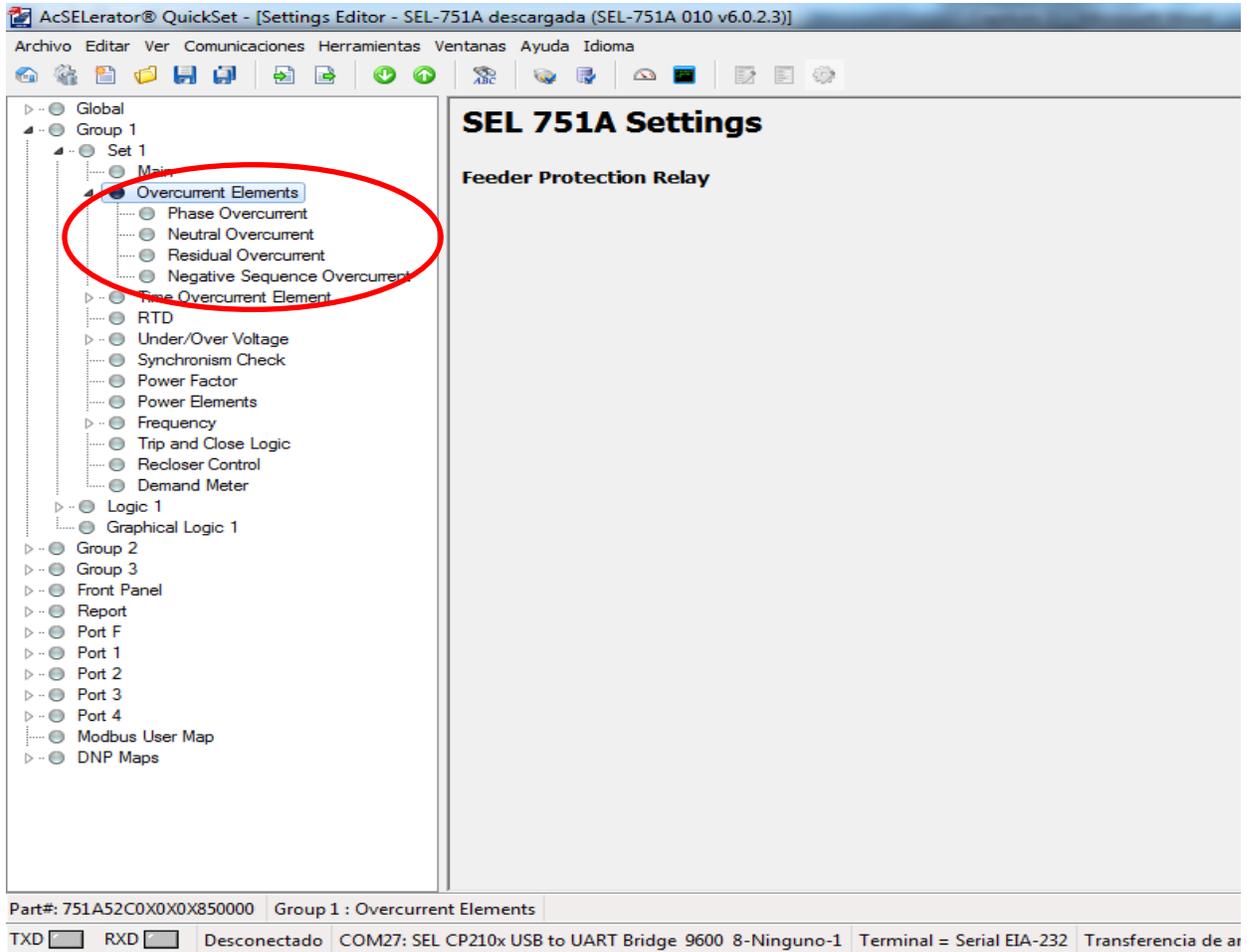


Figura 25. Configuración de protecciones 50.

5. Para la configuración de las protecciones 51 seguimos la misma temática en el menú Time Overcurrent Elements.

Nota: en cuanto a la protección 51 adicional al valor pico de corriente que se le configura se le debe de asignar una curva de acuerdo al Tabla 2 de la especificación CFE VM000-51 vigente, así como un retardo de tiempo (Time Dial).



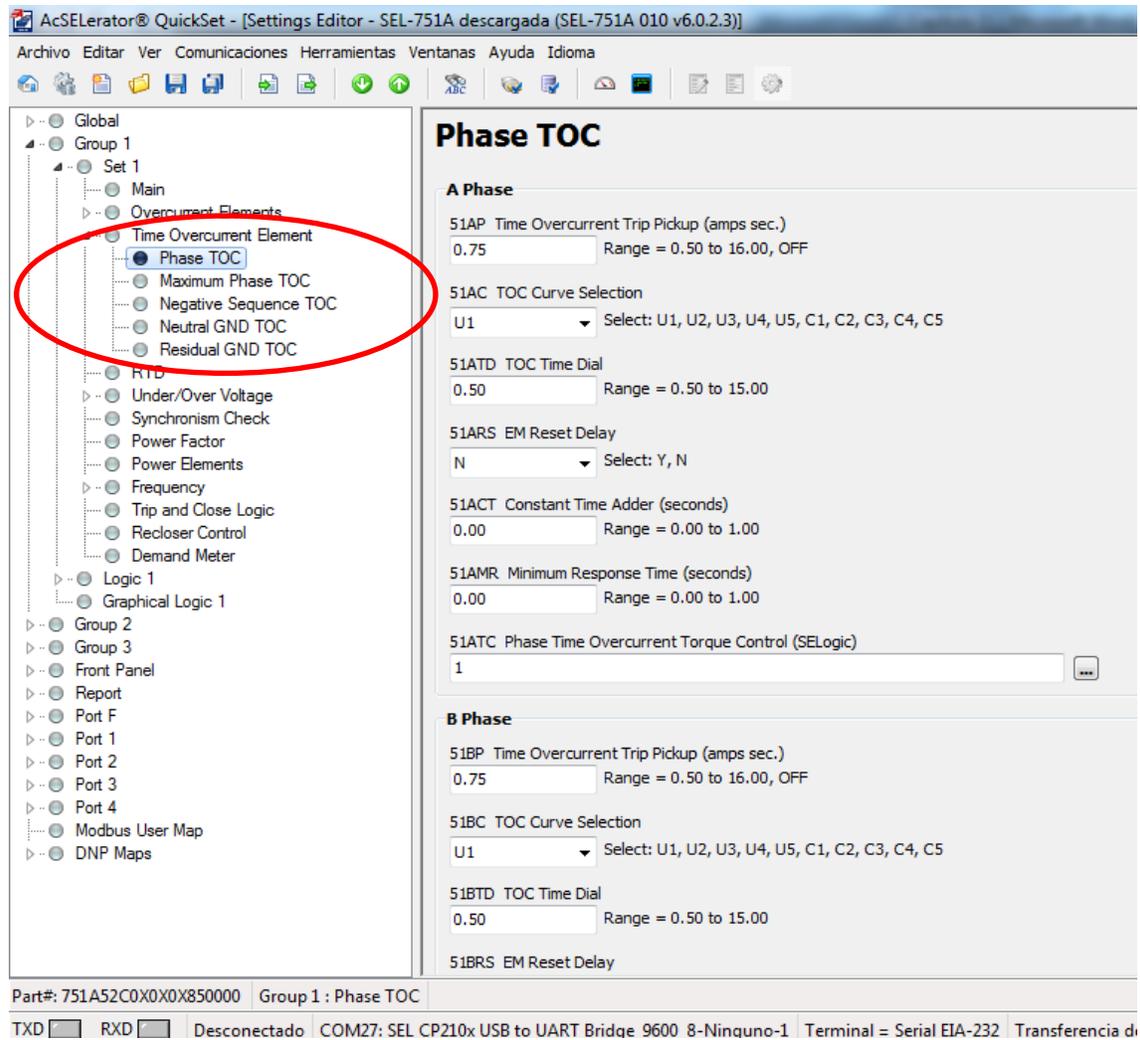


Figura 26. Configuración de protecciones 51.

- Posteriormente se dan de alta en la ecuación de disparo del relevador los elementos con los cuales requerimos que el equipo opere en este caso con los 6 que mencionamos con anterioridad (51P1T, 51G1T, 51N1T, 50P1P, 50G1P y 50N1P)



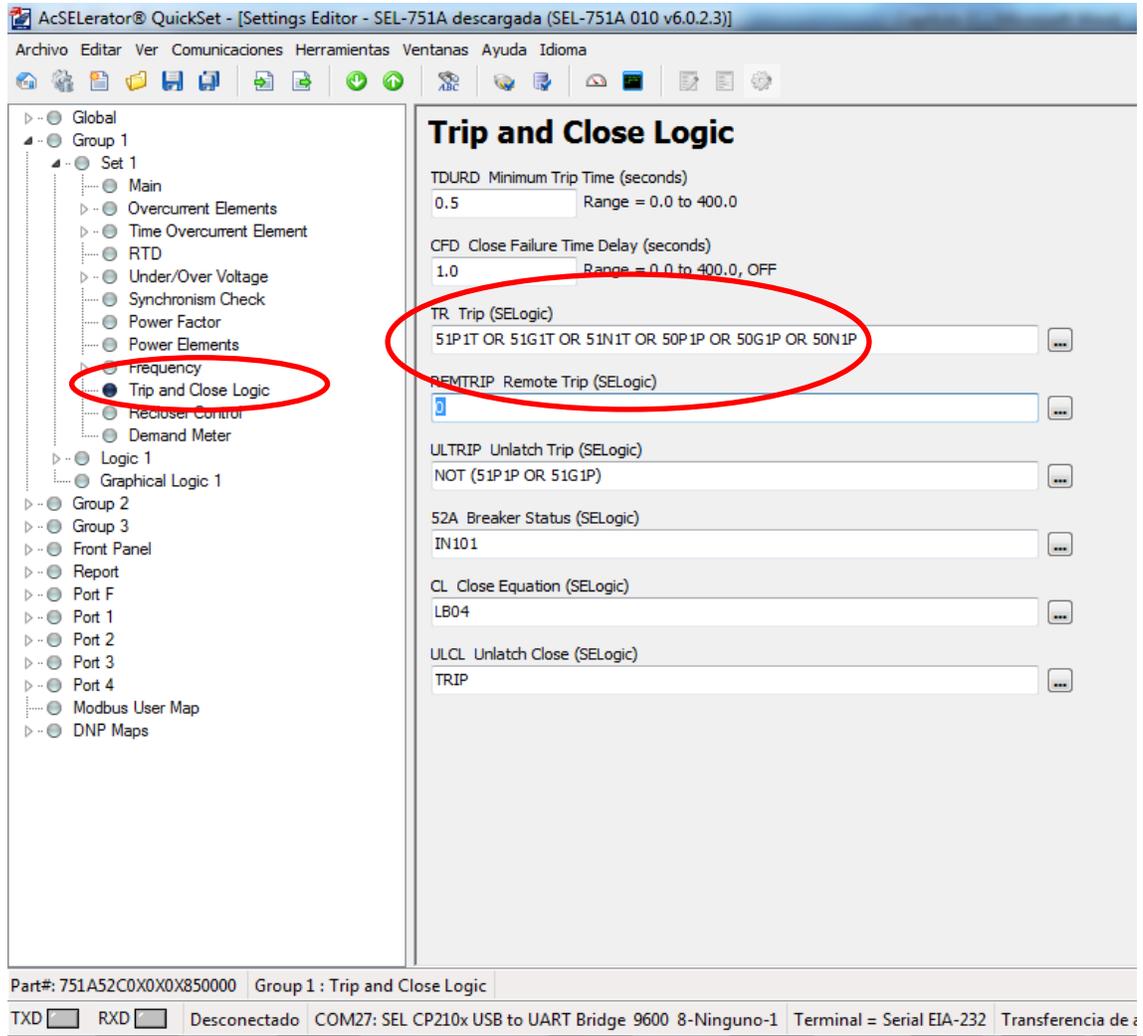


Figura 27. Elementos por los cuales el equipo va disparar.

7. Por último en la parte de Logic 1, Slot A se asigna el disparo a la OUT que mandará la orden de disparo al detectar sobrecorriente en alguno de los elementos configurados, que en este caso es en la Out102.



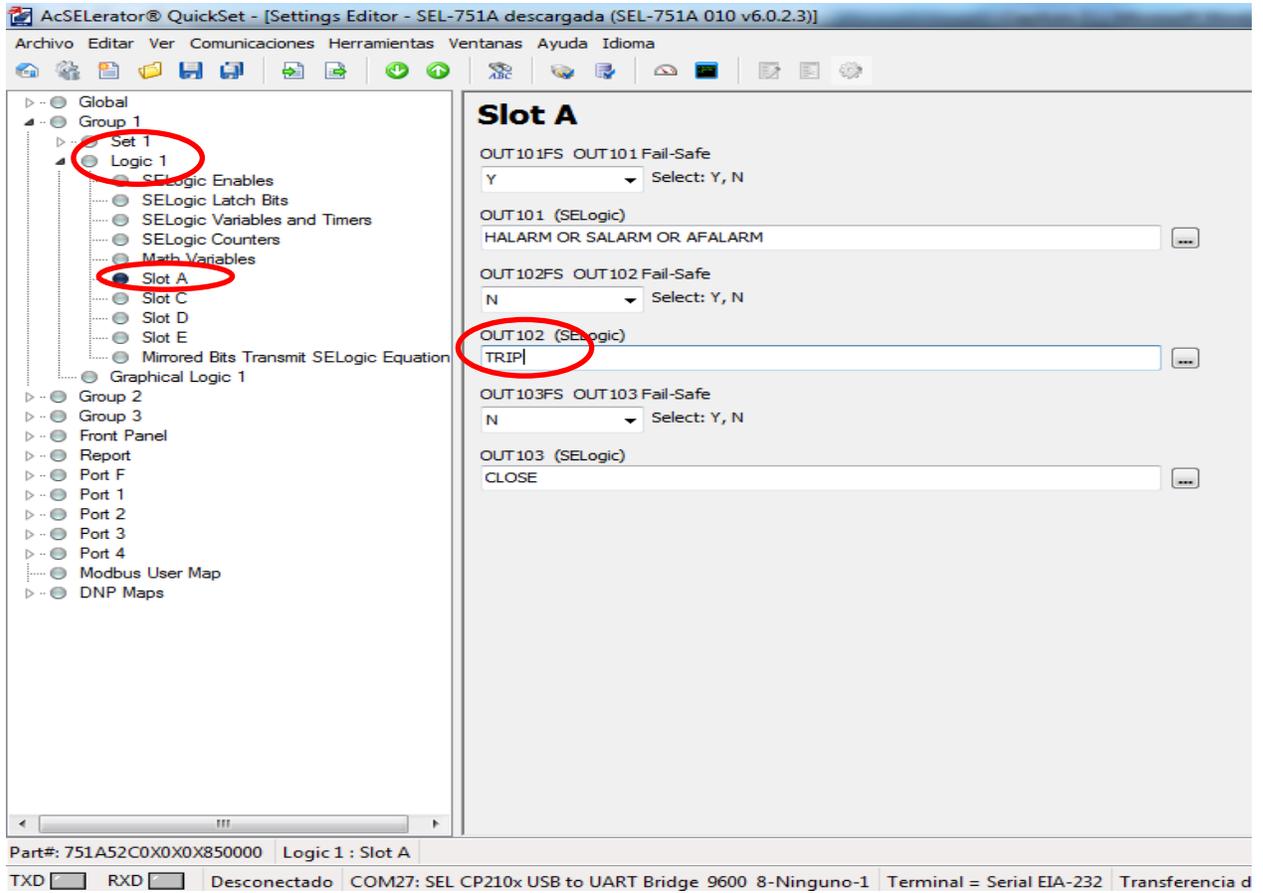


Figura 28. Asignación de salida de disparo.

8. Una vez terminada nuestra plantilla solamente se la enviamos al relevador y el equipo queda listo para su operación.



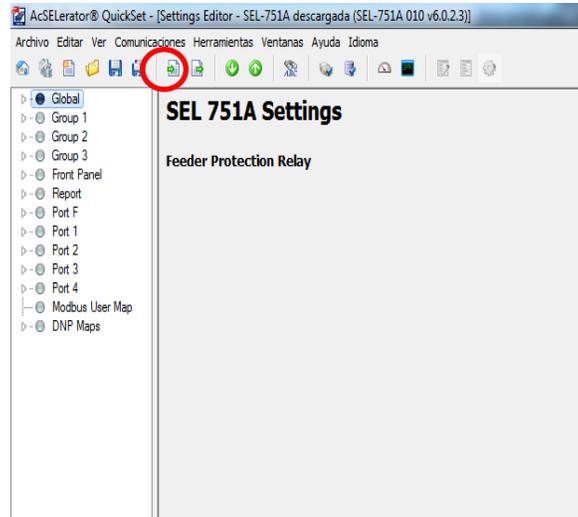


Figura 29. Envió de nuevos ajustes configurados.





CAPÍTULO 4. SECCIONADOR DE DISTRIBUCIÓN MARCA COMANEL TELECONTROLADO

Los SECCIONADORES COMANEL telecontrolados son aquellos en los que las vías de alimentación e incluso (según el pedido) las vías de derivación están equipadas con moto-actuadores que operan la apertura y cierre de las vías a distancia desde un centro de control. Estos equipos están equipados con antena y radio de comunicación para dicha operación REMOTA.

Localmente las operaciones de los motores están controladas, así como la protección electrónica del equipo, por un relevador de protección. Dependiendo del modelo de seccionador puede variar el modelo del relevador de protección.

Estos equipos telecontrolados son operados a través del protocolo de comunicación DNP-3.0 nivel 2 o IEC 61850 para enlazar el equipo con la maestra por medio de cualquiera de los siguientes medios: Radio, GPRS, ETHERNET o Fibra Óptica. Al ser telecontrolado este equipo podrá ser operado a través de la UCM de CFE contando con los controles arriba indicados así como también con las posiciones de local remoto, indicaciones de niveles de presión de gas, medición de corrientes, indicación de disparo en las vías de derivación.

La composición general de los seccionadores telecontrolados es igual a los seccionadores manuales con la diferencia que se le adicionan los elementos necesarios para que CFE pueda tener una supervisión total del seccionador.





En este capítulo ya no se describirán las partes generales que lleva el seccionador (Descritas en el capítulo 3) solamente se desarrollaran las características particulares del seccionador telecontrolado.

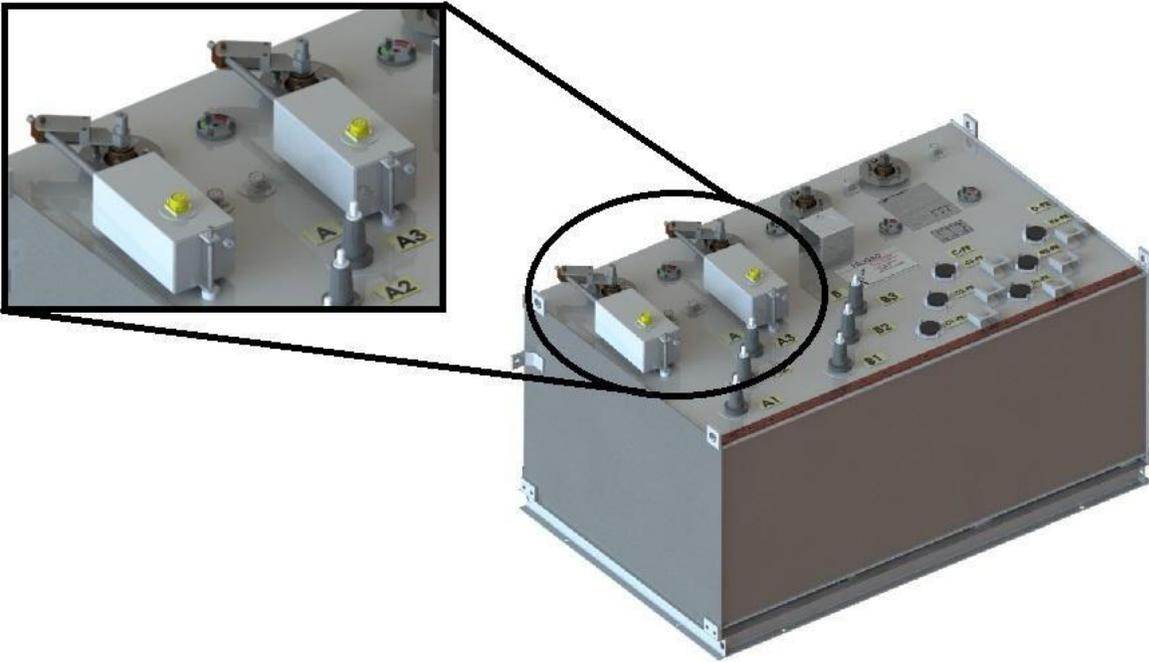


Figura 30. Ejemplo de un seccionador telecontrolado en las vías de entrada.

4.1 Componentes del seccionador de Telecontrolado

Como se mencionó en el apartado anterior los componentes tales como dispositivos de interrupción, indicadores de posición, mirillas, etc son idénticos a los componentes del seccionador manual, la diferencia es que en los telecontrolados tenemos moto-actuadores para manipular los mecanismos internos y no se tiene que ir a sitio para operar el equipo, gracias a los elementos que a continuación se describirán se facilitan las maniobras a personal de campo y es mucho más útil y práctico para el usuario.





4.1.1 Motor Dayton

Se adiciona un moto-actuador para cada una de las vías que se quiera telecontrolar y este tiene la función de llevar a cabo la apertura y cierre de cada vía ya sea en forma local mandando la orden del relevador y vía remota enviando la orden desde la central maestra.

Al motor se le adiciona un envolvente con la finalidad de tener hermeticidad en su interior y sea capaz de realizar su función bajo condiciones extremas esto en equipos sumergibles, ya que en muchas ocasiones la bobedas se encuentran inmersa de agua, lodo basura etc.

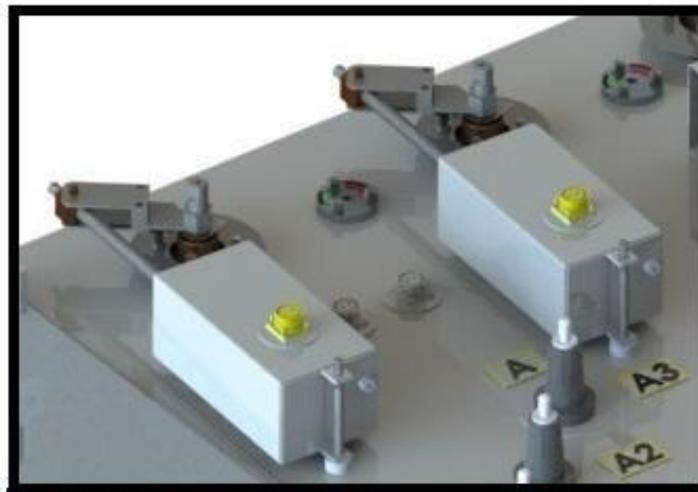


Figura 31. Motores Dayton en un seccionador sumergible.

4.1.2 Conmutador de posiciones

Este es un elemento que se adiciona en el interior del tanque y nos sirve para mandar la señal al relevador de cuál es la posición en la que se encuentra la vía, ya sea abierta o cerrada este es un elemento de uso pesado, diseño funcional y versátil, construcción robusta y compacta, cuenta con protección contra ingreso de cuerpos solidos extraños, cuenta con terminales tipo tornillo lo que facilita las





conexiones y la función más importante no le afecta la presión de gas SF6 a la cual son cometidos los equipos.

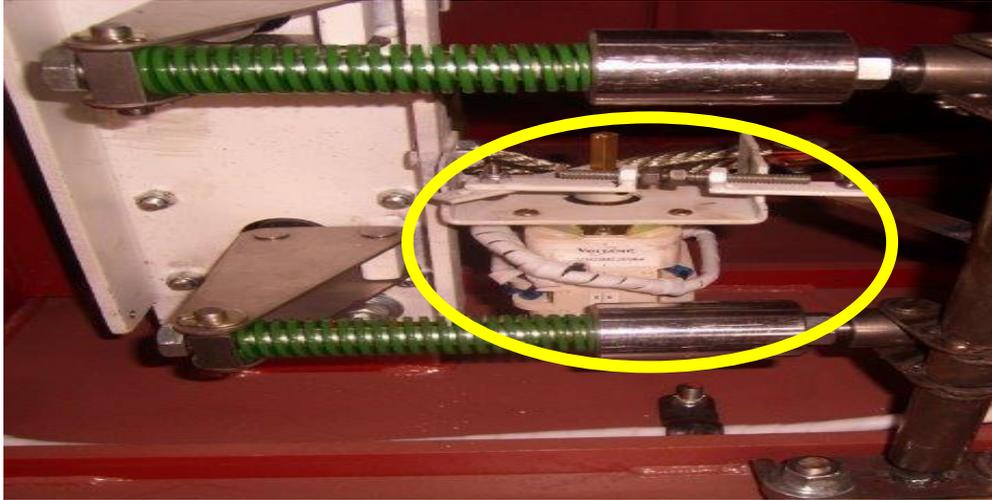


Figura 32. Conmutador de posiciones instalado dentro del tanque.

4.1.3 Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente son una parte esencial para el equipo ya que con ellos se puede proporcionar la protección electrónica y/o medición de corriente de cada fase en cada una de las vías si es que así se requiere.

COMANEL utiliza transformadores de corriente marca Artech, estos transformadores tiene una fabricación especial para el acomodo dentro del seccionador y actualmente solo se utilizan dos modelos el de 600:5 para las vías de 600 A y 400:5 para las vías de 200 A.

Los transformadores de corriente son colocados en la parte interna del tanque paralelo a las boquillas de conexión tal como se muestra en la figura 33.





Figura 33. TC'S en el interior del tanque.

4.1.4 Tablilla cortocircuitadora de los TC'S

Los TC'S antes de ser conectados al relevador pasan por una tablilla la cual nos asegura realizar cualquier desconexión en la parte de afuera del seccionador si correr el riesgo, ya que por ningún motivo se deben de dejar los TC'S abiertos. El suministro de energía de los equipos genera tensiones muy elevadas en dichos terminales y puede dañar el aislamiento, provocando graves problemas de seguridad para las personas expuestas.



Figura 34. Tarjeta cortocircuitadora de los TC'S.





4.1.5 Transformadores de potencial (TP).

En este caso a los transformadores de potencial se les da un uso distinto, ya que la mayoría de las veces el cliente final solo pide que el equipo sea autoalimentado y en este caso al seccionador el seccionador solo lleva un TP.

Actualmente la tendencia de los seccionadores es llevar al menos 3 TP'S para poder medir el voltaje de cada una de las fases en un sistema trifásico, ya que una vez teniendo magnitud de voltaje y con las mediciones de corriente se puede obtener potencia reactiva, capacitiva y aparente lo cual permite tener un mejor control del sistema a personal de CFE.

En algunas ocasiones más escasas CFE solicita TP'S en cada fase de las vías alimentadoras, debido a que en la mayoría de las veces a un seccionador lo alimentan circuitos de diferente subestación y esto nos sirve como parámetro para ver el desbalance que existe en los circuitos.



Figura 35. Equipo con 6 TP'S





4.1.6 Otros componentes

Además de los componentes mencionados en el presente capítulo el seccionado y en el capítulo 3 el seccionador se compone de:

- Buses de cobre- los cuales dependen del tamaño del seccionador pero siempre componen el bus principal.
- Tornillería- esta es amplia y muy variada ya que para sujetar todos los componentes se internos, toda la tornillería es de acero inoxidable y todas las tuercas que se utilizan en el interior son tuercas de seguridad para aumentar la confiabilidad del seccionador con el paso de las operaciones.
- Boquillas: estas pueden ser tipo perno cuando son de 600 A y tipo pozo cuando son de 200 A. estas dependen del arreglo que se solicite en la fabricación, pueden ser todas de 600 o todas de 200 o cualquier arreglo que se requiera.
- Conectores Anphenol- estos conectores son especiales ya que permite realizar conexiones seguras desde el interior del seccionador hasta el exterior sin que el tanque pierda la hermeticidad, ya que es una parte fundamental principalmente en los equipos en SF6.
- Cable de control- Este es un cable de control especial, el cual permite las conexiones desde el tanque hasta el control. Este tipo de cable tiene la capacidad de no permitir el ingreso de humedad en su interior aun cuando se encuentre por periodos muy prolongados bajo el agua tal como sucede en los seccionadores sumergibles.





Figura 36. Seccionador en etapa final de pruebas.

4.2 Control del seccionador

El control del seccionador es un dispositivo electrónico, con o sin autonomía, de protección, medición, control y comunicación conformado por: el panel de control frontal, la fuente de alimentación, el cargador de baterías, la batería de respaldo, tablillas de interconexión con cableado y la cavidad para albergar un equipo de comunicaciones [8].

El control del seccionador es también llamado Dispositivo Electrónico Inteligente (DEI). Este control es armado completamente en planta COMANEL y se compone de los elementos que se describen en el siguiente apartado de este capítulo.





4.2.1 Relevador de protección

El relevador es la parte más importante del seccionador ya que COMANEL utiliza diferentes modelos de acuerdo a las características solicitadas en el seccionador (Ver Anexo 2), pero todos los relevadores a utilizados cumplen con las características solicitadas en la especificación CFE-VM00051 vigente y están en el listado de relevadores homologados que emite el LAPEM.

En cuanto al relevador se tratara el tema más a detalle en los siguientes apartados.

4.2.2 Cargador de Baterías

En los seccionadores telecontrolados se utiliza un cargador de baterías marca SEL Modelo 9310 el cual proporciona auxiliar de 48 Vdc para los relés SEL, disyuntores, o cargas similares y tiene la capacidad de cargar baterías de plomo tan grandes de hasta 12Ah. Tras la interrupción de CA, una vez restablecida, este elemento comienza a cargar las baterías hasta llegar a carga optima y en ese momento queda funcionando normalmente. Su voltaje nominal de entrada son 120 VCA (aunque los hay disponibles para 240 VCA).

- Algunas otras características son las siguientes:
- Suministro de energía -Una simple y económica fuente de energía auxiliar de 48 Vdc para relés de protección, interruptores de circuito u otras cargas.
- Cargador de baterías - Carga de baterías de temperatura compensada, con un método de regulado de carga. Utiliza carga de flote de voltaje constante para mantener la batería a su capacidad óptima.
- Supervisión y alarma - Supervisión constante de energía AC/DC, con respuesta de contacto durante las fallas de cualquier suministro.





Figura 37. Cargador Marca SEL Modelo 9310.

4.2.3 UPS

La UPS en los seccionadores COMANEL está constituida por el cargador de baterías descrito en el apartado anterior y por 4 baterías marca Power Safe modelo SBS-J13, la cual nos arroja 48 VCD.

Las baterías de la gama PowerSafe SBS utilizan tecnología exclusiva y de reconocido prestigio para ofrecer una gama superior de baterías reguladas por válvula y de duración prolongada en configuraciones compactas y de alta densidad de energía. La gama PowerSafe SBS se fabrica siguiendo las normas internacionales más estrictas, estando su uso y fiabilidad especialmente recomendado para todas las aplicaciones de comunicación sin cable y de línea fija.





Figura 38. Baterías que conforman la UPS.

Las baterías PowerSafe SBS están diseñadas para soportar altas temperaturas y condiciones ambientales difíciles. Sus placas de avanzada tecnología y los métodos de fabricación empleados por EnerSys convierten a las baterías PowerSafe SBS en la mejor opción para una vida de servicio de larga duración y sin problemas. La temperatura máxima de trabajo de la serie PowerSafe SBS J puede ampliarse hasta 80°C (176°F) mediante un revestimiento metálico de protección opcional (Anexo 3).

4.2.4 Fuente de Poder

La fuente de poder es un elemento que sirve principalmente para absorber la corriente que demandan los motores para su operación. La fuente tiene la función de rectificar la CA que obtenemos de TP que se tiene internamente en el seccionador.

A la fuente de poder se le inyectan 120 VCA y esta con los elementos que





contiene tiene la función de convertir a 12 y 24 VCD, 12 para el disparo de la protección electrónica y el medio de comunicación y 24 para la operación de los motores.

También esta fuente de poder tiene la capacidad de cuando se pierde la VCA proveniente del TP interno del seccionador, la fuente hace el cambio para que el control pueda seguir operando con las baterías sin perder ninguna de sus funcionalidades.

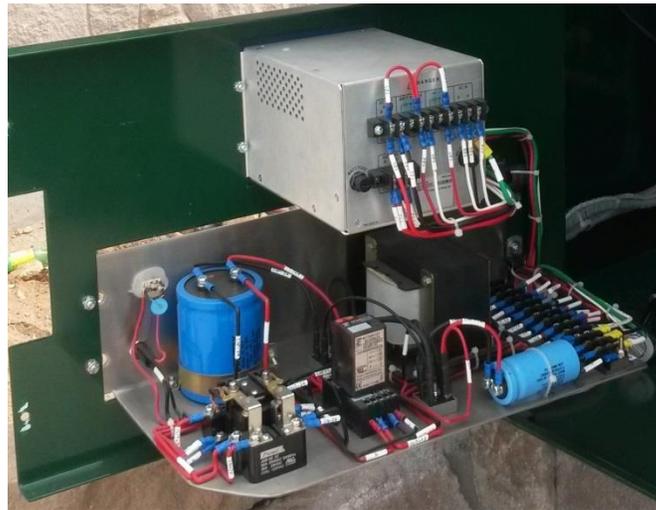


Figura 39. Parte trasera de la fuente de poder.

4.2.5 Convertidores Vicor

Como ya se comentó en apartados anteriores el banco de baterías es de 48 VCD pero nosotros en nuestro control requerimos 24 VCD para la operación de los motores y 12 VCD para la operación de la protección electrónica y el medio de comunicación entonces los convertidores VICOR son elementos que nos realizan esta función, en otras palabras, durante la ausencia de VCA estos convertidores nos permiten tener el equipos con su funcionalidad al 100% y lo más importante, sin reducir la vida útil de las baterías ya que la potencia demandada por la carga





es absorbida por estos elementos.

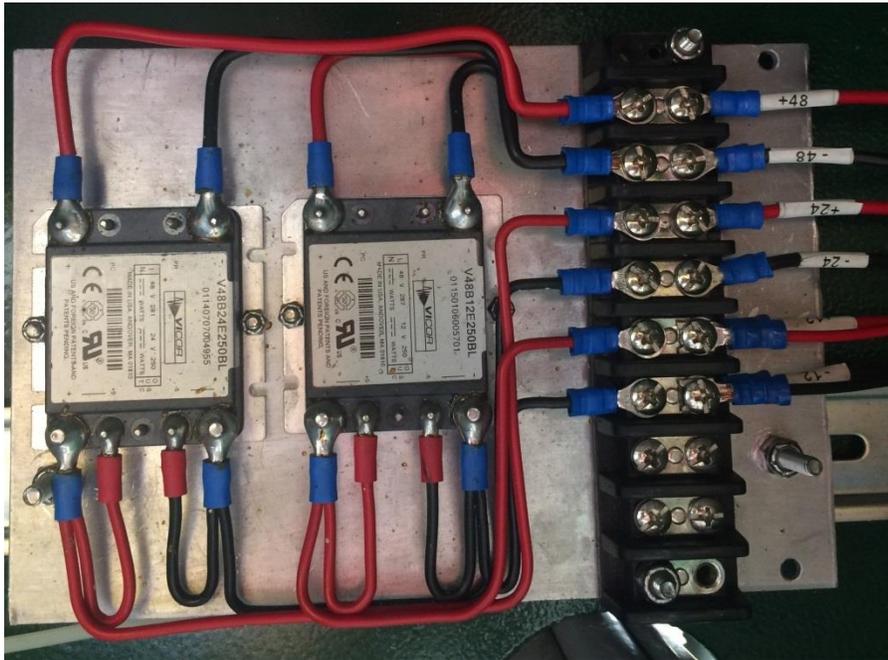


Figura 40. Convertidores Vicor Instalados dentro del control.

4.2.6 Relevadores encapsulados:

Los relevadores encapsulados tipo SCHACK tiene la finalidad de que le motor gire en ambos sentidos dependiendo de la orden que se le mande, en otras palabras, el motor Dayton es un elemento de CD el cual se utiliza para realizar apertura y cierre en cada una de las vías, entonces al realizar un arreglo con estos relevadores encapsulados se tiene un control total del motor y se tiene la seguridad que la señal que se le mande siempre será la que realice el motor lo cual nos lleva a realizar operaciones erróneas en el seccionador [Ver anexo 4].





Figura 41. Relevadores encapsulados.

4.2.7 Termomagnéticos.

Los termomagnéticos en el control COMANEL son integrados como medio de protección, para que el voltaje no llegue directamente al relevador. Ya que de existir una variación en el sistema la falla solo llega a estos y el relevador no se ve afectado, ya que dicho relevador es un elemento de los más caros del seccionador.

Todos los elementos descritos en el punto 4.2 forman parte del control del seccionador y estos ya en conjunto cumplen con las siguientes características:

- 8 horas sin interrogaciones de la unidad terminal maestra,
- 6 horas con interrogaciones 2 veces por minuto de la unidad terminal maestra,
- 4 horas con interrogaciones 2 veces por minuto de la unidad terminal maestra y 1 ciclo de operaciones de apertura - cierre - apertura al final al término de la primera hora y otro ciclo cierre - apertura - cierre al término de la segunda hora.





Figura 42. Integración del control COMANEL vista frontal.



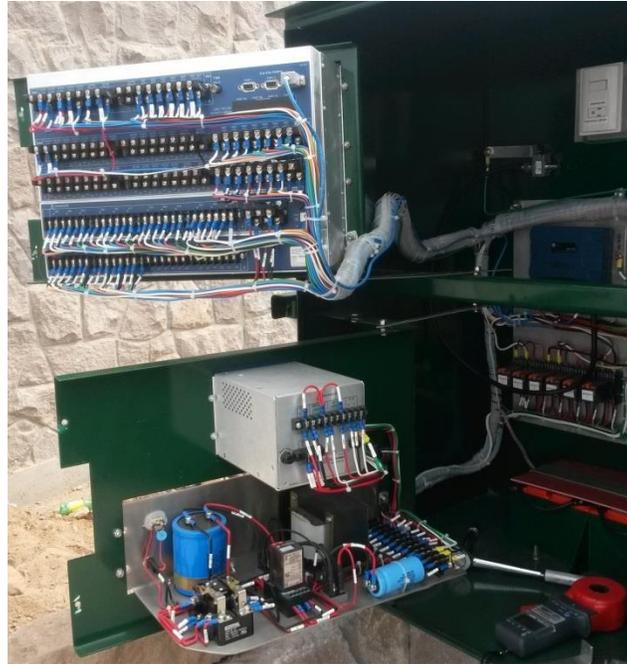


Figura 43. Integración del control COMANEL completo.

4.3 Relevador de Protección

El relevador de protección en pocas palabras es el cerebro del seccionador y en el seccionador telecontrolado aparte de la protección electrónica cumple muchas otras más funciones que se describirán en el siguiente apartado.

La selección del relevador de protección depende de las características del seccionador [Ver anexo 2].

Para este caso estaremos trabajando con un seccionador de 6 Vías, 2 entradas y cuatro salidas con protección electrónica, todas las vías telecontroladas, con medición de corriente en las vías de entrada y medición de voltajes en el bus principal. Por lo anterior necesitamos un relevador que tenga 6 devanados de corriente y al menos uno de voltaje. Para este caso utilizaremos un Relevador Marca SEL Modelo 487E. el cual tiene la siguiente descripción:

- *Sincrofasores*: Envíe mensajes de sincrofasores IEEE C37.118 a través de





comunicaciones seriales o Ethernet para detectar flujos de rizo reactivo, cambiar la estimación de estado a medición de estado y proporcionar una advertencia temprana de inestabilidad potencial en el sistema. Aplique funciones de control basadas en ángulos de fase, corrientes y voltajes para aplicaciones básicas o avanzadas. Envíe datos de sincrofasores para para simplificar la arquitectura y mejorar las operaciones del sistema. Para aplicaciones que requieran una unidad dedicada de medición de fasor (PMU), elija la unidad de medición de fasor de estación SEL-487E-4.

- *Protección de diferencial de corriente con dos o cinco restricciones:* Logre una protección de diferencial rápida, sensible, confiable y segura. Una pendiente de dos etapas se adapta de manera automática a condiciones de falla internas o externas, incluso con saturación de CT y formas de onda gravemente distorsionadas.
- *Protección adicional:* Aplique dos entradas de voltaje trifásico para protección de sobre y bajo voltaje, frecuencia y Volts por Hertz. Haga direccional cualquier elemento de sobrecorriente con el uso de elementos direccionados polarizados de voltaje como entradas de control de torsión para los elementos de sobrecorriente. Implemente protección de respaldo de transformador y alimentador con el uso de elementos adaptativos de tiempo-sobrecorriente (IDMT). Aplique tres elementos de falla de tierra restringida (REF) independientes para detección de falla de tierra sensible en aplicaciones de transformador con conexión a tierra en estrella.
- *Seguridad y confianza:* Proporcione seguridad máxima durante fallas externas y condiciones de afluencia magnetizadora del transformador. Detecte fallas internas con rapidez, durante condiciones de energización o de operación normal, con el uso de elementos combinados de bloqueo armónico y diferencial de restricción. Detecte fallas de devanado de giro a giro con hasta dos por ciento del devanado total del transformador, con el elemento diferencial de secuencia negativa.
- *Supervisión y administración de activos:* Supervise los activos críticos de





subestación con el modelo térmico IEEE C57.91 para transformadores sumergidos en aceite mineral. Entre las avanzadas características de supervisión se incluyen supervisión de transformador a través de fallas, voltaje de batería de subestación y supervisión total de desgaste de interruptor.

- *Medición y reporte:* Elimine los requerimientos de registros y medidores externos con los reportes de eventos oscilográficos, el Registro Secuencial de Eventos (SER) y mediciones de energía trifásica. Aplique estas herramientas para simplificar el análisis post-falla y mejore su comprensión de las operaciones de los esquemas de protección.
- *Comunicaciones flexibles:* Una opción de tarjeta Ethernet proporciona dos puertos de cobre o fibra para redundancia de falla.

Entre los protocolos de comunicaciones Ethernet disponibles se incluyen FTP, Telnet, DNP3 LAN/WAN, SNTP, [IEC 61850](#) y [sincrofasores IEEE C37.118](#).

Los cuatro puertos seriales independientes EIA-232 soportan Fast Message de SEL, ASCII de SEL, ASCII comprimido, Fast Operate de SEL, Fast Meter de SEL, Fast SER de SEL, comunicaciones mejoradas Mirrored Bits®, DNP3 nivel 2 Outstation más marcado, Virtual Terminal y comunicaciones con los módulos RTD de la serie SEL-2600.

- *Recubrimiento de protección:* Proteja el equipo de ambientes hostiles y contaminantes del aire tales como el sulfuro de hidrógeno, cloro, sal y humedad.
- *Diseño resistente:* Confíe en el rango de temperatura de operación más amplio de la industria, de -40° a +85°C (-40°F a +185°F).
- *Automatización y control:* Implemente las ecuaciones de control SELogic con variables, temporizadores, bits de enclavamiento y elementos de control remoto SELogic para personalizar esquemas de protección y control avanzados. Use la lógica de control para reemplazar interruptores de control, cableado de RTU a relé, relés de cierre y luces





indicadoras de tablero tradicionales.

Al este modelo de relevador se le pueden dar las siguientes aplicaciones;

- Proteja transformadores grandes con conexiones de lado alto y bajo de interruptor y medio.
- Configure el SEL-487E en una aplicación típica de transformador de dos devanados y utilice las entradas de corriente trifásica racks para protección de respaldo del alimentador.
- Proteja transformadores de step-up de generador (GSU) y aplique los elementos térmicos integrados para supervisar las temperaturas de devanado tanto del generador como del transformador al mismo tiempo. Aplique el elemento de voltios por hertzios con configuraciones de dos niveles, para protección de sobreexcitación de condiciones de operación del generador cargado y no cargado. Configure los elementos de energía direccional para detectar condiciones de flujo de energía hacia adelante y hacia atrás para la supervisión y la protección del transformador GSU en aplicaciones principales de energía, suspensión, carga base y eliminación de pico.
- Ahorre tiempo y dinero y mejore la calidad del sistema de energía con los [sincrofasores SEL](#) (IEEE C37.118) desde los 24 canales análogos de manera simultánea (seis fuentes de voltaje y 18 de corriente). Con sincrofasores sobre comunicaciones seriales o Ethernet, usted detectará con facilidad flujos de rizo reactivo, cambiará la estimación de estado a medición de estado y proporcionará una advertencia temprana de inestabilidad potencial en el sistema.
- Implemente comunicaciones [Mirrored Bits](#)® para obtener teleprotección y control remoto mejorados.
- Configure el SEL-487E para protección diferencial del transformador en aplicaciones de transformador con el uso de hasta cinco corrientes





restringidas. Esto incluye transformadores unitarios con devanados terciarios. Use tres elementos REF independientes para la protección de devanados de conexión a tierra en estrella.

- Proporcione protección de respaldo con elementos de sobrecorriente de secuencia de fase, negativa y cero. Configure protección contra falla del interruptor con detección de disminución para detectar con rapidez las fallas del interruptor y minimizar los tiempos de coordinación del sistema.
- Aplique elementos de sobre y bajo voltaje y de frecuencia, junto con elementos de voltios por hertzios. Proporcione una protección adecuada de transformador para eventos fuera de frecuencia y condiciones de sobreexcitación.
- Simplifique el proceso de configuración del SEL-487E con el uso del nuevo editor de lógica gráfica (GLE) en el [software acSELerator QuickSet SEL-5030](#). El GLE le permite ver sus ecuacionesSELogic de manera gráfica; así, sus archivos de configuraciones pueden documentarse para una validación y puesta en servicio más fáciles. Convierta las ecuaciones de control SELogic existentes en diagramas fáciles de leer y guárdelos con las opciones de su QuickSet.
- Utilice el [software asistente analítico SEL-5601](#) para mostrar oscilogramas y diagramas vectoriales para analizar los reportes de eventos [5].

Aunque este relevador es uno de los más completos existentes en el mercado COMANEL sólo lo utiliza para funciones específicas las cuales son:

- ❖ Manejo de los Motoactuadores (Local y Remoto).
- ❖ Protección electrónica de las salidas del seccionador.
- ❖ Medición de voltajes en el bus de enlace.
- ❖ Como medio de enlace a la Unidad Central Maestra de CFE (UCM).





4.3.1 Asignación de contactos y devanados del relevador.

Para nuestro ejemplo ya se decidió que ser un seccionador telecontrolado en todas las vías dos entradas (Vía A y Vía B) y 4 salidas con protección electrónica (Vía C-PE, Vía D-PE, Vía E-PE, y Vía F-PE) de lo cual tenemos un total de 6 Vías.

Para lo anterior necesitamos de inicio 12 entradas digitales para que cada una nos indique el estado de cada vía (Abierto o Cerrado), más las alarmas que comúnmente pide personal de comunicaciones y control de CFE que son; falta de VCA, Falla de UPS y Sensor de Gas SF6, de lo que se obtienen 15 entradas digitales.

También se requiere salidas, para el disparo de la protección electrónica, que en este caso son 4 vías protegidas (se requieren 4 Salidas) y 12 salidas para la operación de los motores 2 por motor (Apertura y cierre). De lo anterior se tiene una asignación de acuerdo a la tabla 4.





Tabla 4. Asignación de entradas digitales y salidas en relevador

SEL-487E-2E-4S TC (6-MOT)			
OUT101	Disparo VIA C	OUT201	MANDO CIERRE VÍA C
OUT102	Disparo VIA D	OUT202	MANDO APERTURA VÍA C
OUT103	Disparo VIA E	OUT203	MANDO CIERRE VÍA D
OUT104	Disparo VIA F	OUT204	MANDO APERTURA VÍA D
OUT105	MANDO CIERRE VÍA A	OUT205	MANDO CIERRE VÍA E
OUT106	MANDO APERTURA VÍA A	OUT206	MANDO APERTURA VÍA E
OUT107	MANDO CIERRE VÍA B	OUT207	MANDO CIERRE VÍA F
OUT108	MANDO APERTURA VÍA B	OUT208	MANDO APERTURA VÍA F
		OUT209	DISPONIBLE
IN101	AUSENCIA VCA	OUT210	DISPONIBLE
IN102	FALLA UPS	OUT211	DISPONIBLE
IN103	INDICADOR CERRADO VÍA A	OUT212	DISPONIBLE
IN104	INDICADOR ABIERTO VÍA A	OUT213	DISPONIBLE
IN105	INDICADOR CERRADO VÍA B	OUT214	DISPONIBLE
IN106	INDICADOR ABIERTO VÍA B	OUT215	DISPONIBLE
IN107	SENSOR DE GAS		
IN201	INDICADOR CERRADO VÍA C		
IN202	INDICADOR ABIERTO VÍA C		
IN203	INDICADOR CERRADO VÍA D		
IN204	INDICADOR ABIERTO VÍA D		
IN205	INDICADOR CERRADO VÍA E		
IN206	INDICADOR ABIERTO VÍA E		
IN207	INDICADOR CERRADO VÍA F		
IN208	INDICADOR ABIERTO VÍA F		

En la tabla también se puede observar que nos quedan salidas disponibles, esto es porque los relevadores tienen una configuración de planta y nosotros nos tenemos que adaptar a ella o en algunos casos específicos se pueden modificar estas entradas y salidas pero esto incrementa el costo de dicho equipo.

Posteriormente se realiza la asignación de devanados, que también como





ya lo contamos se requieren 6 devanados de corriente (2 de medición Vías A y B) y 4 para protección electrónica (vías C, D, E y F). Así como un devanado de voltaje para censar potencial en el bus principal lo cual se puede observar en la tabla 5.

Tabla 5. Asignación de devanados de corriente y voltaje

SEL-487E-2E-4S TC (6-MOT)			
VAV	VOLTAJES BUS DE ENLACE	VAZ	DISPONIBLE
VBV			
VCV			
IY1	Corrientes Vía B	IAX	Corrientes Vía A
IY2			
IY3			
IAS	Corrientes Vía C	IAT	Corrientes Vía D
IBS			
ICS			
IAU	Corrientes Vía E	IAW	Corrientes Vía F
IBU			
ICU			

Teniendo esta asignación de contactos se procede a realiza el alambrado de acuerdo el cual queda de la siguiente forma.

Para mayor referencia del alambrado ver anexo 6, diagramas de alambrado.





Figura 44. Alambrado del relevador terminado.

4.3.2 Elaboración de las lógicas de operación de los motores

Para la elaboración de las lógicas de operación de los motores se deben de tomar en cuenta las necesidades del cliente final, que estas son descritas en la orden de compra de cada equipo.

La elaboración de la lógica es muy importante ya que en esta se deben describir todas las condiciones de operación, este relevador nos da la ventaja de programar conforma a nuestras necesidades, cada usuario va declarando variables como mejor le convenga.

En esta parte solo se describirá el enunciado de la operación de un motor sin protección electrónica (Vías A y B) y un motor de la vías protegidas (vías C, D, E y F). la lógica completa de este equipo se encuentra en el anexo 7.





4.3.2.1 Lógica de operación de cierre para motor.

El enunciado para la operación de cierre de un motor es la siguiente:

$((PB1_PUL \text{ AND NOT } LB01) \text{ OR } (RB02 \text{ AND } LB01)) \text{ AND } IN104 \text{ AND NOT } PCT02Q$

Dónde:

PB1_PUL = Presionar el botón 1.

LB01= es el Bit que nos indica que el equipo se encuentra en remoto.

RB02 = es el bit que nos permite la operación del equipo vía remota.

IN104 = De acuerdo a la tabla 4.1 es el indicador que nos dice la Vía A se encuentra abierta.

PCT02Q= es la variable que se habilita en el cierre de la Vía A.

Con lo anterior el enunciado del cierre de la Vía A nos dice *“presiona el botón uno y que el equipo no esté en remoto (operación local) o que levante el RB02 y que este en remoto (operación remota) y que la vía este abierta y que no esté habilitado el mando de apertura (PCT02Q)”*. Cumpliéndose estas condiciones el equipo realiza la operación de cierre.

La operación de cierre de todas las vías es idéntica lo único que cambian son las condicionantes que se tienen que cumplir para que el motor realice sus operaciones ya que cada motor tiene una entrada digital diferente.

4.3.2.2 Lógica de operación de apertura para motor.

Para la operación de apertura de las vías que cuentan con protección electrónica, además de la apertura normal (similar a la del mando de cierre),





cuando el relevador detecta algún elemento de protección de los configurados el relevador automáticamente manda la orden de apertura, tal como se muestra en el siguiente enunciado.

(((PB8_PUL AND NOT LB01) OR (RB07 AND LB01)) AND IN203 AND NOT PCT07Q) OR 51T02 OR 51T06 OR 50TP1 OR 50TG2

Dónde:

PB8_PUL = Presionar el botón 1.

LB01= es el Bit que nos indica que el equipo se encuentra en remoto.

RB07 = es el bit que nos permite la operación del equipo vía remota.

IN203 = De acuerdo a la tabla 4.1 es el indicador que nos dice la Vía D se encuentra Cerrada.

PCT07Q= es la variable que se habilita en el Apertura de la Vía D.

51T02= Sobrecorriente Alterna de Tiempo de Fases Vía D

51T06 = Sobrecorriente Alterna de Tiempo de Neutro Vía D

50TP1= Sobrecorriente Instantánea de Fases Vía D

50TG2 = Sobrecorriente Instantánea de Neutro Vía D

El enunciado anterior indica, que aparte de las condiciones normales de operación cuando el relevador detecta una sobrecorriente en alguno de los elementos escritos en la lógica (51T02 o 51T06 o 50TP1 o 50TG2) para cada motor, el relevador mandará la orden de apertura de dicha vía.

Con lo anterior descrito solo tenemos la operación de los motores, en forma local y vía remota que es una parte del telecontrol.





4.3.3 Configuración de protecciones

La configuración de protecciones en este relevador es bastante sencilla ya que de acuerdo a la tabla 5 a cada vía se le asigna un devanado de corriente y para la protecciones 50 así no lo muestra en la base de datos. Este relevador nos da la opción de tener varios grupos de ajustes pero siempre para la configuración se utiliza el grupo 1 y al igual que cuando se configura sólo la protección electrónica, la base de datos queda tal como lo indica la figura 45.

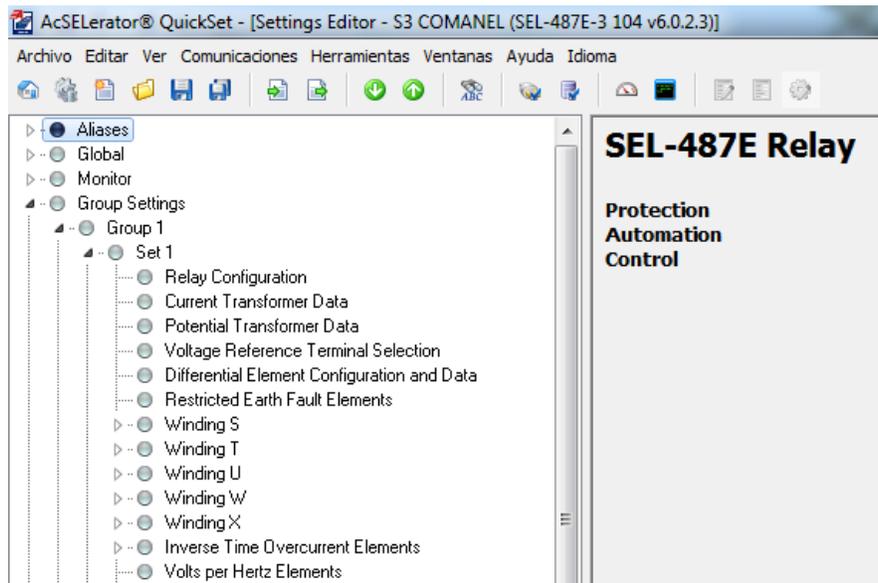


Figura 45. Configuración de protecciones en SEL-487E.

Al elegir alguna de las ventanas nos despliega las opciones que nos ofrece para configurar en cada devanado.



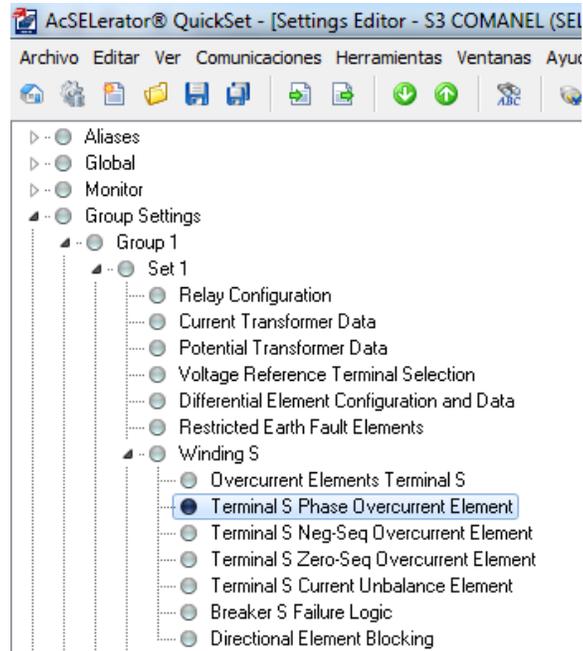


Figura 46. Opciones en devanado S (Vía C PE).

Dónde:

- **Terminal S Phase Overcurrent Element** = Sobrecorriente Instantánea de Fases Vía C
- **Terminal S Neg-Seq Overcurrent Element** = Sobrecorriente Instantánea de Secuencia negativa.
- **Terminal S Zero-Seq Overcurrent Element** = Sobrecorriente Instantánea de Neutro Vía C.

De las anteriores solo se utiliza el elemento 1 y 3, que son las que nos pide la especificación vigente. Para configurar el valor en Ampers solo se divide este valor entra la relación de trasformación y se le ingresa el resulta de esta división en el rubro correspondiente.



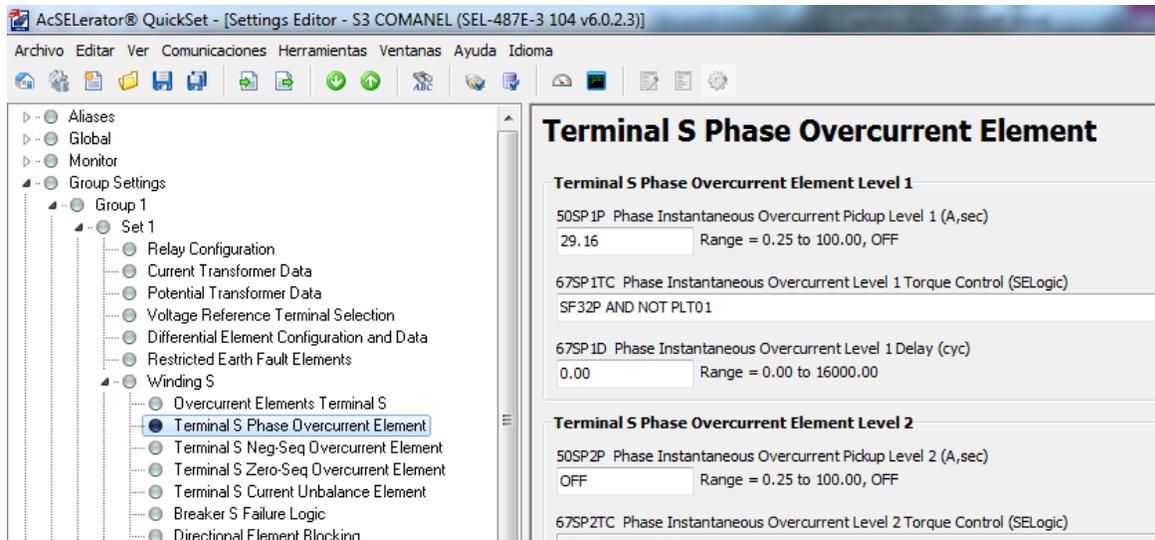


Figura 47. Configuración protección 50 en SEL 487E.

En el caso anterior se configuro un valor de 3500 A, ya que tenemos una relación de transformación de TC'S de 120, de lo anterior:

$$120 \times 29.16 = 3499.2 \approx 3500 \text{ A}$$

La configuración de protecciones 50 en todas las vías protegidas es idéntica, solo se debe de cambiar de devanado de acuerdo a la tabla 5.

Es importante mencionar que si el usuario así lo requiere, a cada vía se le pueden configurar valores diferentes de protección y esto no afecta el funcionamiento del equipo, ya que como se ha mencionado cada vía es independiente y completamente autónoma debido a que a cada vía se le asigna una salida de disparo.



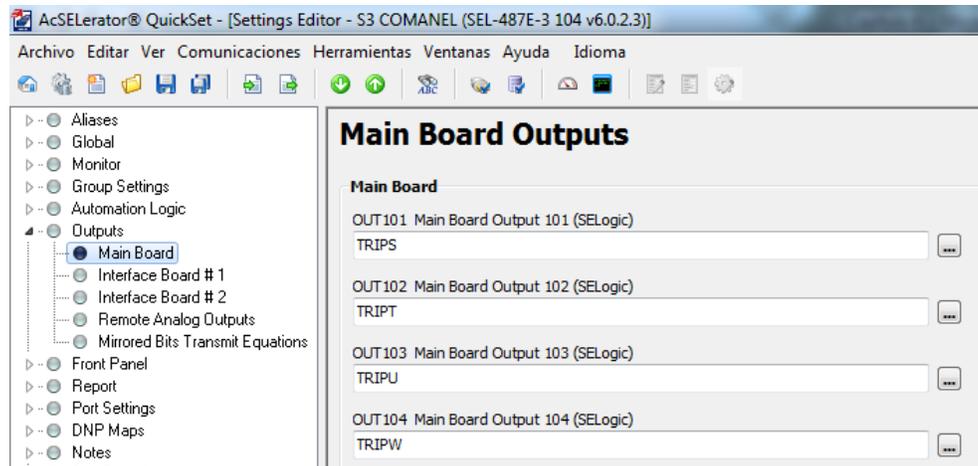


Figura 4.19 Asignación de Salidas de disparo a cada vía protegida.

4.3.3.1 Configuración de protecciones 51 en SEL 487E

Para realizar la configuración de la protección 51 el relevador cuenta con 10 elementos los cuales podemos seleccionar a nuestra conveniencia.

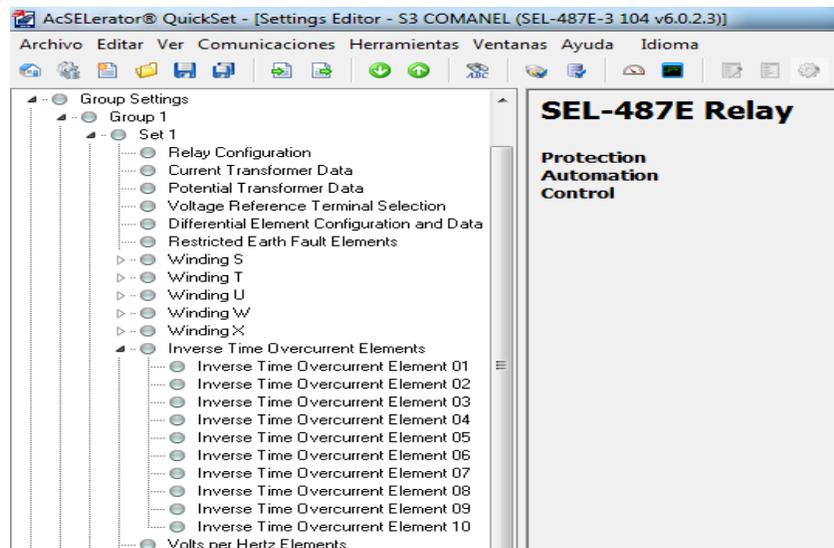


Figura 48. Elementos de sobrecorriente en relevador SEL 487E.





Para nuestro caso la asignación de los elementos se realiza de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 6. Asignación de elementos para protecciones 51 en vías protegidas.

Elemento	Protección	Corriente seleccionada
01	Sobrecorriente Alterna de Tiempo de Fases Vía C	IMAXSF
02	Sobrecorriente Alterna de Tiempo de Fases Vía D	IMAXTF
03	Sobrecorriente Alterna de Tiempo de Fases Vía E	IMAXUF
04	Sobrecorriente Alterna de Tiempo de Fases Vía F	IMAXWF
05	Sobrecorriente Alterna de Tiempo de Neutro Vía C	3I0SM
06	Sobrecorriente Alterna de Tiempo de Neutro Vía D	3I0TM
07	Sobrecorriente Alterna de Tiempo de Neutro Vía E	3I0UM
08	Sobrecorriente Alterna de Tiempo de Neutro Vía F	3I0WM

Tal como se muestra en la tabla con este relevador tenemos la opción de seleccionar el orden de configuración de protecciones simplemente se tiene que seleccionar la corriente para cada elemento, eligiendo el elemento del devanado que se requiera.



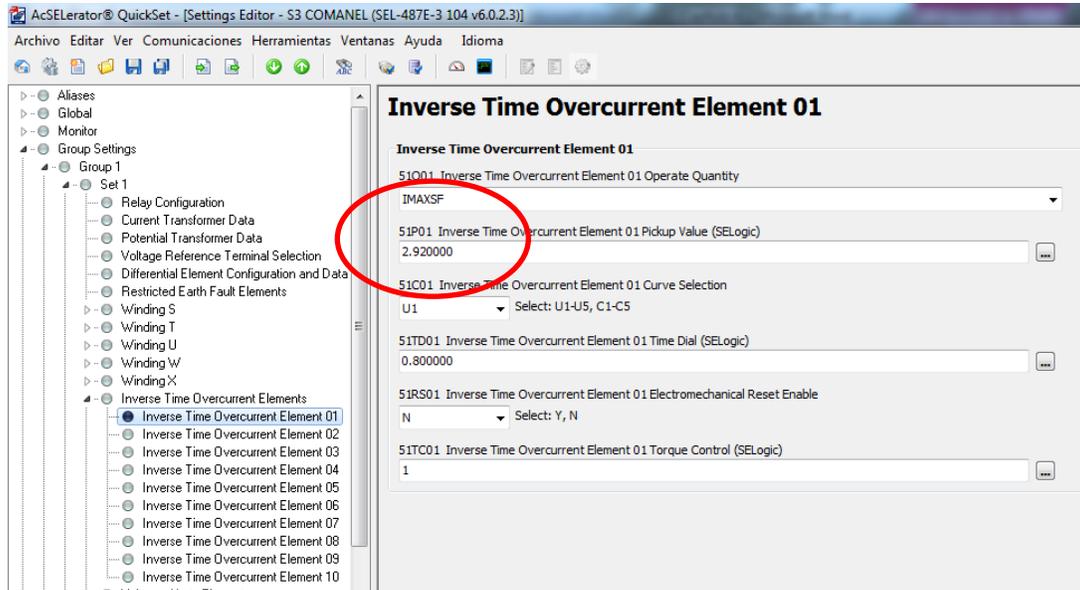


Figura 49. Asignación del elemento 01 a Sobrecorriente Alternada de Tiempo de Fases Vía C.

Tal como se muestra en la figura 49 en cada elemento se tiene que seleccionar la corriente con la que va a operar dicho elemento, después se configura el valor Pickup deseado (este valor se multiplica por la relación de transformación de los TC'S para obtener Amperes), la curva deseada y el retardo que se requiera. Estos valores los debe proporcionar CFE y/o el cliente de acuerdo al valor de corto circuito de la red en el punto donde se va a instalar el equipo.

La configuración del resto de las vías se realiza de la misma manera tomando en cuenta la Tabla 6.

4.3.4 Configuración de la función de monitor.

Esta función es una bondad más que nos ofrece el relevador SEL 487E, la cual es una entrada donde se mide la corriente directa del banco de baterías y esta medición es enviada vía DNP al centro de control de CFE.





Para tener esta función solamente se conecta a la entrada de esta función del relevador los cables provenientes del banco de baterías y son conectados en la terminal 25 y 26 de la parte trasera del relevador (figura 50).

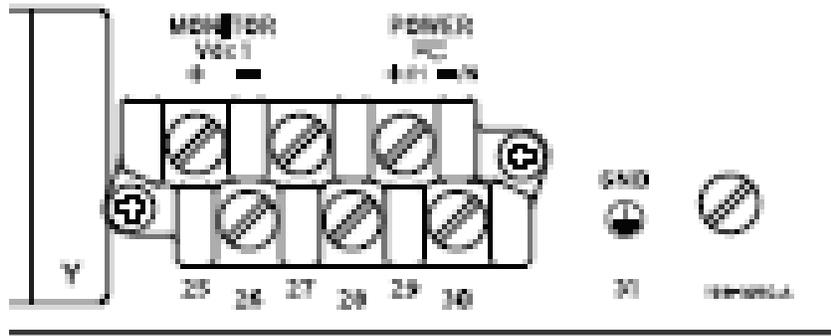


Figura 50. Bornera para conexión de medición VCD.

Adicional a la medición en tiempo real que nos ofrece esta función se puede configurar un valor mínimo y máximo de operación de las baterías y cuando el voltaje del banco de baterías sea menor o mayor según corresponda al valor configurado se manda la alarma a nivel superior, comúnmente se configura 46 y 55 VCD respectivamente como rango de operación de las baterías.

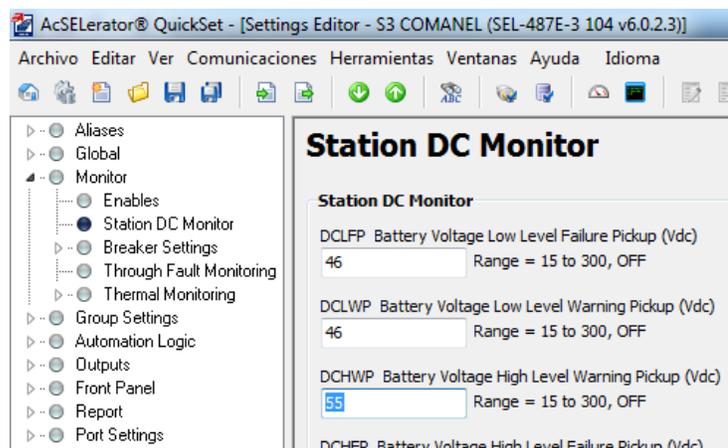


Figura 51. Configuración de rangos de operación de banco de baterías.





4.3.5 Configuración de variables en la función DNP.

De acuerdo a la asignación de variables (Tabla 4) y a la asignación de devanados (Tabla 5) se puede dar de alta en el relevador los estados que se requieran estar monitoreando desde el centro de control de CFE.

Para llevar a cabo esta configuración primero CFE debe de establecer sus necesidades, lo que para este caso queda la siguiente tabla (7).

Tabla 7. Mapeo a configurar referente a entradas binarias

ENTRADAS BINARIAS				
INDICE DNP	INDICE SEL	Valor	CONCEPTO	COMENTARIOS
0	BI_01	IN103	INDICADOR ABIERTO/CERRADO VÍA A	INDICADOR DE POSICION
1	BI_02	IN105	INDICADOR ABIERTO/CERRADO VÍA B	INDICADOR DE POSICION
2	BI_03	IN201	INDICADOR ABIERTO/CERRADO VÍA C	INDICADOR DE POSICION
3	BI_04	IN203	INDICADOR ABIERTO/CERRADO VÍA D	INDICADOR DE POSICION
4	BI_05	IN205	INDICADOR ABIERTO/CERRADO VÍA E	INDICADOR DE POSICION
5	BI_06	IN207	INDICADOR ABIERTO/CERRADO VÍA F	INDICADOR DE POSICION
6	BI_07	50FS	PROTECCION 50 VÍA C	INDICADOR
7	BI_08	50FT	PROTECCION 50 VÍA D	INDICADOR
8	BI_09	50FU	PROTECCION 50 VÍA E	INDICADOR
9	BI_10	50FW	PROTECCION 50 VÍA F	INDICADOR
10	BI_11	PSV13	PROTECCION 51 VÍA C	INDICADOR
11	BI_12	PSV14	PROTECCION 51 VÍA D	INDICADOR
12	BI_13	PSV15	PROTECCION 51 VÍA E	INDICADOR
13	BI_14	PSV16	PROTECCION 51 VÍA F	INDICADOR
14	BI_15	IN101	AUSENCIA DE VCA	INDICADOR
15	BI_16	PLT01	BLOQUEO DE PROTECCIONES	INDICADOR
16	BI_17	SG1	GRUPO 1 HABILITADO	INDICADOR
17	BI_18	SG2	GRUPO 2 HABILITADO	INDICADOR
18	BI_19	HALARM	FALLA DEL RELEVADOR	INDICADOR
19	BI_20	IN102	FALLA UPS	INDICADOR
20	BI_21	PCT20Q	BAJA NIVEL SF6	INDICADOR
21	BI_22	LB01	LOCAL/REMOTO	INDICADOR

Con base en la anterior tabla se procede a configurar dichos elementos en el relevador o cual nos queda de la siguiente manera:



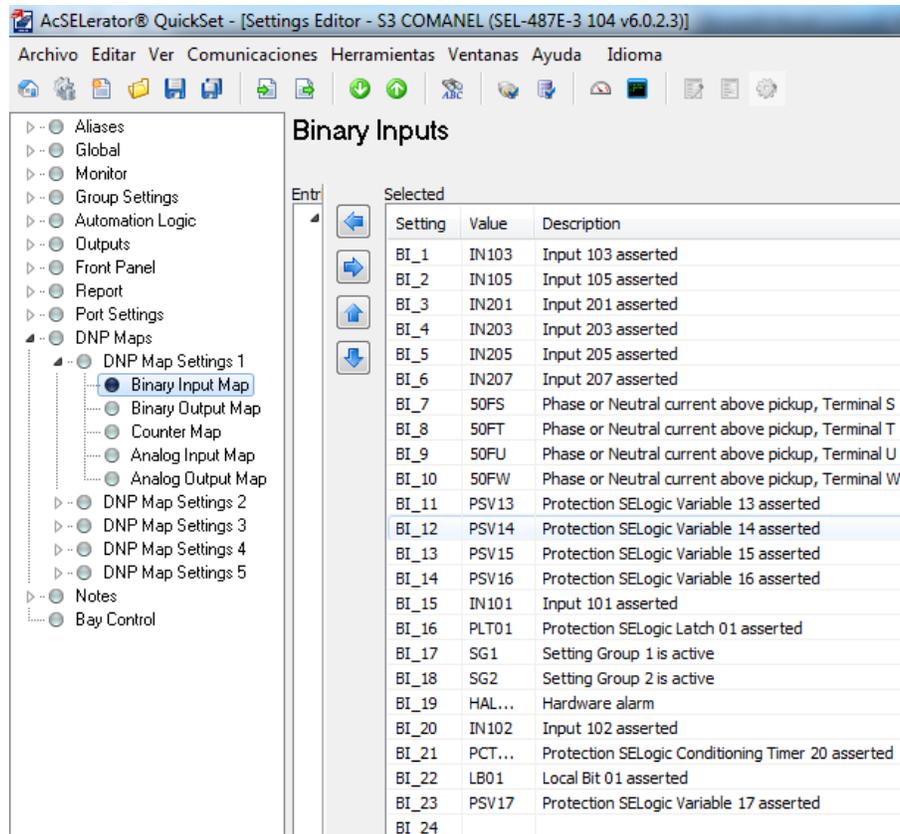


Figura 52. Configuración de entradas binarias en SEL 487E.

Después de dar de alta en el relevador las entradas digitales, se tienen que programar las salidas, las cuales nos sirven para operar los motores vía remota, en esta parte al igual que as entradas solo se tienen que dar de alta en el orden solicitado por CFE.





Tabla 8. Mapeo de Salidas Digital

SALIDAS BINARIAS (CONTROLES)				
INDICE DNP	INDICE SEL	VALOR	CONCEPTO	COMENTARIOS
00	1	RBO1:RB02	CIERRE/APERTURA VIA A	MANDO DOBLE
01	2	RB03:RB04	CIERRE/APERTURA VIA B	MANDO DOBLE
02	3	RBO5:RB06	CIERRE/APERTURA VIA C	MANDO DOBLE
03	4	RB07:RB08	CIERRE/APERTURA VIA D	MANDO DOBLE
04	5	RBO9:RB10	CIERRE/APERTURA VIA E	MANDO DOBLE
05	6	RB11:RB12	CIERRE/APERTURA VIA F	MANDO DOBLE
06	7	RB13:RB14	BLOQUEO DE PROTECCIONES	MANDO DOBLE
07	8	RB15	CAMBIO DE GRUPO DE AJUSTES	MANDO SENCILLO
08	9	RB16	CAMBIO DE GRUPO DE AJUSTES	MANDO SENCILLO

Siguiendo el mismo procedimiento de las entradas digitales se da de alta en el relevador las salidas binarias quedando de la siguiente manera.

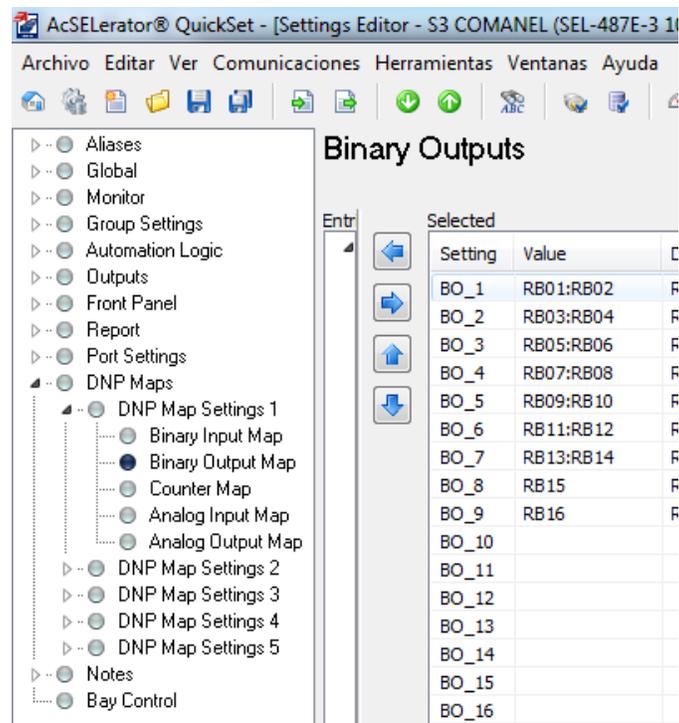


Figura 53. Configuración de salidas binarias en SEL 487E.

Por último se deben de configurar las entradas analógicas, que son las mediciones de corrientes y voltajes en tiempo real, siguiendo el mismo





procedimiento.

Tabla 9. Mapeo de Entradas Analógicas

ENTRADAS ANALOGICAS				
INDICE DNP	INDICE SEL	VALOR	CONCEPTO	COMENTARIOS
0	AI_1	IAXFMC	CORRIENTE FASE A VIA A	VALOR EN TIEMPO REAL
1	AI_2	IBXFMC	CORRIENTE FASE B VIA A	VALOR EN TIEMPO REAL
2	AI_3	ICXFMC	CORRIENTE CASE C VIA A	VALOR EN TIEMPO REAL
3	AI_4	IY1FMC	CORRIENTE FASE A VIA B	VALOR EN TIEMPO REAL
4	AI_5	IY2FMC	CORRIENTE FASE B VIA B	VALOR EN TIEMPO REAL
5	AI_6	IY3FMC	CORRIENTE CASE C VIA B	VALOR EN TIEMPO REAL
6	AI_7	IASFMC	CORRIENTE FASE A VIA C	VALOR EN TIEMPO REAL
7	AI_8	IBSFMC	CORRIENTE FASE B VIA C	VALOR EN TIEMPO REAL
8	AI_9	ICSFMC	CORRIENTE CASE C VIA C	VALOR EN TIEMPO REAL
9	AI_10	IATFMC	CORRIENTE FASE A VIA D	VALOR EN TIEMPO REAL
10	AI_11	IBTFMC	CORRIENTE FASE B VIA D	VALOR EN TIEMPO REAL
11	AI_12	ICTFMC	CORRIENTE CASE C VIA D	VALOR EN TIEMPO REAL
12	AI_13	IAUFMC	CORRIENTE FASE A VIA E	VALOR EN TIEMPO REAL
13	AI_14	IBUFMC	CORRIENTE FASE B VIA E	VALOR EN TIEMPO REAL
14	AI_15	ICUFMC	CORRIENTE CASE C VIA E	VALOR EN TIEMPO REAL
15	AI_16	IAWFMC	CORRIENTE FASE A VIA F	VALOR EN TIEMPO REAL
16	AI_17	IBWFMC	CORRIENTE FASE B VIA F	VALOR EN TIEMPO REAL
17	AI_18	ICWFMC	CORRIENTE FASE C VIA F	VALOR EN TIEMPO REAL
18	AI_19	VAZ	VOLTAJE FASE A BUS DE ENLACE	VALOR EN TIEMPO REAL
19	AI_20	VBZ	VOLTAJE FASE B BUS DE ENLACE	VALOR EN TIEMPO REAL
20	AI_21	VCZ	VOLTAJE FASE C BUS DE ENLACE	VALOR EN TIEMPO REAL
21	AI_22	VCD	VOLTAJE DE BATERIAS	VALOR EN TIEMPO REAL

Por ultimo solo se tienen que dar de alta en el relevador las variables en el orden asignado, quedando de la siguiente manera.



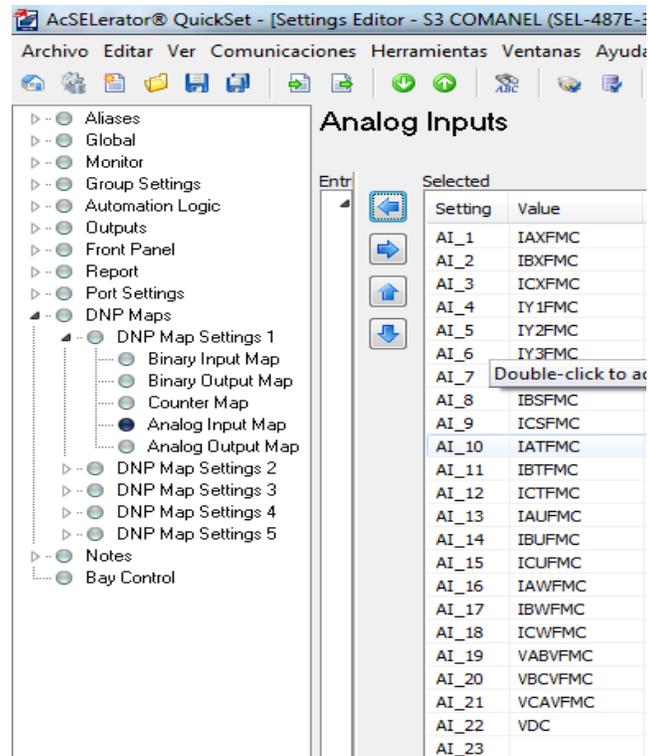


Figura 54. Configuración de entradas analógicas en SEL 487E.

4.3.6 Configuración de secuencial de eventos.

En el punto anterior se configuraron todas las entradas y salidas digitales, así como las entradas analógicas de las cuales CFE tiene supervisión a nivel superior. Pero también en el relevador podemos tener un historial de los eventos ocurridos en este, para hacer esto posible solo se tienen que dar de alta las variables de las cuales se requiera un historial. Los eventos nos registran lo sucedido durante una maniobra o en una falla nos registra los valores de corriente alcanzados durante esta (Anexo 9).

Para tener acceso a este historial de eventos es necesario asistir al punto donde se encuentra instalado el equipo y conectarnos al relevador para poder





descargar lo guardado por el este. Para que el relevador registre estos cambios se tienen que dar de alta como ya se mencionó en la parte de REPORT tal como lo indica la siguiente figura:

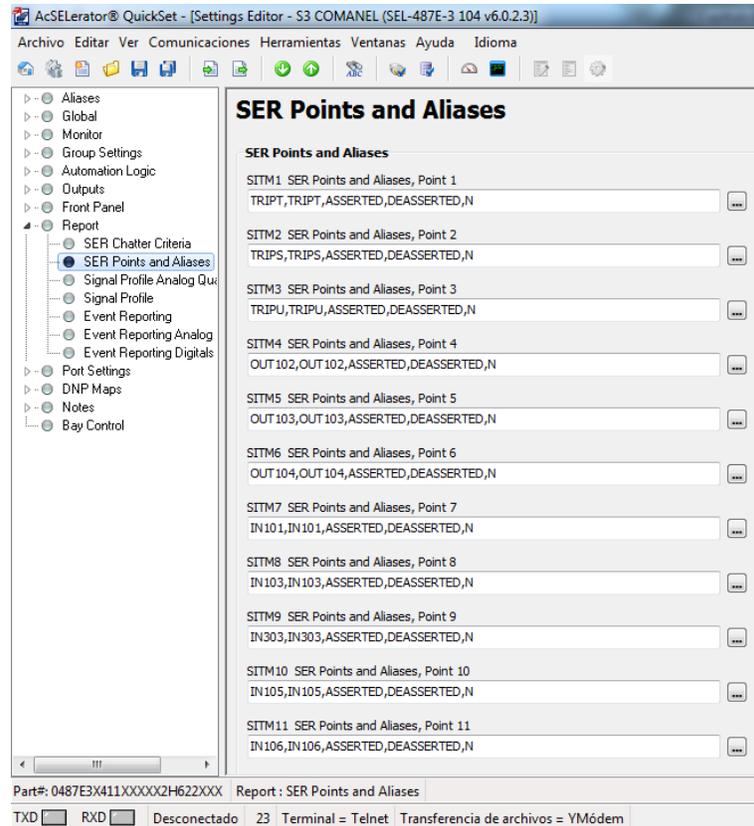


Figura 55. Ejemplo de variables dadas de alta en relevador.

En la figura podemos observar que primero que nada se dan de alta los disparos de cada una de las vías, después algunas de las salidas binarias y posteriormente algunas de las entradas digitales. Lo que nos permitirá saber la fecha y la hora en la que se dispara el equipo así como cada uno de los cambios de estado que sufre el equipo.

En esta parte el relevador nos permite guardar hasta 250 variables las cuales son suficientes dada la aplicación que se le da en estos equipos al relevador.





4.3.7 Configuración de puerto del Relevador

Con todo lo descrito en el punto 4.3 se tiene completa la configuración del relevador referente al DNP. Ya solo es necesario configurar alguno de los puertos disponibles para que se comuniquen con el medio que será el enlace hacia la central maestra, en este caso se utilizara radio como medio de enlace.

Para configurar el puerto primero es necesario verificar que tenga la opción de DNP y en este caso en el apartado de puertos se selecciona el puerto número 3, para lo cual se siguen los siguientes pasos:

1. Se habilita el puerto.
2. Se selecciona el nivel de acceso, que por default SEL nos indica que es C
3. Se selecciona el protocolo de comunicación, en este caso es DNP,
4. Se selecciona la velocidad de comunicación, para este 19200.

Lo anterior se muestra en la figura 56.



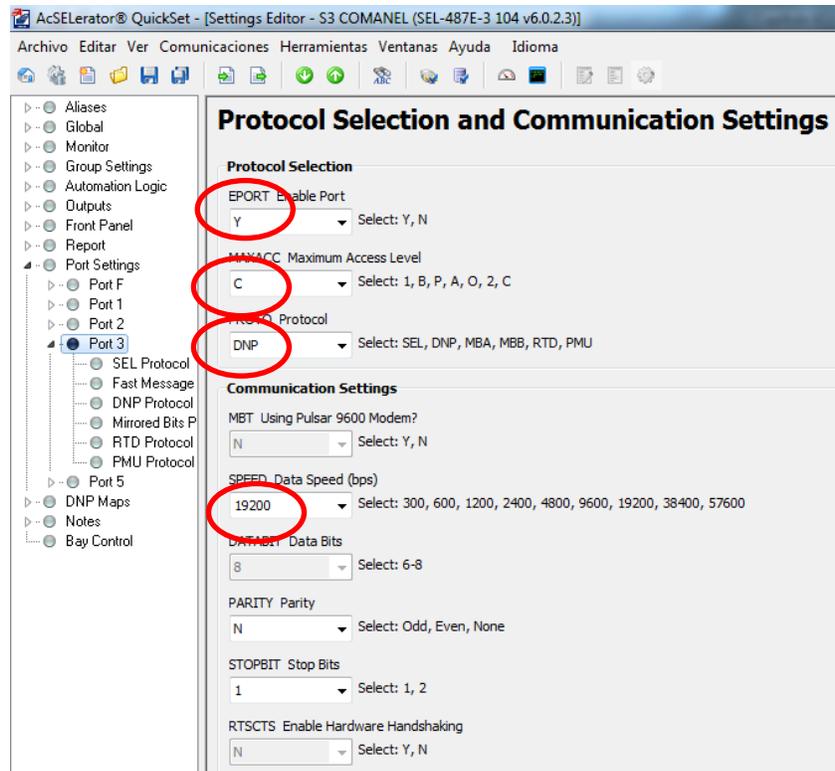


Figura 56. Configuración del puerto de comunicación.

Dentro de la configuración del puerto, en la parte de DNP Protocol se le da de alta la dirección a la cual va responder dicho equipo, cabe mencionar que esta dirección es única y no debe de estar duplicada.



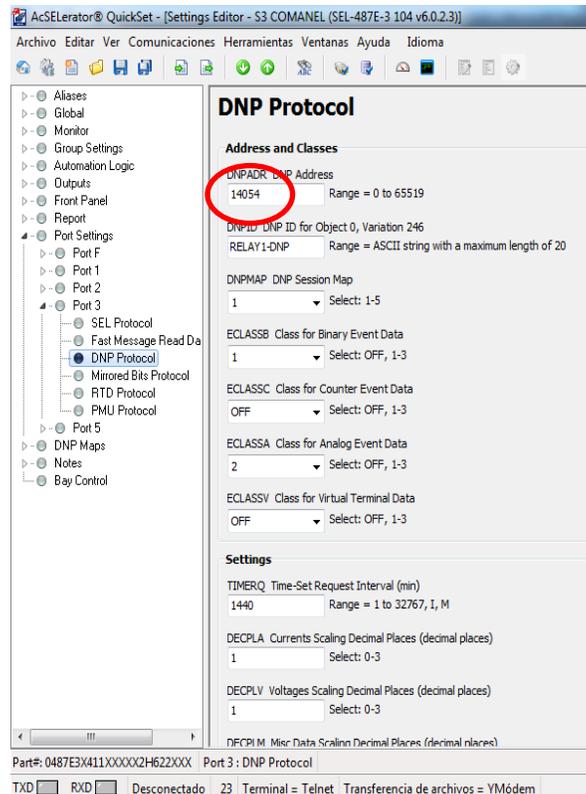


Figura 57. Configuración de la dirección DNP.

Dentro del protocolo DNP nos muestra diversas opciones a configurar, pero la mayoría de las ocasiones estas se quedan como viene la configuración cargada por default, solo se tienen que modificar los parámetros cuando la comunicación tiene problemas, cuando son distancias muy largas entre el punto de instalación y el centro de control etc.

Para más información sobre el DNP ver anexo 8.

4.4 Comunicación Vía Radio

Se denomina comunicación vía radio a toda aquella que emplea un medio de transmisión inalámbrico, bien sea la atmósfera (radioenlace terrenal), bien sea el espacio libre (radioenlace espacial).





Este vehículo portador de la información es una onda electromagnética (EM). Esta onda EM es la conjunción de unos campos EM (energía), configurados con el fin de propagarse en un medio inmaterial en la dirección y sentido deseado, con una forma “modulada” por la información a transmitir, y ajustada a los requerimientos clásicos de cualquier comunicación: alcance, calidad, fiabilidad, etc.

Antes de nada, recordemos unos conceptos mínimos relativos a una onda. Para ello nos serviremos de la onda sinusoidal que muestra la figura, ya que cualquier señal por compleja que sea puede descomponerse en una suma de varias señales sinusoidales.

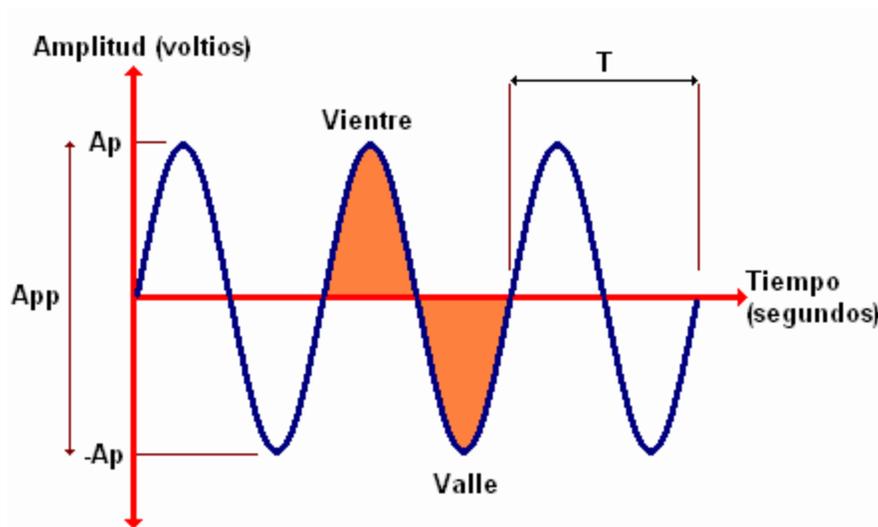


Figura 58. Gráfica de onda sinusoidal.

- Amplitud de pico (A_p).
- Amplitud pico a pico (A_{pp}).
- Periodo, tiempo transcurrido entre dos valores idénticos consecutivos de la onda (T).
- Frecuencia, inversa del periodo. Normalmente, número de ondas por





segundo.

- Fase, instante de tiempo relativo, referido al periodo de la onda y al origen de tiempos considerado

En el siguiente gráfico, puedes observar los conceptos básicos de la propagación de las ondas EM.

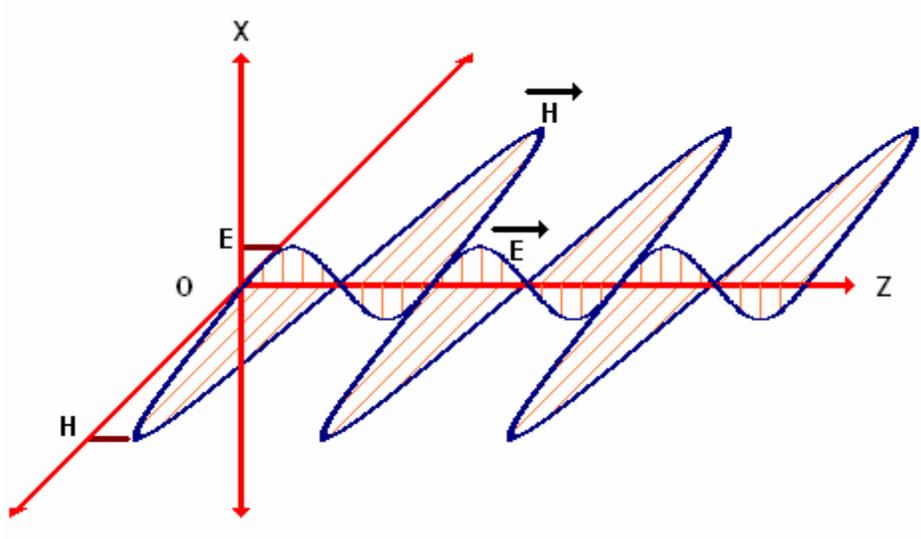


Figura 59. Gráfica de propagación de onda.

Siempre se verifica que los campos EM son:

- Eléctrico (E) perpendicular al Magnético (H).
- Eléctrico (E) y Magnético (H) perpendicular a la dirección de propagación OZ.
- Polarización: Es la dirección en la cual se halla el vector campo eléctrico E dentro de la onda EM.





4.4.1 Modos de propagación de las ondas radioeléctricas

Existen cuatro formas distintas de propagación de las ondas radioeléctricas:

PROPAGACIÓN DIRECTA.- Son las ondas que viajan desde una antena transmisora a otra la antena receptora. También denomina onda espacial, o directa.

Además, este tipo de onda espacial puede sufrir en su camino reflexiones y/o refracciones debidas a las variaciones de las características físicas de la atmósfera.

Las transmisiones a frecuencias superiores a 30 MHz, por ejemplo: radiodifusión comercial en FM, televisión en UHF y VHF, etc. se sirven de ella.

PROPAGACIÓN POR REFLEXIÓN.- Se entiende por reflexión el cambio en la dirección de propagación de un fenómeno ondulatorio, como las ondas radioeléctricas, cuando inciden sobre una superficie reflectante.

En ocasiones, a la antena receptora le llega una señal radioeléctricas reflejada por un obstáculo, por ejemplo, un edificio de gran altura. Este tipo de propagación no es muy deseable, ya que a la antena receptora pueden llegarle, además de la señal directa, varias señales reflejadas procedentes de uno o varios puntos, con lo cual llegan al receptor dos o más señales iguales y desfasadas en el tiempo, puesto que las trayectorias de las reflejadas son más largas, produciendo las conocidas y molestas "imágenes fantasma" o dobles imágenes. Para evitar esto, deben utilizarse antenas receptoras de gran "directividad", correctamente situadas con relación al emisor.

PROPAGACIÓN POR REFRACCIÓN.- Es el cambio en la dirección de la propagación de un movimiento ondulatorio, como las señales radioeléctricas,





debido al paso de la onda desde un medio a otro de distinto índice de refracción.

Un ejemplo de este tipo de propagación es la es la onda ionosférica, que provoca una curvatura en el haz de energía EM. La causa de esta curvatura es la ionización de la parte superior de la atmósfera por las radiaciones solares. Esta ionización supone una variación progresiva del índice de refracción de la alta atmósfera, de forma que la curva los rayos al igual que un rayo de luz cambia de dirección al entrar en el agua.

La región que sufre este fenómeno se denomina Ionosfera. Se encuentra a unos 80 Km sobre la superficie terrestre, aunque tiene ciertas variaciones de altura a lo largo del día y del año.

Esta onda es la empleada en comunicaciones de radio a gran distancia en frecuencias inferiores a 30 Mhz.

PROPAGACIÓN POR DIFRACCIÓN.- Es el fenómeno característico de las propiedades ondulatorias de la materia, por la cual un obstáculo que se opone a la propagación libre de las ondas se presenta como una fuente secundaria que emite ondas derivadas en todas las direcciones. Gracias a este fenómeno las ondas rodean al obstáculo y consiguen salvarlo.

Las ondas de superficie son las que se aprovechan este fenómeno. Es la propagación de las ondas radioeléctricas de baja frecuencia que se transmiten pegadas al suelo siguiendo el contorno de la superficie terrestre alcanzando grandes distancias. Son las típicas señales de radiodifusión comercial en onda media, generada en grandes antenas, mástiles radiantes, que transmiten altas potencias.

4.4.2 Antenas

La antena es el elemento encargado de transferir la energía EM, soportada por la señal portadora, desde un medio material (coaxial, etc.) al medio inmaterial





de propagación de transmisión (normalmente la atmósfera), y viceversa en recepción.

Por supuesto, debe hacerlo satisfaciendo ciertos requisitos de adaptación al cable y al medio atmosférico: directividad, etc.

Hay muchos tipos de antenas, clasificables desde muchos tipos de vista. Por tanto, y como complemento a lo ya estudiado en los temas de teleinformática, enumeraré las más empleadas, dando una breve alusión relativa a su aplicación y particularidades.

ANTENA DE HILO.- Es la antena por excelencia. Se trata de una varilla telescópica, más o menos flexible, cuya longitud depende de la frecuencia de trabajo.

Su uso es común en todo tipo de comunicaciones móviles, además de su conocida aplicación en receptores de emisiones AM y FM.

ANTENA RÓMBICA.- Es una antena de cuatro hilos, formando un rombo a cierta altura del suelo, acabada en una carga resistiva. Normalmente tiene grandes dimensiones.

Su empleo es común en comunicaciones a gran distancia en frecuencias inferiores a 30Mhz por onda ionosférica.

ANTENA LOGARÍTMICA.- Se trata de una antena multielemento que permite trabajar con una amplia gama de frecuencias, transmisiones en banda ancha.

Es usual su empleo en frecuencias inferiores a 30 Mhz, en radionavegación y comunicaciones a larga distancia.

ANTENA YAGI.- Es la archiconocida antena que puebla nuestros tejados, para la recepción de TV emitida desde ciertos puntos de la geografía nacional.

Se emplea desde baja frecuencias hasta valores próximos al GHz, y en





función de ella será mayor o menor su tamaño físico.

ARRAY DE DIPOLOS.- Consiste en un agrupamiento de dipolos, con el fin de lograr unas ciertas características de radiación en cuanto a ganancia y direccionalidad.

Tiene multitud de aplicaciones, ya que en función del diseño de los dipolos y del dimensionado del array en cuanto a geometría y forma de excitación de los mismos se logran muy distintos alcances, potencias y diagramas de radiación.

ANTENA PARABÓLICA.- Es la antena de las altas frecuencias por excelencia, digamos por encima del GHz.

Es una superficie parabólica de revolución, que tiene la propiedad de concentrar la radiación en un punto denominado foco, donde se sitúa el elemento activo (dipolo, bocina, etc.). Son las antenas empleadas en las comunicaciones vía satélite espacial artificial.

4.4.3 Resumen

COMUNICACIÓN VÍA RADIO.- Es la que emplea un medio de transmisión inalámbrica, bien sea la atmósfera (radioenlaces terrestres), bien sea el espacio libre (radioenlaces espaciales).

ONDA ELECTROMAGNÉTICA.- Vehículo portador de la información.

MODOS DE PROPAGACIÓN:

- Propagación directa.
- Propagación por reflexión.
- Propagación por refracción.
- Propagación por difracción.





COMO RESUMEN DE PROPAGACIÓN:

- Las características de propagación varían con la frecuencia empleada.
- Las ondas de frecuencia baja se “pegan” a la tierra, por tanto, se curvan con ella.
- Las ondas de frecuencia alta tienden a propagarse en línea recta.
- A mayor frecuencia de trabajo tendremos mayor atenuación debido al medio de transmisión atmosférico.

La forma de introducir la información en la onda EM define el tipo de modulación, proceso de modificación o adecuación de la señal para favorecer una transmisión óptima.

La antena es el elemento encargado de transferir la energía EM desde un medio material al medio inmaterial de propagación (atmósfera o espacio) y viceversa.





CONCLUSIONES

Para culminar con este contrajo solo me queda comentar que la distribución subterránea es una parte esencial del sistema eléctrico de potencia ya que nos da una mayor confiabilidad a diferencia de la distribución aérea y aunque la distribución subterránea su infraestructura es más cara al final del día la inversión realizada al construir este tipo de redes eléctricas se ve reflejada en ganancia ya que el tiempo de interrupción de servicio al usuario donde se tiene este tipo de redes es menos debido a que en la distribución subterránea no se tienen fallas transitorias ocasionadas por ramas de árboles, descargas eléctricas daños en postes etc. Y cuando se llega presentar una falla en la red subterránea por lo regular los circuitos se encuentran anillados y la mayoría de las ocasiones se tiene más de una opción para alimentar cierto número de cargas.

Sin embargo una red de distribución subterránea no sería tan afectiva si no contara con medios con los cuales se pueda seccionar los circuitos y así tener un mejor control de los mismos, mejor aún si a estos medios de seccionamiento se les integra algún tipo de protección estos medios de seccionamiento tiene la capacidad de liberar fallas por si solos ya sea que se le integre un fusible o como en el caso de los seccionadores tenemos la protección por medio de un relevador, lo cual es mucho más benéfico ya que se tiene una protección electrónica , a esta solo se le configuran valores de protección y al ocurrir la falla el relevador simplemente manda operar la vía dañada y no se tiene la necesidad de realizar cambios de elementos simplemente se tiene que restablecer.

Con el crecimiento de las cargas y el aumento de las necesidades de los usuarios se tuvo la necesidad ya de no solo tener protección en los medios de seccionamiento si no se buscó la manera de poder realizar maniobras en estos y es como dio pasa a un seccionador con telecontrol el cual fue el propósito de este trabajo tener un seccionador el cual este monitoreado en su totalidad y no se tenga la necesidad de asistir a sitio para verificar algún parámetro o estado del





seccionador.

Con este seccionador telecontrolado desde el centro de control del usuario se puede verificar el estado de cada una de las vías, medición en tiempo real magnitudes eléctricas (Voltajes, corrientes, potencias, voltaje de baterías etc.), por otro lado con este seccionador en una falla además de seccionar la parte del circuito fallado podemos monitorear que tipo de falla fue y tener la magnitud de la corriente alcanzada durante la falla.

Otra de las ventajas que se tiene con un seccionador COMANEL es que el equipo es autoalimentado y no se tiene la necesidad de realizar una acometida de baja tensión para alimentar el equipo y adicional a esto se tiene su banco de baterías para poder operar el equipo sin problema en situaciones de emergencia aun cuando tengamos el seccionador totalmente desenergizado.

Para finalizar este seccionador se puede interconectar en las redes inteligentes gracias a los componentes con los que cuenta internamente sin llevar a cabo alguna modificación al tanque solo basta llevar a cabo la configuración en el relevador de acuerdo a las necesidades específicas de la red.





BIBLIOGRAFÍA.

- [1] Procedimiento para coordinación de protecciones de sobrecorriente en sistemas de distribución, subdirección de distribución, CFE, 1996
- [2] Electric Power Distribution Handbook, T.A. Short, Ed.CRC Press, 2004
- [3] Cervantes, J. D. (1995). *Sistemas de distribución de energía*. México: UAM.
- [4] CFE - MT – TSAIS (NORMAS DE DISTRIBUCIÓN-CONSTRUCCIÓN- LÍNEAS SUBTERRÁNEAS)
- [5] NOM-001-SEDE-2012 (Norma Oficial Mexicana, instalaciones eléctricas, utilización)
- [6] Manual técnico de cables de energía Ed. 3ª ed. México D.F. 2005
- [7] Revisado en <http://electrica.mx/> 02 de noviembre de 2015
- [8] CFE VM000-51 Seccionador tipo pedestal con aislamiento en gas o liquido dieléctrico a base de ésteres naturales





ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ejemplo de Sistema Eléctrico de Potencia	3
Figura 2. Ejemplo de Distribución Aérea	4
Figura 3. Ejemplo de Distribución Subterránea.	5
Figura 4. Grafica del factor de Asimetría	11
Figura 5. Curva de operación de los fusibles. 1. Curva de tiempo de fusión 2. Curva de tiempo máximo de claro.	13
Figura 6. Curvas de operación de los relevadores de sobrecorriente, 1. Relevador de tiempo definido, 2.Relevador de tiempo moderadamente inverso, 3. Relevador de tiempo inverso, 4. Relevador de tiempo muy inverso, 5. Relevador de tiempo extremadamente inverso.	14
Figura 7. Curvas típicas de relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso. 1, Valor de la corriente de disparo, 2. Curvas de la palanca dial.....	16
Figura 8. Conexión de los relevadores en secuencia cero. a) Con filtro de tres TC. b) con TC de secuencia cero. c) Diagramas vectoriales.	17
Figura 9. Distribución subterránea radial.....	25
Figura 10. Circuito en anillo con una sola fuente de alimentación.....	26
Figura 11. Circuito en anillo con dos fuentes de alimentación.....	27
Figura 12. Operación de mecanismos en forma manual.....	30
Figura 13. Manerales de operación manual proporcionados por COMANEL.....	31
Figura 14. Mecanismo de operación trifásica 600 A.....	32
Figura 15. Módulo de interrupción trifásica con capacidad interruptiva.	33
Figura 16. Mirilla de posición de indicador interno.	34
Figura 17. Indicador de posición externo.	34
Figura 18. Indicador para vías que cuentan con proteccion electronica.....	35
Figura 19. indicador para las vías que cuentas con puesta a tierra.....	36
Figura 20. Densímetro indicador para un seccionador de operación manual.	37
Figura 21. Indicador de Posición de Vía con Protección Electrónica.	39
Figura 22. Pantalla principal de AcSELerator QuickSet.	40
Figura 23. Pantalla principal de base de datos SEL 751A	41
Figura 24. Configuración de la relación de transformación.	42





Figura 25. Configuración de protecciones 50.....	43
Figura 26. Configuración de protecciones 51.....	44
Figura 27. Elementos por los cuales el equipo va disparar.....	45
Figura 28. Asignación de salida de disparo.....	46
Figura 29. Envío de nuevos ajustes configurados.....	47
Figura 30. Ejemplo de un seccionador telecontrolado en las vías de entrada.	49
Figura 31. Motores Dayton en un seccionador sumergible.....	50
Figura 32. Conmutador de posiciones instalado dentro del tanque.....	51
Figura 33. TC'S en el interior del tanque.....	52
Figura 34. Tarjeta cortocircuitadora de los TC'S.....	52
Figura 35. Equipo con 6 TP'S.....	53
Figura 36. Seccionador en etapa final de pruebas.....	55
Figura 37. Cargador Marca SEL Modelo 9310.....	57
Figura 38. Baterías que conforman la UPS.....	58
Figura 39. Parte trasera de la fuente de poder.....	59
Figura 40. Convertidores Vicor Instalados dentro del control.....	60
Figura 41. Relevadores encapsulados.....	61
Figura 42. Integración del control COMANEL vista frontal.....	62
Figura 43. Integración del control COMANEL completo.....	63
Figura 44. Alambrado del relevador terminado.....	71
Figura 45. Configuración de protecciones en SEL-487E.....	74
Figura 46. Opciones en devanado S (Vía C PE).....	75
Figura 47. Configuración protección 50 en SEL 487E.....	76
Figura 48. Elementos de sobrecorriente en relevador SEL 487E.....	77
Figura 49. Asignación del elemento 01 a Sobrecorriente Alterna de Tiempo de Fases Vía C.....	79
Figura 50. Bornera para conexión de medición VCD.....	80
Figura 51. Configuración de rangos de operación de banco de baterías.....	80
Figura 52. Configuración de entradas binarias en SEL 487E.....	82
Figura 53. Configuración de salidas binarias en SEL 487E.....	83
Figura 54. Configuración de entradas analógicas en SEL 487E.....	85





Figura 55. Ejemplo de variables dadas de alta en relevador.....	86
Figura 56. Configuración del puerto de comunicación.	88
Figura 57. Configuración de la dirección DNP.....	89
Figura 58. Gráfica de onda sinusoidal.....	90
Figura 59. Gráfica de propagación de onda.	91

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 : Tensión en los sistemas de distribución.	2
Tabla 2: Líneas aéreas contra subterráneas, ventajas de cada una.	6
Tabla 3: Función de asimetría en función de la relación X/L.	10
Tabla 4. Asignación de entradas digitales y salidas en relevador	69
Tabla 5. Asignación de devanados de corriente y voltaje	70
Tabla 6. Asignación de elementos para protecciones 51 en vías protegidas.	78
Tabla 7. Mapeo a configurar referente a entradas binarias.....	81
Tabla 8. Mapeo de Salidas Digital.....	83
Tabla 9. Mapeo de Entradas Analógicas.....	84





ANEXOS





Anexo 1:

Cámara de Vacío





Powering Business Worldwide

INFORMACION PROPIETARIA

Interruptor de Falla en Vacío

Número del Tipo de Interruptor en Vacío:
 Aplicación:
 Normas Aplicables:
 Bases para determinar valor nominal:
 Neutro:

WL-36324
 Interruptor de Carga
 IEEE 1247, C37.74, etc.
 Corriente Simétrica Trifásica
 Conectado a Tierra

Dibujo Acotado No.: 150-36324

Fecha de Emisión: 7-Ene-15

Fecha de Sustitución: —

VOLTAJES NOMINALES a VALORES NOMINALES DE CONTACTO					NOTAS
Frecuencia Nominal	f_r	60	50	Hertz	
Tensión Máxima Nominal	U_r	38		kilovolts, rms	Nota HV
Tensión nominal de aguante a frecuencia del sistema	U_d	70		kilovolts, rms	Nota HV
Tensión nominal de aguante al impulso por rayo	U_p	150		kilovolts, pico	Nota HV
Tensión de aguante a CD (capacidad relativa requerida)	U_{dc}	103		kilovolts, DC	Nota HV
CORRIENTES NOMINALES					
Corriente continua nominal	I_r	630		amperes, rms	
Resistencia del interruptor de vacío a corriente continua nominal	$R_c < 0 =$	55		micro-ohms	
Pérdida de calor a corriente continua nominal y fuerza adicional requerida	W_c	22		watts	
CORRIENTES DE INTERRUPTOR NOMINALES y CAPACIDADES					
Corriente nominal de maniobra de carga	I_r	630		amperes, rms	
Corriente nominal de interrupción de lazo	I_{loop}	630		amperes, rms	
Corriente máxima de interrupción (opcional)	I_{break}	2	2	kiloamperes, rms	
Corriente nominal de maniobra de cable aislado	I_{cable}	20		amperes, rms	
Corriente nominal de maniobra de transformador magnetizante	I_{xfmer}	22.05		amperes, rms	
CORRIENTES NOMINALES DE CORTO CIRCUITO y DE CORTA DURACION					
Corriente nominal de falla por corto circuito	I_{sc}	12.5	12.5	kiloamperes, rms	
Aguante de corriente pico nominal (A fuerza de contacto adicional requerida)	I_p	33	31	kiloamperes, pico	
Aguante de corriente de corta duración nominal (simétrica)	I_k	12.5	12.5	kiloamperes, rms	
Duración de la corriente de corta duración nominal	t_k	1	1	Segundos	
DATOS MECANICOS					
Peso del interruptor	$m_{interrupter}$	1.2		kilogramos	
Peso de la parte móvil	$m_{movable-part}$	0.33		kilogramos	
Fuerza de contacto desde la presión atmosférica	F_a	9.07		kilogramos fuerza	
Fuerza de contacto desde la presión atmosférica	F_a	88.8		Newtons	
REQUERIMIENTOS MECANICOS					
Valor nominal de contacto	s_{nom}	10	+/- 1	milímetros	
Velocidad de apertura, promedio a 75 % del valor nominal	V_o	1	a 1.3	metros/segundo	
Sobrecarga durante la apertura, máxima	$d_{overshoot}$	1.5		milímetros	
Rebote durante la apertura, máxima	$d_{rebound}$	1.5		milímetros	
Velocidad de cierre, promedio al último 33% del valor nominal	V_c	0.7	a 1	metros/segundo	
Duración de rebote de contactos, máx, del cierre de contacto al final del rebote	t_{bounce}	0.002		segundos	
Fuerza mínima adicional de contacto para aguante de corriente pico	F_{lp}	73	68	kilogramos fuerza	
Fuerza mínima adicional de contacto para aguante de corriente pico	F_{lp}	711	670	Newtons	
VIDA					
Vida mecánica a la fuerza de contacto y velocidades de operación requeridas	n_{mech}	10,000		operaciones	
Vida eléctrica a la corriente continua nominal	n_{elec}	10,000		operaciones	
Límite de erosión de contacto	$d_{erosion}$	3.0		milímetros	
NOTAS:					
Estos valores nominales deben ser totalmente verificados por pruebas del cliente.					
HV) Los valores de aislamiento nominales requieren aislamiento externo, como es el gas, aceite o material sólido dieléctrico.					
Eaton se reserva el derecho de cambiar el diseño y especificaciones de sus productos sin notificación. Eaton preparar esta información sin responsabilidad por algún derecho de terceras partes en o hacia la información. Ver la política de venta para la declaración completa de la política de Eaton Electrical en infringimientos y licencias implicadas.					
Nombre de la Hoja Técnica:	Rev:	No. ECO:	Aprobado por	Fecha	
WL36324 IEEE LBS 38kV-12.5kA-630A	01	075941			



Anexo 2:

**Selección de Relevador Según la
Configuración del Equipo.**





SECCIONADORES TELECONTROLADOS							
N° VIAS	ENTRADAS	SALIDAS	VÍAS TLC	VÍAS CON TC'S	TP'S	RELEVADOR	
2	1	1	1	1	1	751A	
					3	751A	
				2	1	700GW	
					1-6	451	
3	1	2	1	2	1	700GW	
					1-6	451	
			3	3	1-6	487E	
	2	1	1	2	1	1-3	751A
				3	3	1-6	487E
				1	3	1-6	487E
4	1	3	1	3	1-6	487E	
			4	4			
	2	2	2	2	1	787	
			4	4	1-6	451	
	3	1	1	3	1	1-3	751A
				4	4	1-6	487E
5	1	4	1	4	1-6	487E	
			5	5			
	2	3	2	3	1-6	487E	
			3	5			
	3	2	3	2	1-6	451	
			5	5	6	487E	
	4	1	1	4	1	1-6	451
				5	5	6	487E





SECCIONADORES DE OPERACIÓN MANUAL					
N° VIAS	ENTRADAS	SALIDAS	VÍAS CON TC'S	TP'S	RELEVADOR
2	1	1	1	1	751A
3	1	2	2	1	700GW
	2	1	1	1	751A
4	1	3	3	1	1 - 751A + 1 - 700GW
	2	2	2	1	700GW
	3	1	1	1	751A
5	1	4	4	1	2 - 700GW
	2	3	3	1	1 - 751A + 1 - 700GW
	3	2	2	1	700GW
	4	1	1	1	751A

SECCIONADORES DE TRANSFERENCIA AUTOMATICA (TACI)					
N° VIAS	ENTRADAS	SALIDAS	VÍAS CON TC'S	TP'S	RELEVADOR
3	2	1	1	4 - 6	700GT
4	2	2	2	4 - 6	451
5	2	3	3	4 - 6	487E





Anexo 3: Baterías.



RESUMEN DE LA GAMA

Las baterías de la gama PowerSafe SBS utilizan tecnología exclusiva y de reconocido prestigio para ofrecer una gama superior de baterías reguladas por válvula y de duración prolongada en configuraciones compactas y de alta densidad de energía. La gama PowerSafe SBS se fabrica siguiendo las normas internacionales más estrictas, estando su uso y fiabilidad especialmente recomendado para todas las aplicaciones de comunicación sin cable y de línea fija. También se emplea ampliamente en TV por cable, iluminación de emergencia, generación de energía y aplicaciones submarinas.

Las baterías PowerSafe SBS están disponibles en varias configuraciones, incluyendo la serie con terminales frontales cada vez más utilizada en las aplicaciones de telecomunicaciones de la más avanzada tecnología. De menor tamaño que las de la competencia, la serie de terminales frontales ofrece gran flexibilidad de diseño para espacios limitados y se coloca fácilmente en armarios y configuraciones de rack de 19" o 23".

Las baterías PowerSafe SBS están diseñadas para soportar altas temperaturas y condiciones ambientales difíciles. Sus placas de avanzada tecnología y los métodos de fabricación empleados por EnerSys convierten a las baterías PowerSafe SBS en la mejor opción para una vida de servicio de larga duración y sin problemas. La temperatura máxima de trabajo de la serie PowerSafe SBS J puede ampliarse hasta 80°C (176°F) mediante un revestimiento metálico de protección opcional.

Características y Ventajas

- Capacidades: 7 Ah – 360 Ah
- Larga duración probada
- Alta densidad energética
- Hasta dos años de almacenaje
- Requieren muy poca ventilación
- Configuraciones de 2V, 6V y 12 V
- Amplia gama de temperaturas de trabajo:
-40° C (-40° F) a 50° C (122° F)



Construcción

- Placa positiva - rejilla de plomo puro fabricada mediante un proceso único
- Placa negativa - rejilla de plomo puro
- Separador- separador microporoso con microfibras de vidrio de calidad superior de alta absorción y estabilidad
- Material de los recipientes - material resistente a los impactos, retardante de llama según UL94 V-0 (los tipos J son de Noryl, todos los demás son de ABS)
- Electrolito - ácido sulfúrico diluido de grado médico absorbido por el material del separador
- Diseño de los terminales - terminales resistentes a las fugas de sellado doble

Funcionamiento

- Tensión de flotación recomendada: 2,29 Vpc a 20°C (68° F) o 2,27 Vpc a 25°C (77° F)
- La gama de baterías PowerSafe SBS se puede colocar en cualquier orientación, salvo invertida
- PowerSafe SBS está diseñada para su colocación en armarios o sobre soportes próximos al punto de uso. Evita la necesidad de disponer de una sala de baterías
- PowerSafe SBS es perfecta para su instalación como parte integral de un sistema de reserva de energía gracias a su larga duración
- PowerSafe SBS también está disponible para aplicaciones submarinas

Normas

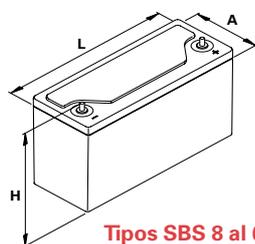
- Cumplimiento íntegro de la norma BS 6290, Parte 4 (1997)
- Cumplimiento de la norma IEC 60896-2 y Telcordia SR-4228
- Clasificación de "Larga duración" (> 12 años de vida) de acuerdo con la guía Eurobat de 1999
- Con el reconocimiento de UL (Norma UL de 1989)
- Aprobación de mercancía no peligrosa para su transporte por tierra, mar y aire de acuerdo con la Normativa americana DOT 49 y la Instrucción Técnica de Embalaje ICAO y IATA 806
- Fabricación en las instalaciones de producción de EnerSys con certificación ISO 9001:2000

Especificaciones Generales

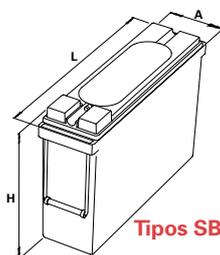
Tipo	Número de Celdas	Tensión (V) Nominal	Capacidad Nominal (Ah)		Dimensiones Nominales						Peso Standard		Corriente de Cortocircuito (A) ⁽³⁾	Resistencia Interna (mΩ) ⁽³⁾	Terminales
			10 horas a 1,80Vpc a 20° C	8 horas a 1,75Vpc a 77° F	Longitud mm	Longitud pulg.	Anchura mm	Anchura pulg.	Altura mm	Altura pulg.	kg	libras			
SBS 8	6	12	7	7	138	5.4	86	3.4	101	4.0	2.7	5.9	455	27.1	M4 H
SBS 15	6	12	14	14	200	7.9	77	3.0	140	5.5	5.7	12.5	891	13.5	M6 M
SBS 30	6	12	26	26	250	9.8	97	3.8	156	6.1	9.5	20.9	1556	7.9	M6 M
SBS HB30 ⁽¹⁾	6	12	26	26	250	9.8	97	3.8	156	6.1	9.6	21.1	1556	7.9	cables
SBS 40	6	12	38	38	250	9.8	97	3.8	206	8.1	12.7	28.0	2184	5.6	M6 M
SBS 60	6	12	51	51	220	8.7	121	4.8	261	10.3	18.5	40.7	2618	4.4	M6 M
SBS 110	3	6	115	116	200	7.9	208	8.2	239	9.4	21.2	46.6	3804	1.7	M8 M
SBS 130	3	6	132	133	200	7.9	208	8.2	239	9.4	22.7	49.9	4111	1.4	M8 M
SBS 300	1	2	310	307	200	7.9	208	8.2	239	9.4	21.7	47.7	8700	0.23	M8 M
SBS 390	1	2	360	361	200	7.9	208	8.2	239	9.4	23.2	51.0	11101	0.18	M8 M
SBS J13	6	12	12	12	175	6.9	83	3.3	129	5.1	5.7	12.6	957	13.0	M6 H
SBS J16	6	12	15	15	181	7.1	76	3.0	167	6.6	6.7	14.8	1111	11.0	M6 H
SBS J30	6	12	26	26	166	6.5	175	6.9	125	4.9	11.8	26.0	1766	7.0	M6 H
SBS J40	6	12	39	39	196	7.7	165	6.5	170	6.7	17.4	38.2	2400	5.2	M6 H
SBS J70	6	12	64	64	329	12.9	166	6.5	174	6.9	27.6	60.9	3500	3.5	M6 H
SBS B8 ⁽²⁾	6	12	31	31	280	11.0	97	3.8	159	6.3	10.3	22.7	1584	7.7	M8 H
SBS B10 ⁽²⁾	6	12	38	38	280	11.0	97	3.8	184	7.2	12.8	28.2	1968	6.2	M8 H
SBS B14 ⁽²⁾	6	12	62	62	280	11.0	97	3.8	264	10.4	19.1	42.0	3210	3.8	M8 H
SBS C11 ⁽²⁾	6	12	92	91	395	15.6	105	4.1	264	10.4	28.0	61.6	3696	3.3	M8 H

Notas

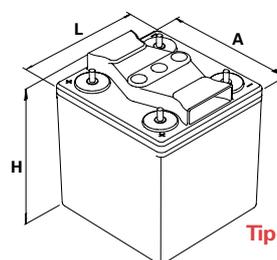
- ⁽¹⁾ El tipo SBS HB30 está provisto de un cableado de 533mm/21 pulgadas que termina en un conector polarizado compatible con los sistemas incorporados de alimentación eléctrica SLC
- ⁽²⁾ Los tipos SBS B y C están disponibles con terminales en la cara superior o en la cara frontal. En el caso de terminales frontales, se añadirá un "Adaptador FT" al número del modelo
- ⁽³⁾ Valores obtenidos mediante el método BS6290



Tipos SBS 8 al 60 y J



Tipos SBS B y C



Tipos SBS 110 al 390



www.enersys.com

Global Headquarters
P.O. Box 14145 Reading,
PA 19612-4145
USA
Tel: +1-610-208-1991
+1-800-538-3627
Fax: +1-610-372-8613

EnerSys EMEA
Brussels, Belgium
Tel: +32 (0)2 247 94 47

EnerSys Asia
Guangdong, China
Tel: +86-755-2689 3639

Acumuladores Industriales EnerSys, S.A.
Avenida Pinoa, s/n.
48170 Zamudio (Vizcaya)
ESPAÑA
Tel: (+34) 94 452 1522
Fax: (+34) 94 452 2185

Contacto:



Anexo 4:
SCHRACK.



Multimode Relay MT

- 2 / 3 pole 10 A, 2 CO or 3 CO contacts
- DC and AC coils
- Mechanical indicator as standard
- Electrical indicator
- New test system with front operated finger protected push-to-test button and integral locking test tab
- White write on panel

Applications

Mechanical engineering, plant control



F0161-B

Approvals

VDE REG.-Nr. 6182, **us** E214025
 Technical data of approved types on request

Contact data

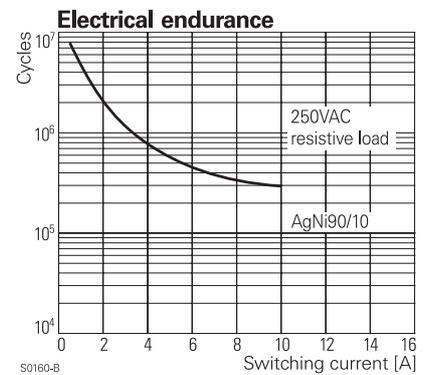
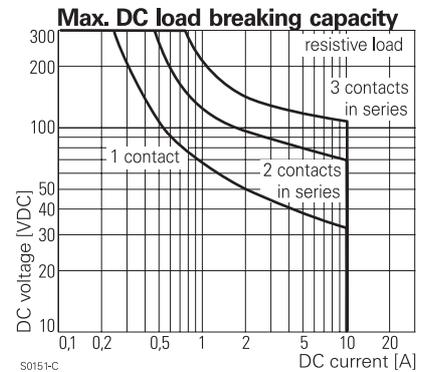
Contact configuration	2 CO or 3 CO		
Contact set	single cont.	single cont.	bifurcated
Type of interruption	micro disconnection		
Rated voltage / max. switching voltage AC	240 / 400 VAC		
Rated current	10 A	10 A	4 A
Maximum breaking capacity AC	2500 VA	2500 VA	500 VA
Limiting making capacity, max 20 ms	20 A	20 A	8 A
Contact material	AgNi90/10	AgNi90/10 gold plated	AgNi90/10 gold plated
Minimum contact load	12V/10mA	20mV/1mA	20mV/1mA
Rated frequency of operation with / without load	20/100 min ⁻¹		
Operate- / release time DC coil	max 15 / 10 ms		
Bounce time DC coil NO / NC contact	max 4 / 5 ms		

Contact ratings

Type	Contact	Load	Ambient temp. [°C]	Cycles
IEC 61810				
MT22 DC coil	CO	10 A, 250 VAC, cosφ=1	35°C	100x10 ³
MT22 AC coil	CO	10 A, 250 VAC, cosφ=1	35°C	20x10 ³
MT32 DC coil	CO	10 A, 250 VAC, cosφ=1	35°C	100x10 ³
MT32 AC coil	CO	10 A, 250 VAC, cosφ=1	35°C	20x10 ³
MT2	CO	10 A, 250 VAC, resistive	40°C	30x10 ³
MT2	NO / NC	B300	40°C	6.000
MT2	CO	4 A, 25 VAC, resistive, bifurcated	40°C	30x10 ³
MT3	CO	10 A, 250 VAC, resistive	40°C	30x10 ³
UL 508				
MT3	NO / NC	B300	40°C	6.000
MT3	CO	4 A, 25 VAC, resistive, bifurcated	40°C	30x10 ³

Coil data

Rated coil voltage range DC coil	6...220 VDC
AC coil	6...230 VAC
Operative range to IEC 61810	2



Multimode Relay MT (Continued)

Coil versions, DC-coil

Coil code	Rated voltage VDC	Operate voltage VDC	Release voltage VDC	Coil resistance Ohm	Rated coil power W
006	6	4.5	0.6	32±10%	1.1
012	12	9.0	1.2	110±10%	1.3
024	24	18.0	2.4	475±10%	1.2
048	48	36.0	4.8	2000±10%	1.2
060	60	45.0	6.0	2850±10%	1.3
110	110	82.5	11.5	10000±12%	1.2
220	220	165.0	22.0	40000±15%	1.2

All figures are given for coil without preenergization, at ambient temperature +23°C
 *) Protection diode PD; standard polarity: 2-pole relays: +2 / -7, 3-pole relays: +2 / -10

Coil versions, AC-coil 50 / 60 Hz

Coil code	Rated voltage VAC	Operate voltage 50 / 60 Hz VAC	Release voltage 50 / 60 Hz VAC	Coil resistance Ohm	Rated coil power 50 / 60 Hz VA
006	6	4.8 / 5.1	2.4	5.3±10%	2.29/1.98
012	12	9.6 / 10.2	4.8	24±10%	2.19/1.86
024	24	19.2 / 20.4	9.6	86±10%	2.26/ 1.95
048	48	38.4 / 40.8	19.2	345±10%	2.28/1.97
060	60	48.0 / 51.0	24.0	544±10%	2.27/1.96
115	115	92.0 / 97.8	46.0	2000±10%	2.37/2.00
230	230	184.0 / 195.5	92.0	8300±12%	2.32/ 1.96

All figures are given for coil without preenergization, at ambient temperature +23°C

Insulation

Dielectric strength coil-contact circuit	2500 V _{rms}
open contact circuit	1500 V _{rms}
adjacent contact circuits	2500 V _{rms}
Clearance / creepage coil-contact circuit	≥ 2.8/4.0 mm
adjacent contact circuits	≥ 2.8/4.0 mm
Material group of insulation parts	IIIa
Insulation to IEC 61810-1	2 pole basic 3 pole basic
Type of insulation coil-contact circuit	basic micro disconnection micro disconnection
open contact circuit	basic micro disconnection
adjacent contact circuits	basic micro disconnection
Rated insulation voltage	250 V 250 V
Pollution degree	3 2
Rated voltage system	240 V 230 / 400 V
Overvoltage category	III III

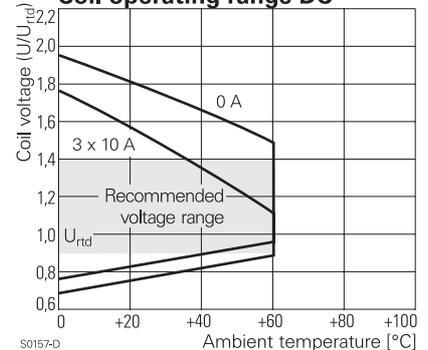
Other data

Mechanical endurance	20x10 ⁶ cycles
Material	RoHS - Directive 2002/95/EC compliant as per product date code 0415
Environment	Ambient temperature range DC coil -40...+60°C AC coil -45...+50°C
Vibration resistance (function) NO / NC contact	5/2 g
Shock resistance (function) NO / NC contact	50/10 g
Category of protection	RTI - dust protected
Processing	Relay weight 80 g Packaging unit 25 pcs

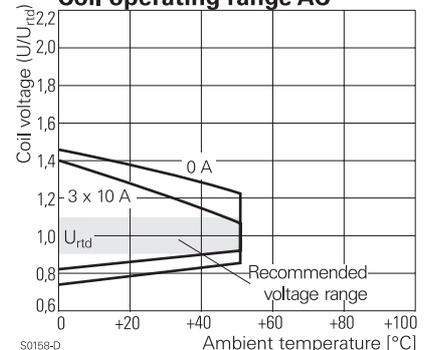
Accessories

For details see datasheet Accessories Multimode Relay MT

Coil operating range DC

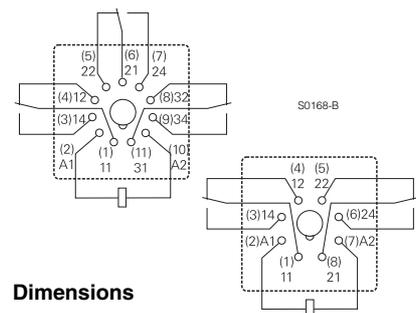


Coil operating range AC

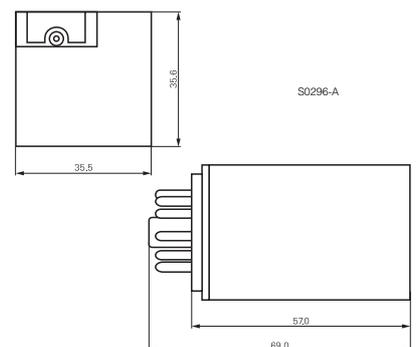


Terminal assignment

Bottom view on pins



Dimensions



Multimode Relay MT (Continued)

Product key	Typical product key					MT	3	2	6	230
Type	MT Multimode Relay MT									
Contact configuration	2 2 CO contacts (2 form C), 8-pin		3 3 CO contacts (3 form C), 11-pin							
Contact material	2 AgNi 90/10		B AgNi 90/10 bifurcated contacts, gold plated							
	3 AgNi 90/10, gold plated									
Version	1 DC with test button		6 AC with test button							
	3 DC with test button and bipolar LED		8 AC with test button and LED							
Coil	Coil code: please refer to coil versions table, preferred types in bold print									

Other types on request

Product key	Contact configuration	Contact material	Version	Coil	Part number						
MT221012	2 CO contacts 8-pin	AgNi 90/10	DC with test button	12 VDC	4-1393090-9						
MT221024				24 VDC	5-1393090-0						
MT221048				48 VDC	5-1393090-1						
MT221060				60 VDC	5-1393090-2						
MT221110				110 VDC	5-1393090-3						
MT221220				220 VDC	5-1393090-4						
MT223024				DC+LED+test button		AC test button	24 VDC	5-1393090-7			
MT226012							12 VAC	6-1393090-3			
MT226024							24 VAC	6-1393090-4			
MT226048							48 VAC	6-1393090-5			
MT226115							115 VAC	6-1393090-7			
MT226230							230 VAC	6-1393090-8			
MT228024							AC+LED test button		24 VAC	6-1393090-9	
MT228115									115 VAC	7-1393090-0	
MT228230	3 CO contacts 11-pin	AgNi 90/10	DC with test button				230 VAC	7-1393090-1			
MT321012							12 VDC	6-1393091-8			
MT321024				24 VDC	7-1393091-0						
MT321048				48 VDC	7-1393091-1						
MT321060				60 VDC	7-1393091-2						
MT321110				110 VDC	7-1393091-4						
MT321220				220 VDC	7-1393091-7						
MT323024				DC+LED+test button		AC test button	24 VDC	8-1393091-4			
MT3230C4							24 VDC	7-1393091-9			
MT326012				DC+LED+PT+TB		AC test button	12 VAC	9-1393091-6			
MT326024							24 VAC	9-1393091-7			
MT326048							48 VAC	9-1393091-8			
MT326115							115 VAC	1393092-1			
MT326230							230 VAC	1393092-2			
MT328024							AC+LED test button		24 VAC	1393092-4	
MT328115									115 VAC	1393092-7	
MT328230							230 VAC	1393092-8			
MT331024								AgNi 90/10 gold plated	DC with test button	24 VDC	1-1393092-1
MT331110										110 VDC	1-1393092-3
MT331220				220 VDC	1-1393092-5						
MT333024	DC+LED+test button		AC test button	24 VDC	1-1393092-8						
MT3330C4				24 VDC	1-1393092-6						
MT333110	DC+LED		AC test button	110 VDC	2-1393092-0						
MT333220				220 VDC	2-1393092-2						
MT336115	AC test button		AC test button	115 VAC	2-1393092-5						
MT336230				230 VAC	2-1393092-6						
MT338024	AC+LED		AC+LED test button	24 VAC	2-1393092-7						
MT338115				115 VAC	8-1415025-1						
MT338230				230 VAC	2-1393092-8						



Anexo 5:
Monitor de Densidad de Gas.



Monitor de Densidad de Gas (GDM) Modelo 233.52.100 con Llenado de Gas

Hoja de Datos de WIKA SP 60.02

Aplicaciones

- Monitoreo de densidad de gas SF₆ en tanques cerrados
- Para instalación en exteriores

Características Especiales

- Medidor de presión modificado con tubo bourdon y contenedor llenado de gas
- Partes en contacto con líquidos: acero inoxidable
- Lectura local con contactos de alarma
- Con compensación de temperatura y sellado herméticamente, por lo tanto no hay influencia en la temperatura por fluctuación de la presión atmosférica o diferencias en altitud
- Número de serie



Monitor de Densidad de Gas, Modelo 233.52.100

Descripción

Tamaño nominal en mm

100

Exactitud (en relación al intervalo de medición)

± 1 % a temperatura ambiente +20 °C
 ± 2,5 % a rango de temperatura ambiente de -20 ... +60 °C y con presión de calibración como referencia isocórica (diagrama de referencia KALI-Chemie AG, Hannover, preparado por el Dr. Döring 1979)

Rangos de escala

Todos los rangos estándares y rangos +/- con un intervalo mínimo de medición de 1.6 bar y máx. 25 bar (presión de gas SF₆ a +20 °C)

Presión de calibración P_E

De acuerdo a las especificaciones del pedido

Temperatura permisible

Ambiente: -20 ... +60 °C (fase de gas)
 Almacenamiento: -50 ... +60 °C

Contactos de alarma / Régimen nominal de contactos

Máx. 3 contactos de acción magnética de broche, para hacer o romper el contacto, con aislamiento galvánico, puntos de interrupción no ajustables y asegurados
 Régimen nominal de contactos: 30 W / 50 VA, máx. 1 A
 Material de contactos: 80 % Ag / 20 % Ni, chapados en oro

Exactitud de interrupción en rango de temperatura -20 ... +60 °C

Si el punto de interrupción es igual a P_E: De acuerdo al rango de medición

Si el punto de interrupción no es igual a P_E: Movido en paralelo a la presión de calibración

Prueba de alto voltaje

2 kV, 50 Hz, 1 s (cableado versus caja)

Conexión eléctrica

Caja de cable con glándula de cable M20 x 1.5
 Sección transversal de conexión máx. 2.5 mm²

Conexión de proceso

Acero inoxidable, entrada radial, espita D6 x 5, similar a EN837, G ½ B (macho), planos de 22 mm

Elemento de presión

Acero inoxidable, soldado

Hermético al gas: tasa de fuga $\leq 1 \cdot 10^{-8}$ mbar · l / s

Método de prueba: espectrometría de masas de helio

Movimiento

Acero inoxidable

Eslabón bimetalítico (compensación de temperatura)

Carátula

Aluminio, sección rojo-verde-amarillo de acuerdo a las especificaciones del pedido

Puntero

Aluminio, negro

Contenedor

De acero inoxidable, con llenado de gas

Hermético al gas: tasa de fuga $\leq 1 \cdot 10^{-5}$ mbar · l / s

Ventana

Vidrio de seguridad laminado

Anillo del Bisel

Anillo de leva (tipo bayoneta), acero inoxidable asegurado con tres puntos de soldadura

Protección contra ingreso

IP 65 de acuerdo a EN 60 529 / IEC 529

Peso

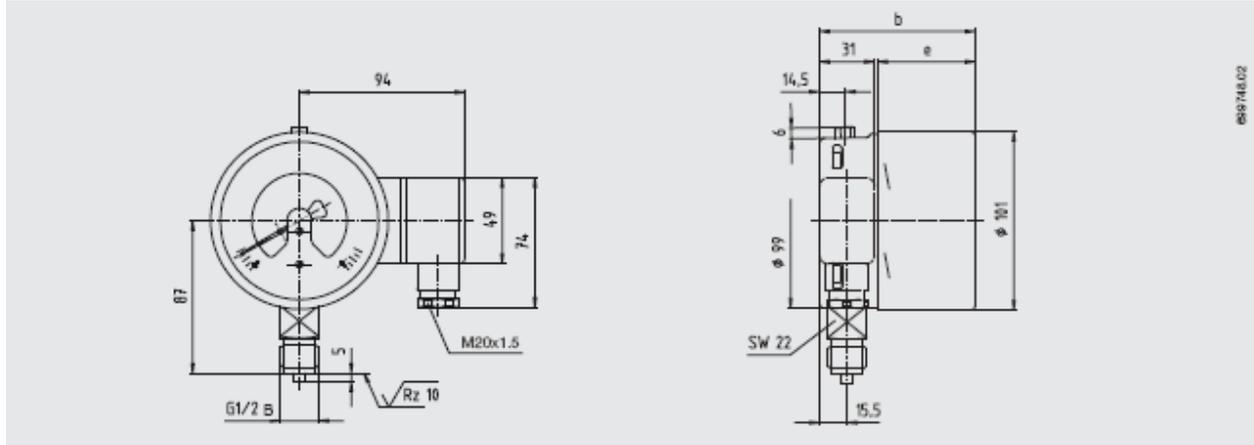
Aprox. 0.8 kg

Opciones

- 3 contactos de acción magnética de broche, sin aislamiento galvánico, los puntos de interrupción son ajustables
- y seguros
- Ventana de vidrio acrílico
- Caja con llenado de líquido (SP 60.01)
- Compensación para mezclas de SF₆
- Conexión de proceso a través de bridas
- Conexión a las 3, 6 o 12 horas
- Conexión trasera
- Caja de cables enchufable

Dimensiones en mm

Versión Estándar



Contactos de alarma modelo 821

Juegos y versión del contacto

Dimensiones en mm

Contactos dobles, con aislamiento galvánico

b

e

Contactos triples, con aislamiento galvánico, sin brazos de ajuste

96

63

Información sobre pedidos

Modelo / Tamaño nominal / Rango de escala / No. y tamaño de conexión / Presión de llenado / Presión de calibración / Opciones

Las especificaciones y dimensiones provistas en este folleto representan el estado de la ingeniería al momento de la impresión. Pueden efectuarse modificaciones y los materiales especificados pueden ser reemplazados por otros sin previo aviso.

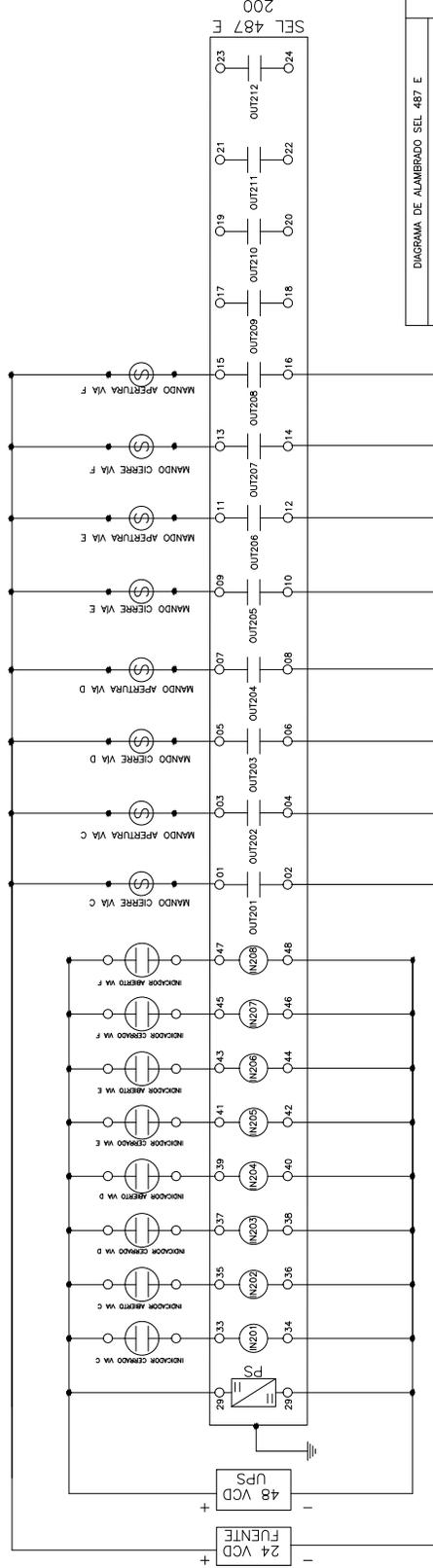
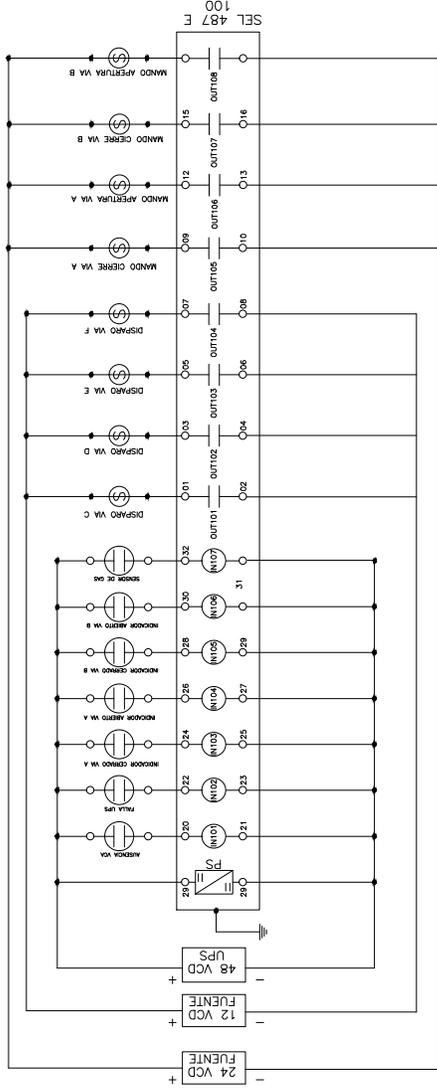


WIKAL
WIKAL Alexander Wiegand SE & Co. KG
Alexander-Wiegand-Straße 30
63911 Klingenberg/Germany
Tel. (+49) 9372/132-0
Fax (+49) 9372/132-406
E-Mail info@wika.de
www.wika.de



Anexo 6:
Diagramas de Alambrado.







OMANEL
 Equipos de Control y Automatización
 de Electricidad S.A. de C.V.

DIAGRAMA DE ALAMBRAO SEL 487 E

IN, OUT SEL 487 E
OP-1616

REVISION: 00	No. DE PLANO: SP-DC-H103-1616	PLANO 4 DE 4	APROBADO GERENTE DE INGENIERIA
A MENOS QUE SE ESPECIFIQUE ESTE DIBUJO ES PROPIEDAD DE COMANEL S.A. DE C.V.			
Y NO PODRA SER REPRODUCCION O ENSEÑADO A TERCEROS SIN PERMISO EXPRESO DE LA CIA.			
X -- 12 .XX -- 6 .XXX -- 3		ING. RUBEN FIGUEROA	
ANGULAR + -- .5°		DIBUJO: VMAC	
		ACOT.: mm	
		ESC. SIN	
		FECHA: 20/01/2015	

REVISION	DESCRIPCION	FECHA

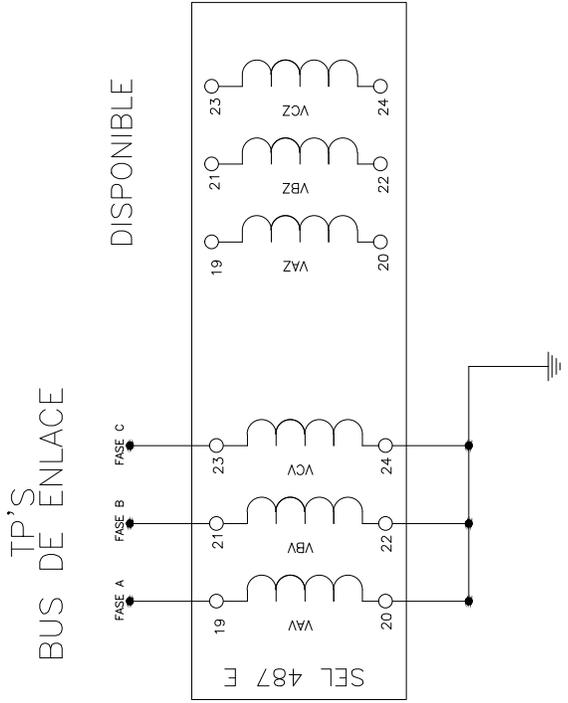
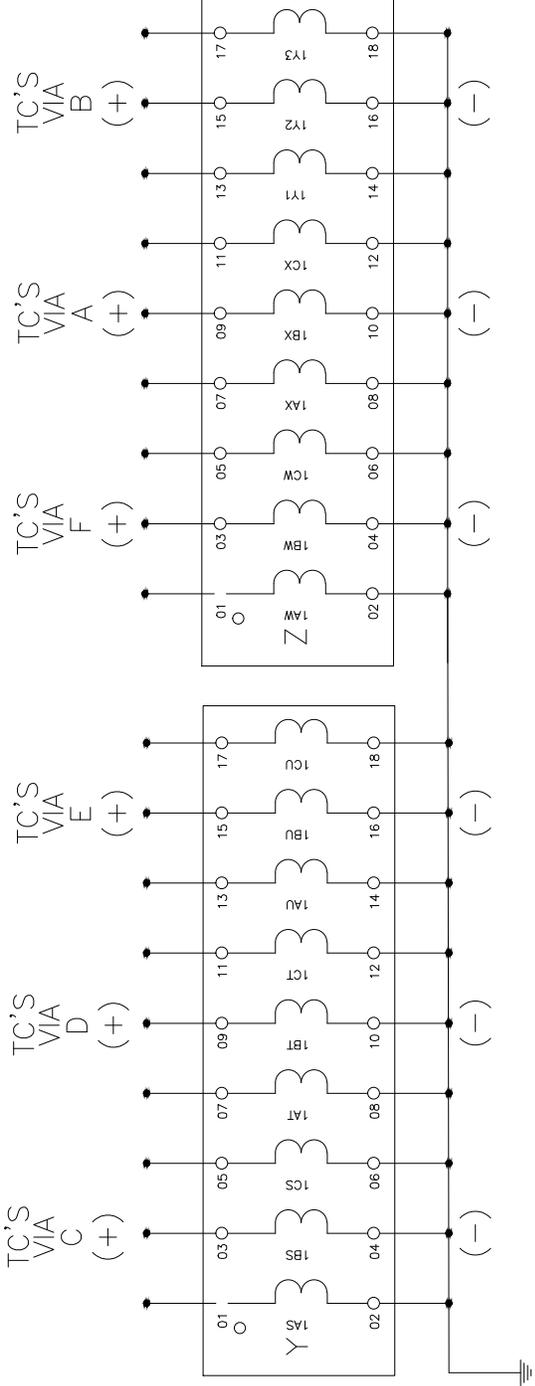


DIAGRAMA DE ALAMBRAO SEL 487 E		 OMANEL Corporación de Equipos S.A. de C.V.	
CORRIENTES Y POTENCIALES SEL 487 E		OP-1616	
REVISION: 00	No. DE PLANOS: DC-H102-1616	PLANO 2 DE 4	APROBADO GERENTE DE INGENIERIA
A MENOS QUE SE ESPECIFIQUE ESTE DIBUJO ES PROPIEDAD DE COMANEL S.A. DE C.V. Y NO PODRA SER REPRODUCIDO O ENTREGADO A TERCEROS SIN PERMISO EXPRESO DE LA CA.			
X	+- 12		ING. RUBEN FIGUEROA
.XX	+- 6		DIBUJO: VHMC
.XXX	+- 3		ACOT.: mm
ANGULAR	+- .5°		REVISOR: RFV
			FECHA: 20/01/2015

REVISION	DESCRIPCION	FECHA

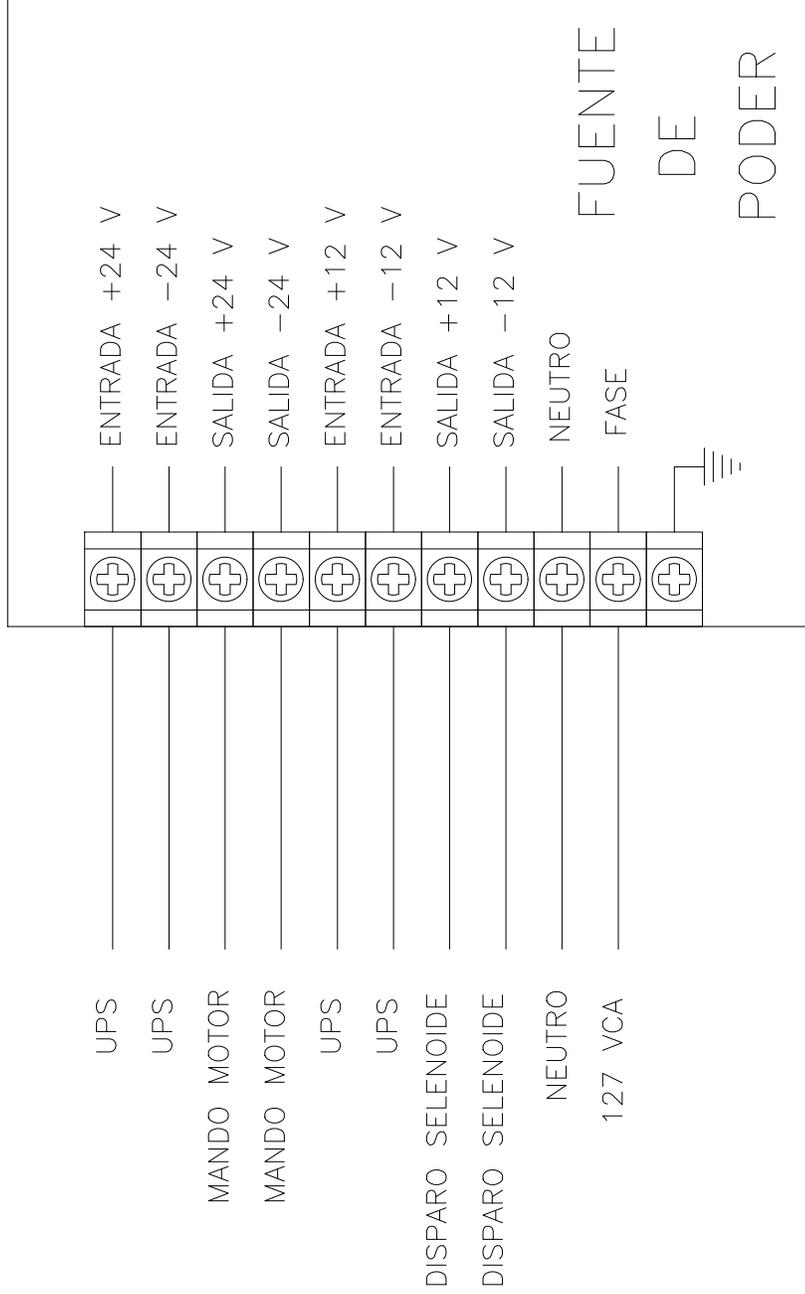


DIAGRAMA DE ALAMBRAO SEL. 487 E		PLANO 4 DE 4	
FUENTE DE PODER OP-1616		APROBADO GERENTE DE INGENIERIA	
REVISION: 00		No. DE PLANO: SP-CD-H104-1616	PLANO 4 DE 4
A MENOS QUE SE ESPECIFIQUE ESTE DIBUJO ES PROPIEDAD DE COMANEL S.A. DE C.V. Y NO PODRA SER REPRODUCIDO O ENSEÑADO A TERCEROS SIN PERMISO EXPRESO DE LA CIA.			
X	+	12	
.X	+	6	
.XX	+	3	
.XXX	+	3	
ANGULAR	+	-	5°

OMANEL
 Corporación Manufacturera
 de Equipo Equipos S.A. de C.V.

ING. RUBEN FIGUEROA
 GERENTE DE INGENIERIA

DIBUJOC: VHMIC
 REVISOR: RRV

ACOT.: mm
 ESC: SIN

FECHA: 20/01/2015

REVISION	DESCRIPCION	FECHA

SEL 9310

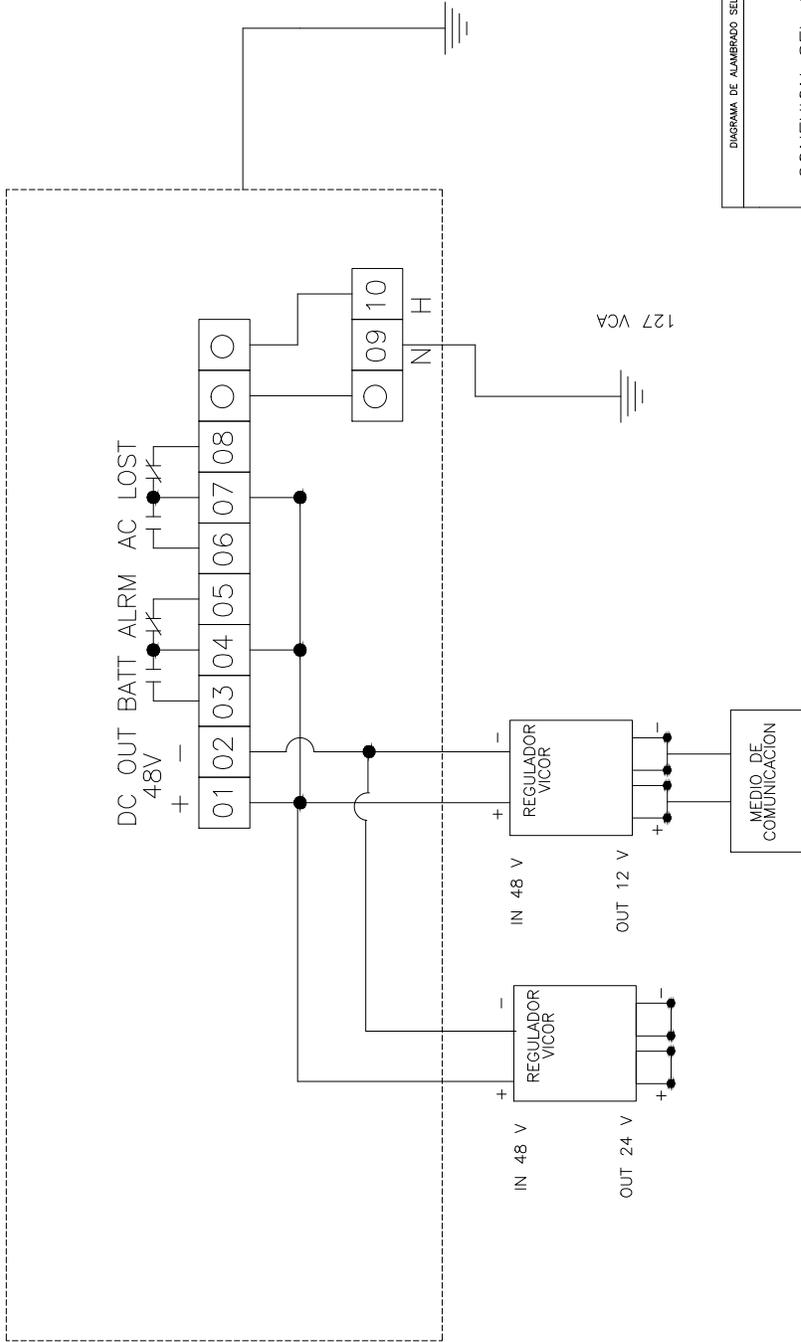


DIAGRAMA DE ALAMBRAO SEL 9310

CONEXION SEL 9310
OP-1616



REVISION: 00	No. DE PLANO: SP-DC-H101-1616	PLANO 1 DE 4
AVISO: QUE SE RESERVA ESTE DIBUJO ES PROPIEDAD OTRO USUARIOS SIN: DE OMANEL S.A. DE C.V. Y NO PODRA SER REPRODUCIDO O ENSEÑADO A TERCEROS SIN PERMISO EXPRESO DE LA CIA.		
APROBADO	GERENCIA DE INGENIERIA	ING. RUBEN FIGUEROA
DIBUJO: VHM	ACTO: mm	ESC: SIN
REVISO: RTV	FECHA: 20/01/2015	

REVISION	FECHA	DESCRIPCION



Anexo 7:
Lógica de Operación.





LB01 ES LOCAL REMOTO

PCT01PU := 0.000000 #AL DETECTAR ENTRADA INMEDIATAMENTE ENCIENDE EL CONTADOR

PCT01DO := 1200.000000 # ESPERA 10 SEGUNDOS ENCENDIDO EL MOTOR

PCT01IN := ((PB1_PUL AND NOT LB01) OR (RB02 AND LB01)) AND IN104 AND NOT PCT02Q # CERRAR INTERRUPTOR A POR MOTOR 1

PCT02PU := 0.000000 #AL DETECTAR ENTRADA INMEDIATAMENTE ENCIENDE EL CONTADOR

PCT02DO := 1200.000000 # ESPERA 11 SEGUNDOS ENCENDIDO EL MOTOR

PCT02IN := ((PB2_PUL AND NOT LB01) OR (RB01 AND LB01)) AND IN103 AND NOT PCT01Q # ABRIR INTERRUPTOR A POR MOTOR 1

PCT03PU := 0.000000 #AL DETECTAR ENTRADA INMEDIATAMENTE ENCIENDE EL CONTADOR

PCT03DO := 1200.000000 # ESPERA 10 SEGUNDOS ENCENDIDO EL MOTOR

PCT03IN := ((PB3_PUL AND NOT LB01) OR (RB04 AND LB01)) AND IN106 AND NOT PCT04Q # CERRAR INTERRUPTOR B POR MOTOR 2

PCT04PU := 0.000000 #AL DETECTAR ENTRADA INMEDIATAMENTE ENCIENDE EL CONTADOR

PCT04DO := 1200.000000 # ESPERA 10 SEGUNDOS ENCENDIDO EL MOTOR

PCT04IN := ((PB4_PUL AND NOT LB01) OR (RB03 AND LB01)) AND IN105 AND NOT PCT03Q # ABRIR INTERRUPTOR B POR MOTOR 2

PCT05PU := 0.000000 #AL DETECTAR ENTRADA INMEDIATAMENTE ENCIENDE EL CONTADOR

PCT05DO := 1380.000000 # ESPERA 10 SEGUNDOS ENCENDIDO EL MOTO3

PCT05IN := ((PB5_PUL AND NOT LB01) OR (RB06 AND LB01)) AND IN202 AND NOT PCT06Q # CERRAR DERIVADOR C POR MOTOR 3

PCT06PU := 0.000000 #AL DETECTAR ENTRADA INMEDIATAMENTE ENCIENDE EL CONTADOR

PCT06DO := 1380.000000 # ESPERA 10 SEGUNDOS ENCENDIDO EL MOTOR

PCT06IN := (((PB6_PUL AND NOT LB01) OR (RB05 AND LB01)) AND IN201 AND NOT PCT05Q) OR 51T01 OR 51T05 OR 50SP1 OR 50SG1 # ABRIR DERIVADOR C POR MOTOR 3

PCT07PU := 0.000000 #AL DETECTAR ENTRADA INMEDIATAMENTE ENCIENDE EL CONTADOR

PCT07DO := 1380.000000 # ESPERA 10 SEGUNDOS ENCENDIDO EL MOTOR

PCT07IN := ((PB7_PUL AND NOT LB01) OR (RB08 AND LB01)) AND IN204 AND NOT PCT08Q # CERRAR DERIVADOR D POR MOTOR 4





PCT08PU := 0.000000 #AL DETECTAR ENTRADA INMEDIATAMENTE ENCIENDE EL CONTADOR

PCT08DO := 1380.000000 # ESPERA 11 SEGUNDOS ENCENDIDO EL MOTOR

PCT08IN := (((PB8_PUL AND NOT LB01) OR (RB07 AND LB01)) AND IN203 AND NOT PCT07Q) OR 51T02 OR 51T06 OR 50TP1 OR 50TG2 # ABRIR DERIVADOR D POR MOTOR 4

PCT09PU := 0.000000 #AL DETECTAR ENTRADA INMEDIATAMENTE ENCIENDE EL CONTADOR

PCT09DO := 1380.000000 # ESPERA 10 SEGUNDOS ENCENDIDO EL MOTOR

PCT09IN := ((PB9_PUL AND NOT LB01) OR (RB10 AND LB01)) AND IN206 AND NOT PCT10Q # CERRAR DERIVADOR E POR MOTOR 5

PCT10PU := 0.000000 #AL DETECTAR ENTRADA INMEDIATAMENTE ENCIENDE EL CONTADOR

PCT10DO := 1380.000000 # ESPERA 10 SEGUNDOS ENCENDIDO EL MOTOR

PCT10IN := (((PB10PUL AND NOT LB01) OR (RB09 AND LB01)) AND IN205 AND NOT PCT09Q) OR 51T03 OR 51T07 OR 50UP1 OR 50UG1 # ABRIR DERIVADOR E POR MOTOR 5

PCT11PU := 0.000000 #AL DETECTAR ENTRADA INMEDIATAMENTE ENCIENDE EL CONTADOR

PCT11DO := 1380.000000 # ESPERA 10 SEGUNDOS ENCENDIDO EL MOTO3

PCT11IN := ((PB11PUL AND NOT LB01) OR (RB12 AND LB01)) AND IN208 AND NOT PCT12Q # CERRAR DERIVADOR F POR MOTOR 6

PCT12PU := 0.000000 #AL DETECTAR ENTRADA INMEDIATAMENTE ENCIENDE EL CONTADOR

PCT12DO := 1380.000000 # ESPERA 10 SEGUNDOS ENCENDIDO EL MOTOR

PCT12IN := (((PB12PUL AND NOT LB01) OR (RB11 AND LB01)) AND IN207 AND NOT PCT11Q) OR 51T04 OR 51T08 OR 50WP1 OR 50WG1 # ABRIR DERIVADOR F POR MOTOR 6

PCT20PU := 0.000000

PCT20DO := 180.000000

PCT20PU := 0.000000

PCT20DO := 180.000000

PCT20IN := IN107 # ENTRADA SENSOR DE GAS WIKA

PSV01 := PMV01 >= 30.000000 AND (51T01 OR 50SP1)

PSV02 := PMV02 >= 30.000000 AND (51T01 OR 50SP1)

PSV03 := PMV03 >= 30.000000 AND (51T01 OR 50SP1)

PMV01 := IASFM * 100.000000





PMV02 := IBSFM * 100.000000

PMV03 := ICSFM * 100.000000

PSV04 := PMV04 >= 30.000000 AND (51T02 OR 50TP1)

PSV05 := PMV05 >= 30.000000 AND (51T02 OR 50TP1)

PSV06 := PMV06 >= 30.000000 AND (51T02 OR 50TP1)

PMV04 := IATFM * 100.000000

PMV05 := IBTFM * 100.000000

PMV06 := ICTFM * 100.000000

PSV07 := PMV07 >= 30.000000 AND (51T03 OR 50UP1)

PSV08 := PMV08 >= 30.000000 AND (51T03 OR 50UP1)

PSV09 := PMV09 >= 30.000000 AND (51T03 OR 50UP1)

PMV07 := IAUFM * 100.000000

PMV08 := IBUFM * 100.000000

PMV09 := ICUFM * 100.000000

PSV10 := PMV10 >= 30.000000 AND (51T04 OR 50WP1)

PSV11 := PMV11 >= 30.000000 AND (51T04 OR 50WP1)

PSV12 := PMV12 >= 30.000000 AND (51T04 OR 50WP1)

PMV10 := IAWFM * 100.000000

PMV11 := IBWFM * 100.000000

PMV12 := ICWFM * 100.000000

PSV17 := HALARM OR SALARM

PLT01S := RB13 #BLOQUEO PROTECCIONES

PLT01R := RB14 #DESBLOQUEO PROTECCIONES





Anexo 8:
Protocolo DNP.





Protocolo DNP

DNP3 (acrónimo del inglés Distributed Network Protocol, en su versión 3) es un protocolo industrial para comunicaciones entre equipos inteligentes (IED) y estaciones controladores, componentes de sistemas [SCADA](#). Es un protocolo ampliamente utilizado en el sector eléctrico, de gran difusión en Estados Unidos y Canadá, y menor presencia en Europa donde el uso de alternativas como IEC-60870 101 e IEC-60870 104 gozan de mayor popularidad. También se puede encontrar en otros campos (agua, gas, entre otros tipos de empresas de servicio).

Seguridad

Aunque el protocolo fue desarrollado sobre la base de requisitos de gran fiabilidad, no se prestó demasiada importancia a los aspectos de seguridad relacionada con los ataques de Hackers u otros factores malintencionados que pudiesen interferir en el correcto comportamiento de las comunicaciones entre los diversos sistemas de control. Esto supuso un importante error de diseño.

Debido a que el protocolo puede utilizar los niveles de transporte y enlace proporcionados por la suite [TCP/IP](#), gran parte del problema de añadir un Sistema de Autenticación Seguro quedaba resuelto.

DNP3 es actualmente compatible con las especificaciones de seguridad IEC 62351-5.

Cabe destacar además que el protocolo DNP3 se menciona en el estándar IEEE 1379-2000, el cual recomienda un conjunto de prácticas recomendables para la implementación de enlaces de comunicación entre maestros [SCADA](#) - RTU/IED. Este estándar no sólo incluye cifrado, sino toda una serie de prácticas que mejoran la seguridad frente a métodos intrusivos conocidos.

Detalles Técnicos

El protocolo DNP3 presenta importantes funcionalidades que lo hacen más





robusto, eficiente y compatible que otros protocolos más antiguos, tales como [Modbus](#), con la contrapartida de resultar un protocolo mucho más complejo.

DNP3 es un protocolo de tres capas o niveles según el [modelo OSI](#): [nivel de enlace](#) (Data Link Layer), [Nivel de Aplicación](#) (Application Layer), y un tercer [nivel de Transporte](#) (Transport Layer) que realmente no cumple con todas las especificaciones del [modelo OSI](#), y por lo cual se suele denominar pseudo-nivel de Transporte. Por este motivo suele referirse a él como un protocolo de dos capas o niveles.

El formato de trama utilizado está basado en el FT3 recogido en las especificaciones IEC 60870-5 (es una redefinición de este formato, no una implementación idéntica), y hace uso de la [Comprobación de Redundancia Cíclica \(CRC\)](#) para la detección de errores.

La estructuración en capas o niveles, sigue el siguiente esquema:

- Los mensajes a nivel de aplicación son denominados **Fragmentos**. El tamaño máximo de un fragmento está establecido en 1024 bytes.
- Los mensajes a nivel de transporte son denominados **Segmentos**.
- Los mensajes a nivel de enlace son denominados **Tramas**. El tamaño máximo de una trama DNP3 es de 292 bytes.

Cuando se **transmiten** datos, estos sufren las siguientes transformaciones al pasar por las diferentes capas:

- Los datos se encapsulan en fragmentos a nivel de aplicación.
- El nivel de transporte es el encargado de adaptar los Fragmentos para poder encapsularlos en tramas (nivel de enlace), para lo cual, secciona el mensaje del nivel de aplicación si es necesario, y les agrega la cabecera de transporte, formando de este modo los segmentos.
- En el nivel de enlace, los segmentos recibidos del nivel de transporte son empaquetados en tramas, para lo cual se les añade a estos una cabecera de enlace, y además, cada 16 bytes un CRC de 2 bytes.





Cuando se **reciben** datos, las transformaciones se suceden de la siguiente forma:

- El nivel de enlace se encarga de extraer de las tramas recibidas los Segmentos que son pasados al nivel de transporte.
- El nivel de transporte lee la cabecera de los segmentos recibidos del nivel de enlace, y con la información obtenida extrae y compone los fragmentos que serán pasados al nivel de aplicación.

En el nivel de aplicación los fragmentos son analizados y los datos son procesados según el modelo de objetos definido por las especificaciones del estándar.

Nivel de enlace

Los mensajes DNP3 a nivel de enlace se encuentran en bloques de no más de 292 bytes denominados tramas. El formato de trama es similar al FT3, si bien presenta ciertas diferencias.

Una trama DNP3 consta de tres bloques bien diferenciados:

Cabecera DNP3: son los diez primeros bytes de la trama, y está constituida por los siguientes campos:

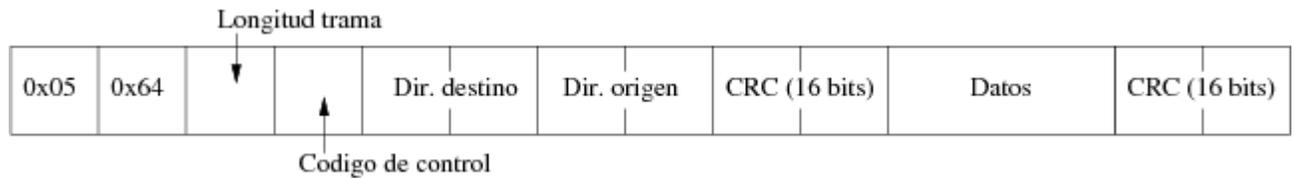
- 2 bytes de inicio (start bytes), cuyo valor es fijo. 0x05 (valor en hexadecimal) para el primero y 0x64 para el segundo.
- 1 byte con el tamaño de la trama. Este valor no tiene en cuenta ni la cabecera, ni los CRC.
- 1 byte con el código de control, que permite fijar los servicios del nivel de enlace, el sentido del flujo, etc.
- 2 bytes con la dirección de destino, codificada en big-endian.
- 2 bytes con la dirección de origen, codificada en big-endian.
- 2 bytes de CRC.





Datos.

Cada 16 bytes de datos, así como al final de la trama, se encontrarán 2 bytes de **CRC**.



El nivel de enlace en DNP es balanceado, de modo que tanto la estación controladora como la controlada tienen responsabilidad tanto en los envíos de los datos como en la gestión (establecimiento y liberación) del nivel de enlace (fuera del alcance de las especificaciones del protocolo).

El empleo de doble direccionamiento (dirección de origen y dirección de destino) se debe a la funcionalidad que proporciona DNP3 basado en funcionamiento por excepción. De tal modo las comunicaciones no son iniciadas únicamente por la estación controladora, enviando preguntas a las estaciones controladas, sino que además estas últimas pueden iniciar una conversación dependiendo de la alteración de determinada información configurada en ella para ser reportada en estas condiciones. A este tipo de mensajes, en los cuales la estación controlada transmite los eventos de determinados objetos configurados en ella, se les denomina "respuestas no solicitadas".

El nivel de enlace proporciona una serie de servicios para la gestión de la comunicación entre las estaciones, tales como la petición o envío con o sin confirmación, las confirmaciones de tramas recibidas (ACK), las confirmaciones negativas (NACK), el reset de enlace (Reset Link) o el chequeo del estado del enlace (Link Status).

Nivel de transporte

El nivel de transporte es el encargado de permitir mensajes únicos estructurados tanto en múltiples tramas como en múltiples fragmentos. Esta es una de las





características diferenciadoras de DNP3 frente a otros protocolos de comunicación industriales del mismo ámbito, tales como IEC 60870, y permite el concepto de mensajes de tamaño ilimitado.

A continuación se describirá el funcionamiento de este nivel, dependiendo del sentido del flujo de los datos dentro de la estructura de capas del protocolo.

Datos transmitidos desde el nivel de aplicación hacia el nivel de enlace

El nivel de aplicación pasa los fragmentos al nivel de transporte, y este se encarga de trocearlos y agregarles al principio la cabecera de transporte, la cual ocupa un byte y contiene el número de secuencia que identifica el segmento dentro del fragmento. El tamaño de los fragmentos ha de ser tal, que una vez agregadas las cabeceras del nivel de enlace (diez bytes) y los correspondientes CRCs, el tamaño total no exceda los 292 bytes máximos permitidos para una trama.

Datos transmitidos desde el nivel de enlace hacia el nivel de aplicación

En este caso, el nivel de transporte se encarga de recomponer los fragmentos del nivel de aplicación a partir de los segmentos que le proporciona el nivel de enlace. Para ello, recurre a las cabeceras de transporte y al número de secuencia que identifica la posición de cada segmento dentro del fragmento.

Nivel de aplicación

El nivel de aplicación se encarga de procesar los fragmentos que le pasa el nivel de transporte, y obtener la información de control y monitorización en ellos encapsulados atendiendo al modelo de datos.

Entre los servicios que proporciona este nivel, se encuentran la escritura y lectura de valores, la congelación de contadores y la selección y ejecución de mandos. El código de función es el que permite indicar qué operación debe realizarse en este nivel.





Por otro lado, las estaciones controladas disponen de la posibilidad de informar a la estación controladora de diferentes aspectos relacionados con este nivel gracias a dos bytes denominados indicaciones internal (Internal Indications, IIN). La estación controlada puede servirse de estas indicaciones para informar acerca de la presencia de eventos de clase 1, clase 2 o clase 3, de la necesidad de ser sincronizada o de la presencia de anomalías en la configuración o en la base de datos.

El modelo de datos en DNP3 está basado en un esquema de **objetos**.

Modelo de Objetos en DNP3

El modelo de objetos en DNP3 permite, en rasgos generales, definir los tipos de datos que se manejarán en las diferentes transacciones entre estación controlada y estación controlante. A pesar de ello, existen objetos orientados más bien a servicios a nivel de aplicación que a formato de datos en sí, como pueden ser el objeto 60 (Objeto de Clase), o el objeto 80 (indicaciones internas).

Mediante las denominadas **variaciones**, es posible establecer, además del tipo de dato definido por el objeto, el formato del mismo (tamaño y formato de los valores, por ejemplo).

A continuación, se describen algunos de los objetos más comúnmente utilizados en comunicaciones DNP3:

- **Objeto 1 - Entradas digitales:** este objeto hace referencia a las entradas digitales. Permite la lectura de las mismas, mediante el código de función 1, o la asignación de clase mediante el código de función 22 (códigos de función también soportados por otros objetos como contadores o entradas analógicas).
- **Objeto 2 - Eventos de las entradas digitales:** es importante destacar que DNP3 maneja los valores estáticos y sus eventos como objetos diferentes. Así, los eventos de las entradas digitales (objeto 1) se agruparán en el objeto 2.
- **Objeto 12 - Mandos digitales:** este objeto hace referencia a los controles digitales. Mediante los códigos de función de selección, ejecución, selección y





ejecución y ejecución sin confirmación, se podrán realizar estas operaciones sobre los elementos especificados bajo este objeto.

- **Objeto 20 - Contadores:** mediante este objeto, DNP3 permite la lectura o manipulación (congelación, reseteo, etc.) de contadores.
- **Objeto 22 - Eventos de contadores:** este es el objeto utilizado para agrupar la información relativa a eventos generados por contadores (objeto 20).
- **Objeto 30 - Entradas analógicas:** los valores analógicos se agrupan bajo este objeto.
- **Objeto 32 - Eventos de las entradas analógicas:** este es el objeto utilizado para los eventos de las entradas analógicas definidas mediante el objeto 30.
- **Objeto 41 - Mandos analógicos:** este es el objeto utilizado para ejecutar mandos analógicos o *Set Points*. Admite las mismas funciones que los mandos digitales.
- **Objeto 50 - Hora y fecha:** la variación 1 de este objeto permite a la estación controladora sincronizar a la estación controlada.
- **Objeto 60 - Objeto de clase:** como se comentó más arriba, este objeto no distingue exactamente entre un tipo de dato, sino más bien hace alusión a una serie de servicios del nivel de aplicación. Dependiendo del código de función utilizado, mediante este objeto la estación controlada puede realizar peticiones por clase, o asignar clases a los eventos de los objetos estáticos configurados en la estación controlada.

Las clases en DNP3 permiten agrupar los eventos en tres niveles diferentes (recurso útil para priorizar el esquema de peticiones del maestro). Las peticiones por clase permiten el polling por eventos. Un caso excepcional es una cuarta clase denominada clase 0, mediante la cual el maestro puede solicitar al esclavo el envío de todos los valores estáticos configurados en su base de datos.



