



Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa "Dr. Antonio Núñez Jiménez"

Facultad de Metalurgia y Electromecánica
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Trabajo de Diploma

Título: Análisis de la efectividad de los recierres de interruptores Nu-lec.

Diplomante: Reynaldo Tamayo Lores

Tutor: MSc. Igor Pérez Maliuk

Moá 2011

"Año 53 de la Revolución"



Declaración de Autoridad.

Yo: Reynaldo Tamayo Lores.

Tutor: Msc. Igor Pérez Maliuk.

Autor de este Trabajo de Diploma con el título: Análisis de la efectividad de los recierres de interruptores Nu-lec, certifico su propiedad intelectual a favor del Instituto Minero Metalúrgico de Moa Dr. Antonio Núñez Jiménez, quien podrá hacer uso de este documento con el objetivo que estime conveniente.

(Diplomante)

Reynaldo Tamayo Lores.

(Tutor)

Msc. Igor Pérez Maliuk



Agradecimientos.

Quiero agradecer no solo su ayuda si no también su apoyo incondicional a mis padres, hermanos, suegros, a mi novia y a mi tutor quien me ayudó a lo largo de estos meses para que este trabajo se realiza de manera satisfactoria. A todas aquellas personas que con el granito de arena que aportaron me fueron ayudando con sus criterios e ideas para desarrollar este trabajo, a mis profesores, a la Revolución que me dio la oportunidad de ser mañana un buen profesional y, en general, a todos los que siempre me apoyaron y me brindaron su amistad.



Dedicatoria

Dedico este trabajo en general a todos aquellas personas que de una forma u otra ayudaron a desarrollarlo. De manera especial a mi madre querida, Maria Julia Lores Góngora, quien ha sido el pilar principal para poder desarrollar mi vida como estudiante;

A mi padre Reynaldo Tamayo de Mir;

A mis hermanos Sulien Tamayo Lores y Nelson Tamayo Carralero;

A mi novia Irenis Mulet Pupo y mis suegros Nilda Pupo y Romilio Mulet;

Y por último, y no menos importante, a mi tutor Igor Pérez Maliuk que me ha brindado su apoyo incondicional para el desarrollo de esta investigación.



Pensamiento



“No se debe abandonar con descuido, lo que luego se logra a gran costo.”

José Martí



ÍNDICE:

INTRODUCCIÓN GENERAL	1
CAPÍTULO 1 MARCO TEÓRICO INVESTIGATIVO.....	5
1.1 Introducción	5
1.2 Corrientes De Cortocircuitos. Generalidades.	5
1.2.1 <i>Características de la corriente de cortocircuito.</i>	7
1.2.2 <i>Fallas (clasificación y tipos por cortocircuitos en sistemas de potencia).</i>	9
1.3 Protecciones eléctricas. Generalidades.	11
1.3.1 <i>Requisitos de las protecciones.</i>	13
1.3.2 <i>Características de los Elementos de Protección.</i>	16
1.3.3 <i>Coordinación de las protecciones.</i>	18
1.3.4 <i>Teoría y Funcionamiento de las Protecciones Eléctricas.</i>	19
1.3.4.1 <i>Fusibles.</i>	19
1.3.4.2 <i>Interruptores Automáticos.</i>	21
1.3.4.3 <i>Recerradores.</i>	25
1.3.4.4 <i>Relés.</i>	27
1.4 Conclusiones	28
CAPÍTULO 2 MATERIALES Y MÉTODOS. RECONNECTADOR AUTOMÁTICO SERIE-U.....	29
2.1 Introducción	29
2.2 Métodos empleados en el desarrollo de la investigación.	30
2.3 Reseña y operación del reconectador.	30
2.4 Reseña del gabinete de comunicaciones y vías de descargas o comunicación.....	34
2.5 Características de protección general.	37
2.5.1 <i>Características de protección.</i>	37
2.5.2 <i>Características de protección avanzada.</i>	43
2.5.3 <i>Características de medición.</i>	45
2.5.4 <i>Especificaciones del reconectador Serie-U.</i>	46
2.5 Descripción del mecanismo de reconexión y ciclos de recierres.	47
2.6 Tipos de reconectores y ubicación lógica.	51



2.7 Reseña y características del WSOS	53
2.7.1 Características del WSOS	54
2.8 Reseña del TELENUL	55
2.9 Conclusiones	57
Capítulo III: INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS	58
3.1 Introducción	58
3.2 Presentación de los datos	59
3.3 Procesamiento de los datos	61
3.3.1 Comparación de los interruptores con dos y tres recierres	61
3.3.2 Análisis de la influencia de la utilización del tiempo inverso y el tiempo definido en el éxito de los recierres de los interruptores.....	63
3.3.3 Relación entre la cantidad de detecciones y la efectividad de los recierres.....	66
3.3.4 Efecto de la relación entre los disparos por sobrecarga y los disparos por cortocircuito sobre la efectividad de los recierres.....	67
3.3.5 Evaluación técnico económica.....	71
3.4 Conclusión	76
CONCLUSIONES GENERALES	77
RECOMENDACIONES	78
BIBLIOGRAFÍA	79
ANEXO	



Resumen

En el presente trabajo se abordan las causas de las fallas en las líneas de distribución eléctrica, clasificadas en fallas transitorias o permanentes. Gracias a investigaciones hechas anteriormente, se ha demostrado que del 60-70% de las fallas son transitorias, lo que permite a los recerradores automáticos Nu-lec restablecer el sistema inmediatamente, intentando resolver esta situación, conscientes de que mientras más efectivos sean los ciclos de recierre y mejor seleccionada esté la protección, menores serán las afectaciones a los clientes. El trabajo fue realizado analizando 80 recerradores con 2 recierres y 15 con 3 recierres realizando el análisis de los eventos ocurridos en los 95 interruptores Nu-lec. La implementación del tercer recierre automático, con un cuarto disparo en los interruptores de las redes de distribución, elevan la fiabilidad de ciclo de recierre de forma absoluta en más de 4.1%, desde un 88.1% actual a 92.2%, que en conjunto con el paso de la calibración de las protecciones a tiempo inverso se logra una efectividad para interruptores de 3 recierres de 6.4% mayor que con la calibración de protección con tiempo definido. La disminución del costo de explotación asciende a 102774 CUP, con un gasto de implementación estimado en 8736 CUP lo cual conlleva a un tiempo de amortización de 0.085 años, o sea, 31 días aproximadamente.



Summary

In the present work the causes of the flaws are approached in the lines of electrical distribution, they are classified in transitory or permanent flaws. Thanks to previously made investigations; it has been demonstrated that 60-70% of the flaws are transitory, what allows to the automatic recloser Nu-lec to reestablish the system immediately, trying to solve this situation, aware that while more effective the recloses cycles are and better selected the protection the clients will be less affected. The work was carried out analyzing 80 reclosers with 2 recloses and 15 with 3 recloses respectively carrying out the analysis of the events happened in the 95 switches Nu-lec. The implementation of the third automatic reclose, with a fourth shot in the switches of the distribution nets, elevate the reliability of cycle of reclose in an absolute way in more than 4.1%, from 88.1% current to more than 92.2%, together with the step of the calibration of the protections on time inverse an effectiveness is achieved for switches of 3 recloses of 6.4% bigger that with the protection calibration in advance defined. The decrease of the cost of exploitation ascends to 102774 cup with an implementation expense of aproximatly 8736 cup this leads to a time of amortization of 0.085 years, that is to say, approximately 31 days.



INTRODUCCIÓN GENERAL

La fiabilidad del suministro de energía eléctrica gana mayor importancia en la misma medida en que se incrementa la dependencia de la industria y la sociedad de esta fuente. Las afectaciones al servicio eléctrico desarticulan toda la vida social, entorpecen la producción de bienes, crean afectaciones a los servicios, provocan malestar en la población y, en los últimos años, luego de la Revolución Energética; a partir de la cual la cocción de alimentos de la mayor parte de la población quedó condicionada a la existencia permanente del fluido eléctrico provocando serios daños a la vida social y doméstica, y excesiva irritación en la población. Por tales motivos, mantener el servicio eléctrico ininterrumpido tiene cada día mayor importancia para los sectores sociales, productivos y de servicio.

Hasta hace varios años, el desarrollo de las redes de distribución eléctrica, estaban atrasadas, carentes de equipos tecnológicos suficientemente fiables para garantizar el servicio permanente a los consumidores. Además la descapitalización, el deterioro de partes y componentes, la falta de recursos dedicados a su mantenimiento, debilitaban la protección contra las fallas que ocurren en las redes.

Durante muchos años, las redes de distribución de todo el país se protegían contra sobrecorrientes a través de fusibles insertados en elementos portafusibles conocidos por su nombre en inglés como "Drop-out". Esta protección presenta entre sus mayores ventajas, su bajo costo de explotación y la sencillez de esta, pero tiene como desventaja el hecho de que las interrupciones transitorias, se convierten en permanentes provocando la falta del servicio eléctrico a los consumidores, hasta tanto no se presente a la subestación correspondiente el personal especializado para reponer el fusible dañado.

Se hicieron algunos intentos de instalar interruptores y recerradores automáticos, pero nunca estas ideas lograron ponerse en función hasta que la necesidad y la comprensión de la importancia del servicio eléctrico ininterrumpido hicieron, a partir de mediados de la pasada década, se adopta la decisión de dotar con interruptores



automáticos la mayor parte de las redes de distribución del país, sobre todo, el total de las redes que alimentan industrias y poblaciones importantes.

De esta forma, en la provincia de Holguín, se instalaron interruptores-recerradores automáticos de fabricación Australiana, de la Nu-lec industries, en 150 de las 162 redes de distribución existentes en la provincia. Estos interruptores presentan como ventaja adicional que son programables y permiten ajustar fácilmente múltiples parámetros a las necesidades específicas de los circuitos de distribución con las más disímiles características, sin la necesidad de realizar cambios de bobinas y otros aditamentos que exigían los interruptores usados a discreción con anterioridad.

La instalación de estos interruptores permitió disminuir significativamente la cantidad de interrupciones permanentes en las redes de distribución, ya que dotados de la posibilidad de recierres automáticos, garantizaron que una gran cantidad de fallas permanentes con la utilización de los fusibles, las fallas transitorias quedaran eliminadas, luego de uno o varios recierres, sin que el cliente percibiera prácticamente la ocurrencia de la misma.

A pesar de esto, la falta de experiencia del personal dedicado a la explotación y el mantenimiento de las redes de distribución y de estos equipos, hicieron que la mayoría de estos interruptores se calibraran con criterios obsoletos, a partir de la experiencia con equipos no programables que, en el mejor de los casos no permitían aprovechar al máximo las posibilidades y prestaciones brindado por estos. Entre estas prestaciones se encuentran las diferentes curvas disponibles dentro de la programación del interruptor que pueden ser utilizadas por una parte, por otra, el esquema y la duración de los disparos y recierres con el objetivo de minimizar el corte del servicio eléctrico a la población, sobre la base de maximizar la efectividad de los ciclos de recierre y la correcta selección de las protecciones.

Conscientes de que mientras más efectivos sean los ciclos de recierre, las curvas de protección y mejor seleccionada esté la protección, menores serán las afectaciones a los clientes. En el presente trabajo se aborda este tema intentando resolver esta situación.



Situación Problemática.

A partir del 2005 a la Unión Eléctrica, dentro de ella la Empresa Eléctrica de Holguín, comenzaron a entrar de forma masiva interruptores – recerradores de nueva generación hasta alcanzar 150 unidades, para completar el 92% de las salidas de las redes de distribución de 13.2 y 4.16 kV. Las funciones de estos son programables lo cual incrementa notablemente la flexibilidad de interruptores para adaptarse a las características de la red donde se instalan, esto obliga a realizar análisis para optimizar su explotación.

Entre las características programables de estos interruptores se encuentran las secuencias de disparos y recierres. En todo el país, sin análisis profundo, se estableció por consenso un ciclo que comprendía 3 disparos y 2 recierres. Estableciendo un tiempo de recierres de 0.5 segundos (seg) para el primero y 180 seg para el segundo; mientras que los interruptores permiten por un lado 4 disparos con 3 recierres y otro tiempo mínimo de recierre de 2 seg para el segundo y el tercer recierre.

Problema científico.

Ajuste de los interruptores NU-LEC con criterios desactualizados, provoca que no se logre el máximo de la efectividad de los mismos y se incrementen afectaciones adicionales e innecesarias a los clientes.

Objeto de estudio.

Sistema de distribución eléctrica de la Provincia Holguín protegido por interruptores Nu-lec Serie-U.

Campo de acción.

Optimizar el uso de los restauradores Nu-lec Serie-U.

Objetivo

Evaluar los ciclos de recierre y curvas de ajuste de las protecciones de los interruptores NU-LEC para el aumento de rendimiento del restaurador automático.



Objetivo específico

1. Comparar los Nu-lec instalados con 3 disparos y 2 recierres con los de 4 disparos y 3 recierres.
2. Revisar la influencia de la filosofía de protección de tiempo definido o curvas de tiempo inverso para establecer las ventajas y desventajas de los diferentes criterios.

Hipótesis científica.

Si se evalúan los ciclos de recierre y las curvas de ajuste de los recerradores es posible el incremento de un tercer recierre y adoptar la curva con mayor rendimiento eliminando afectaciones innecesarias al sistema.

Tareas.

- ❖ Analizar el comportamiento del dispositivo de protección Nu-lec serie U antes de realizar el estudio.
- ❖ Diagnosticar los ciclos de recierres y curvas de protección.
- ❖ Procesamiento de la información.
- ❖ Reajuste en la programación de protección del equipo.

Resultados esperados.

Mejorar la efectividad del funcionamiento del interruptor a partir de;

- ❖ Activar el tercer recierre permitido por el interruptor.
- ❖ Adoptar curvas de protección de tiempo definido y inverso con mayor efectividad.
- ❖ Reducir el tiempo del 2do recierre eliminando interrupciones innecesarias de corta duración.



CAPÍTULO 1 MARCO TEÓRICO INVESTIGATIVO

1.1 Introducción

El conocimiento de la magnitud de las corrientes que circulan por los equipos y circuitos de los sistemas eléctricos de potencia, tanto en condiciones normales como en condiciones de falla, es la base fundamental para la selección y coordinación de los dispositivos de protección de sobrecorriente en serie.

La condición normal de un sistema de potencia es sin falla, sin embargo, es casi imposible evitar su presencia en el sistema, debido a muchas causas, las cuales están fuera del control humano. Debido a ello, los equipos o el sistema en general, en estas condiciones, pueden sufrir daños, en ocasiones graves, por lo cual es necesario al diseñar las instalaciones que estas contengan todos los elementos adecuados de protección, considerando, los valores más altos de corriente de cortocircuito para poder fijar la capacidad de interrupción de los dispositivos de protección y la capacidad de cortocircuito de los equipos. De igual manera, es importante conocer los valores mínimos de corriente de falla para poder calibrar las protecciones de tal manera que las puedan detectar y aislar.

1.2 Corrientes De Cortocircuitos. Generalidades.

Un cortocircuito es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos entre los cuales existe una diferencia de potencial se ponen en contacto entre sí, caracterizándose por elevadas corrientes circulantes hasta el punto de falla.

La magnitud de la corriente que fluirá a través de un cortocircuito depende principalmente de:

- 1) Las características y el número de fuentes que alimentan al cortocircuito.
- 2) La oposición o resistencia que presente el propio circuito de distribución.

Las fuentes principales de corrientes de cortocircuito son los generadores existentes en el sistema de potencia local y la generación remota de la red que le suministra energía eléctrica (red pública), sin embargo, los motores sincrónicos y de inducción que antes



de la falla representaban una carga para el sistema, en condiciones de cortocircuito, se comportan como generadores durante un tiempo relativamente corto.

La oposición presentada por el propio circuito de distribución al flujo de la corriente de cortocircuito se denomina “impedancia” en términos eléctricos y depende de la configuración del sistema eléctrico, se calcula a partir de la impedancia de cada uno de los componentes del sistema. Otros factores que influyen sobre la magnitud de la corriente de cortocircuito son el momento, tipo y ubicación de la falla.

Entre las causas más frecuentes de cortocircuitos a nivel de instalaciones comerciales e industriales podemos mencionar las debidas a la ruptura o debilitamiento del aislamiento de conductores o equipos y los producidos por agentes ambientales.

Los efectos de las corrientes de cortocircuitos son muy variados, pero los más importantes son el debido al efecto Joule (calentamiento de los equipos eléctricos debido a la gran circulación de corriente), esfuerzos electromecánicos en las máquinas eléctricas y destrucción física del lugar de la falla cuando se producen grandes arcos eléctricos.

De los efectos de las fallas por cortocircuito, el más notorio es la interrupción del suministro eléctrico debido a la necesaria apertura del circuito eléctrico por parte de los dispositivos de protección para despejar la falla y evitar mayores daños en el sistema.

Aún cuando se diseñe muy cuidadosamente un sistema de potencia, este estará siempre expuesto al daño que puedan causar flujos de corriente en condiciones de cortocircuito tales como sobrecalentamientos y arcos eléctricos destructivos. Para asegurar que los equipos de protección puedan aislar fallas rápidamente y minimizar el daño de cada uno de los componentes del sistema de potencia y el riesgo del personal, el estudio de corrientes de cortocircuito debe ser incluido en el diseño de los sistemas de potencia y también cuando se hagan modificaciones a los sistemas existentes.

Los estudios de cortocircuito son necesarios en todos los sistemas de distribución de energía eléctrica para:



- Determinar la capacidad de interrupción que deben tener los equipos.
- Ajustar los dispositivos de protección de sobrecorriente y cortocircuito.

Para especificar equipos eléctricos, tales como: Centros de Control de Motores (CCM), Tableros con Interruptores Termo magnéticos, etc.; es necesario el conocimiento de las corrientes de cortocircuito con las cuales estos deberán operar en caso de una falla de cortocircuito en el sistema que los mismos alimentarán. Un equipo cuya capacidad de interrupción es menor que la corriente suministrada por el sistema eléctrico donde está conectado, corre el riesgo de destruirse, ocasionando pérdidas mayores si opera para despejar una falla de cortocircuito.

Todos los sistemas eléctricos presentan características dinámicas de operación, es por esta razón que los niveles de corrientes de cortocircuito disponibles varían con las necesidades operacionales. Por lo tanto, en todos los casos de cálculo de corrientes de cortocircuito para especificar la capacidad de interrupción de los equipos, es necesario encontrar la condición más exigente, esto es, la condición donde los MVA de cortocircuito alcanzan el mayor nivel.

1.2.1 Características de la corriente de cortocircuito.

El proceso que ocurre en el sistema de potencia al producirse una falla causada por un cortocircuito es esencialmente de carácter transitorio. La corriente en régimen normal es una onda sinusoidal a 60 hertz de frecuencia y amplitud constante, no así cuando sucede un cortocircuito. La forma de onda en este caso sigue teniendo una forma sinusoidal a 60 hertz, pero va decreciendo exponencialmente desde un valor inicial máximo hasta su valor en régimen estacionario [3]. Para estudiar el sistema en este estado transitorio se divide el período de ocurrencia de la falla en una serie sucesiva de intervalos “casi estacionarios” los cuales son el período subtransitorio, transitorio y estacionario o permanente; se aplica el concepto de impedancia para determinar la corriente correspondiente a cada uno de estos estados o intervalos.

Dependiendo de la magnitud y defasaje en el tiempo entre las ondas de tensión y corriente de un sistema en el instante del cortocircuito, la corriente de falla puede



presentar características de asimetría con respecto al eje normal de la corriente. En general esto ocurre cuando la onda de tensión normal se encuentra en un valor distinto a su pico máximo en el momento de ocurrencia de la falla. Para producir la máxima asimetría, el cortocircuito siempre debe ocurrir cuando la onda de tensión se encuentre pasando por cero (magnitud cero). En un sistema trifásico balanceado (con tres tensiones desfasadas 120°), la máxima corriente asimétrica ocurre solamente en una de las fases del sistema (cualquiera de las tres) [1].

La asimetría de la corriente de cortocircuito surge debido a que bajo las condiciones explicadas anteriormente, la corriente que fluye tiene dos componentes: el componente de corriente alterna (componente AC) y un componente de corriente directa (componente DC) tal como ocurre en los circuitos RL de corriente alterna. Este componente DC decrece a medida que pasa el tiempo ya que su energía se disipa en forma de calor por la resistencia del circuito (efecto Joule). Motivado a esto, la tasa de decrecimiento es inversamente proporcional a la relación entre la resistencia y reactancia del circuito (X/R) (entre mas baja es la relación X/R , más rápido es el decrecimiento). Por ejemplo, en sistemas de baja tensión, la relación X/R generalmente es baja (menor a 15) por lo que la componente DC decae a cero en un rango entre 1 y 6 ciclos dependiendo del caso [3].

Como se dijo anteriormente, las corrientes de cortocircuito tienen varias fuentes, las cuales contribuyen en forma diferente dependiendo de su naturaleza. A causa de que las corrientes de las máquinas rotativas decrecen a medida que se reduce el flujo después del cortocircuito, la corriente de cortocircuito total decae con el tiempo. Considerando solamente la parte simétrica de la corriente de cortocircuito, la magnitud es máxima en el primer medio ciclo luego del cortocircuito; de un valor más bajo, unos pocos ciclos después. Nótese que el componente del motor de inducción desaparecerá completamente luego de uno o dos ciclos, exceptuando los motores más grandes en los cuales se pueden presentar por más de cuatro ciclos [1].



1.2.2 Fallas (clasificación y tipos por cortocircuitos en sistemas de potencia).

La ocurrencia de fallas en los sistemas de distribución es mucho mayor que en los sistemas de transmisión y generación debido a la gran cantidad de equipos y circuitos de los sistemas de distribución, instalados en extensas zonas urbanas o rurales y que por sus características de construcción, permiten mayor contacto con los usuarios [1].

Las fallas se podrían clasificar de acuerdo a su naturaleza en: temporales y permanentes. Hay muchas fallas originadas como fallas temporales, que si no se despejan oportunamente se pueden convertir en fallas permanentes.

Las causas que pueden dar origen a fallas se indican a continuación:

1)-Vientos y ramas de árboles.	46%
2- Descargas atmosféricas.	19%
3- Fallas de equipos o conexiones.	11%
4- Errores humanos.	24%
5- Objetos extraños.	24%
6- Otras causas.	24%

Se produce un cortocircuito en un sistema de potencia, cuando entran en contacto, entre sí o con tierra, conductores energizados correspondientes a distintas fases. Normalmente las corrientes de cortocircuito son muy elevadas, entre 5 y 20 veces el valor máximo de la corriente de carga en el punto de falla.

Los cortocircuitos se pueden clasificar en simétricos (balanceados) y asimétricos (desbalanceados). En las fallas simétricas, la corriente de las tres fases del sistema es igual en el instante del cortocircuito. Entre ellas se tiene: Cortocircuito trifásico y trifásico a tierra. En las fallas asimétricas, la corriente en las tres fases del sistema no es igual en el instante del cortocircuito. Entre ellas se pueden citar: Cortocircuito bifásico (fase a fase), bifásico a tierra (dos fases a tierra) y monofásico (fase a tierra).

Durante la ocurrencia de cortocircuitos los parámetros varían de forma características: La tensión disminuye, la corriente aumenta, la potencia activa disminuye, la potencia



reactiva aumenta, la corriente de cortocircuito va disminuyendo a medida que se aleja de las fuentes de cortocircuito. El porcentaje relativo de cada tipo de falla varía dependiendo de varios factores tales como la configuración de los circuitos, condiciones atmosféricas, el método de puesta a tierra, etc. Para líneas, los manuales de distribución indican las siguientes distribuciones entre tipos de fallas:

Falla de una línea a tierra	70%
Falla de línea a línea	15%
Falla de dos líneas a tierra	10%
Falla trifásica	5%

La falla mas común en las líneas de tención es debido a rayos, el alto voltaje es cargado a tierra creando un flujo de corriente de falla en el caso que la protección sea un interruptor lo cual actúa al disyuntor de sobrecorriente o quizás sobrevoltaje sin embargo la falla es solamente de naturaleza temporal será removida tan pronto el disyuntor se accione por lo tanto cuando el disyuntor se vuelva a cerrar por el interruptor de reconexión, la falla habrá desaparecido y la línea puede continuar su operación normal. Sin embargo si la misma es permanente, por ejemplo, debido a una rama de árbol que ha caído sobre la línea; entonces la protección sentirá que la condición de falla persiste, accionara nuevamente el disyuntor el interruptor de reconexión será fijado para asegurar este punto o para permitir uno o mas intento de reconexión. En último término se encuentra la falla trifásica cuya ocurrencia se presenta principalmente por causas accidentales.

Para determinar las características de los equipos de protección así como la protección misma, normalmente se efectúan estudios de cortocircuito para fallas de línea a tierra, por ser éstas las más probables de ocurrir, y para fallas trifásicas porque, a pesar de ser la menos probable de ocurrencia, es la que puede someter a los equipos, las máquinas o dispositivos a los esfuerzos más severos y además, desde el punto de vista analítico, resulta más fácil de estudiar y sus resultados son bastantes satisfactorios para distintas aplicaciones.



1.3 Protecciones eléctricas. Generalidades.

En 1878 fue creado por la compañía norteamericana General Electric el primer Sistema Eléctrico de Potencia. Desde sus inicios el SEP presentaba problemas, dando paso al surgimiento, estudio y fabricación de las protecciones eléctricas. Estas son dispositivos cuya finalidad es desconectar tan rápido como sea posible y necesario, la parte del sistema eléctrico que esté averiada. El campo de las protecciones tiene una antigüedad en el orden de unos 70 años, a lo largo de este período, ha habido grandes evoluciones con la utilización de distintas tecnologías. Los fenómenos de la red siguen siendo prácticamente los mismos y las fallas de las que proteger también; pero las posibilidades ofrecidas por las nuevas tecnologías deben hacernos replantear todos los fenómenos derivados de las perturbaciones en el sistema eléctrico, para hacer el mejor uso y aplicar nuevas técnicas en la selección y detección de las fallas.

Los fenómenos de la red siguen siendo prácticamente los mismos y las faltas de las que proteger también; pero las posibilidades que ofrecen las nuevas tecnologías deben hacernos replantear todos los fenómenos derivados de las perturbaciones en el sistema eléctrico, con el fin de hacer el mejor uso además aplicar nuevas técnicas en la selección y detección de las fallas [9].

Por tanto el **objetivo** fundamental de la ciencia de las protecciones eléctricas será “proteger eficazmente al personal operativo y los elementos fundamentales del Sistema Eléctrico de Potencia contra los defectos y averías que en ellos puedan presentarse”.

El **problema** fundamental presentado a la hora de proteger eficazmente un Sistema Eléctrico de Potencia es lograr la diferenciación adecuada entre un régimen de avería intolerable y un régimen transitorio permisible, por muy severo que este sea. Algunas condiciones de falla son tolerables en corto periodo de tiempo; pero otras, pueden ser intolerables lo cual requiere un aislamiento inmediato del sistema para prohibir un daño. El sistema de protección debe ser capaz de medir y responder a las señales que entran en un periodo muy corto de tiempo, si las condiciones son determinadas como intolerables en sistema de protección debe inmediatamente entrar en acción



usualmente para activar los disyuntores del circuito, por otro lado, si la falla es tolerable entonces el sistema de protección no debe operar [9].

Si la protección no actúa ante una falla intolerable, el equipo puede sufrir daños y en un trastorno en el sistema por esta razón, es usual instalar protecciones duplicados o adicionales como respaldo. Si la protección de respaldo está instalada en la misma estación que la protección principal; estos son conocidos como respaldo local. Algunas veces, las protecciones de respaldo son instalados en estaciones remotas y son llamados respaldos remotos. Un sistema incorrectamente protegido no tendrá CALIDAD, sin importar si ha sido correctamente diseñado y está siendo explotando de forma óptima.

Misión de las Protecciones Eléctricas: Desconectar tan rápido como sea posible y necesario, la parte del sistema eléctrico que esté averiada. Por ello en la actualidad se está comenzando a madurar la idea de que las protecciones determinan de forma “predictiva”, cuándo ocurrirá el fallo, por tanto, actuar antes que este ocurra.

La Importancia de la utilización de las protecciones esta dada en:

1. Evitar daños mayores en el elemento averiado y la propagación de estos daños a otros elementos del sistema eléctrico de potencia. [9].
2. Las altas corrientes generan grandes temperaturas en el punto de descarga o de cortocircuito; si estos no son desconectados con extrema rapidez, el elemento averiado quedaría destruido completamente, como consecuencia, no podrá ser siquiera reparado. La carcasa de las máquinas se funden en conjunto con sus devanados, explosiones peligrosas para la seguridad del personal operario, etc, son algunos de las consecuencias que traen consigo las averías. Para evitar estos desastres, se deben instalar protecciones para que su acción sea lo más rápida posible. Los niveles de las corrientes de cortocircuitos trifásicos pueden superar en 10 veces las corrientes nominales del equipo averiado, solo bastará que la falla permanezca unas centésimas de segundo y el equipo puede quedar inutilizable.



Los tiempos de actuación de las protecciones casi siempre se reglamentan en cortocircuitos, menores que 0.5 segundos; por tanto, los sistemas eléctricos necesitan elementos que actúen con gran velocidad. Evidentemente, estos no pueden ser logrados con la acción física del hombre y se necesitan elementos autónomos para actuar contra los fallos en los sistemas eléctricos, estos son las Protecciones Eléctricas.

Técnicas en la selección y detección de las fallas.

Se deben tener en cuenta tres principios básicos de las protecciones:

- 1- Todas las fallas deben considerarse como transitorias.
- 2- Si la falla es permanente, se debe desconectar (eliminar) la falla.
- 3- Se debe desconectar la menor parte del circuito.

Los objetivos de la protección de los Sistemas de Distribución son tres:

- Prevenir o minimizar los daños a los equipos y circuitos.
- Prevenir daños al público.
- Mantener y mejorar la continuidad de servicios al cliente.

En ocasiones las protecciones no son seleccionadas con el cuidado debido y ello implica que no se vean afectadas por las fallas que se produzcan fuera de los equipos o de las zonas bajo su responsabilidad.

1.3.1 Requisitos de las protecciones.

A todo sistema de protección, se le exigen cuatro requisitos fundamentales para su correcto funcionamiento:

1 – Sensibilidad: La protección debe ser lo suficientemente sensible para operar en las condiciones de falta mínima que se puedan dar en la parte del sistema que tenga encomendada. En cualquier sistema eléctrico, en varias ocasiones en el día y durante las distintas estaciones del año, la carga puede variar entre límites muy amplios. Para cubrir estas exigencias cambiantes de la carga solicitada, es preciso poner diferentes combinaciones en la generación, con el fin de atender la demanda de



la forma más adecuada. La condición de mínima exigencia de generación es generalmente la que nos va a definir la sensibilidad de la protección. En estas condiciones, circulará por la protección la mínima corriente de falta al producirse un cortocircuito y la protección deberá ser lo suficientemente sensible para detectar esa falta.

2 – Selectividad: La selectividad de una protección es la facultad para reconocer inequívocamente una falta dentro de la zona que tiene encomendada y posteriormente debe actuar, si es necesario para despejar la falla. Las protecciones deben seleccionar entre las fallas aquellas en las cuales deban operar por haberse producido en los propios equipos que protegen, de las fallas que se produzcan en otros equipos para las que no deben de operar.

Las protecciones como se a dicho tienen una propiedad o misión fundamental: la desconexión del elemento averiado; pero solo de este, sin necesidad de desconectar otro adyacente (**selectividad absoluta**). En ocasiones, pero solo como respaldo, se necesita que las protecciones desconecten o garanticen la alimentación de ciertas zonas de sistemas adyacentes a ellas, cuando sus protecciones no actúen (**selectividad relativa**) [9].

Algunas protecciones son inherentemente selectivas y ello implica el que no se vean afectadas por las faltas producidas fuera de los equipos o de las zonas bajo su responsabilidad. Un ejemplo de este tipo de esquemas inherentemente selectivo es, el de las protecciones diferenciales. Otro tipo con actuación diferida en faltas fuera de su zona encomendada, son consideradas relativamente selectivas. En estas generalmente, la selectividad se obtiene a través de diferentes ajustes de los niveles de respuesta y de los tiempos de operación, en coordinación con los que se pretende sean selectivos. En el caso de relés con diferentes características de operación, la selectividad debe establecerse sobre el campo total comprendido entre los valores mínimo y máximo de la corriente de cortocircuito. No solo es importante desconectar el elemento averiado (*selectividad*), incluso contra aquellos fallos de pequeña magnitud (*sensibilidad*), si no desconectarlo rápidamente.



3 – Rapidez: La protección debe operar con la rapidez adecuada. Por supuesto esto es esencial en la separación del elemento dañado de la red, para evitar mayores desperfectos debido a los efectos del cortocircuito; de esta manera, se reducen los costos de reparación, así como, su permanencia fuera de servicio además, tiene repercusión directa en la estabilidad general del sistema eléctrico. Durante una falta por cortocircuito, el resto de la red transmite menos energía y algunos generadores tienden a perder el sincronismo, se puede producir en ellos la salida de paralelo. Cuanto menor es el tiempo de mantenimiento de la falta, es menos probable que los generadores pierdan el sincronismo, en consecuencia, será menor la afectación a la estabilidad del sistema.

4 – Fiabilidad: Además de los requisitos anteriores, para que un sistema de protecciones funcione satisfactoriamente, debe ser fiable. La fiabilidad es la medida del grado de confianza de que un sistema de protección va a actuar correctamente.

Este término engloba dentro de sí dos conceptos: por un lado, la obediencia, o sea, es la cualidad de que una protección opere correctamente cuando es requerido; por otro, la seguridad, en este caso se refiere a la cualidad de no operar causas extrañas, evitando actuaciones incorrectas. La fiabilidad de un sistema de protecciones depende, en primer lugar, de la fiabilidad de las propias protecciones y, en segundo lugar, de su aplicación, de su correcta instalación y de su mantenimiento preventivo.

Las protecciones son conformadas por equipos y estos pueden fallar en su operación, por tal razón, es necesario que otros equipos auxiliares puedan actuar cuando los principales fallen en su operación. A esta técnica se le llama RESPALDO. Existen dos tipos en las protecciones: locales y remotos. Los respaldos locales son aquellos dispositivos auxiliares instalados en el mismo interruptor donde están las protecciones principales. Si estas fallan en su operación, las auxiliares intentarán desconectar el mismo interruptor. Este tipo de respaldo tiene como ventaja que no se desconectan otros elementos del sistema de potencia, sino solo aquellos que están en avería. Su desventaja radica es que se incrementa el costo del diseño de las protecciones. En realidad, no muy grande debido



que algunas protecciones principales instaladas para detectar alguna avería en concreto, sirven como respaldo para detectar y desconectar otras averías. Este concepto ha ido desapareciendo en las actuales protecciones digitales multifuncionales, porque todas las funciones de protección están en un mismo dispositivo de protección.

El respaldo remoto lo constituyen aquellos dispositivos instalados en un interruptor remoto, los cuales actuarán si las protecciones de elemento averiado no lo hacen. Este presenta una desventaja muy evidente, cuando actúa, siempre se desconectan elementos del sistema de potencia que no estaban averiados. Aunque tiene una desventaja muy evidente este tipo de respaldo es imprescindible y siempre tiene que garantizarse en las protecciones [1].

Un ejemplo de la necesidad de este tipo de respaldos es que cuando ocurre una avería, las protecciones pueden detectarlas y actuar, pero el interruptor de ese elemento del sistema está averiado o no actúa con rapidez. Las protecciones de un interruptor más arriba en el flujo de potencia del sistema debe hacerlo, si no la avería pudiera traer graves consecuencias. Es decir, el respaldo remoto casi siempre actúa cuando existen problemas en los interruptores de protección, aunque también lo pueden hacer y si se hicieron ajustes incorrectos en las protecciones principales.

1.3.2 Características de los Elementos de Protección

Las protecciones se caracterizan por ser **Primarias o Secundarias**. Es decir, si los dispositivos de protección se conectan directamente de la línea (dispositivos primarios) o a través de un elemento de medición como los transformadores de corriente y de potencial (dispositivos secundarios) [9].

Los fusibles, reconectores, interruptores de potencia, transformadores de corrientes y de potencial, entre otros, son dispositivos primarios dado que están conectados directamente al sistema de potencia. Los relés de protección, la circuitería de control y automáticas son dispositivos secundarios dado que están conectados a los transductores o transformadores de corriente y potenciales.



La protección que actuará contra los defectos más graves que ocurran en el elemento y que por tanto no actuarán contra los fallos externos a éste, son las llamadas principales. El resto son conocidas como protecciones auxiliares.

Los fusibles, reconectadores e interruptores tienen tiempo inverso. Es decir, el tiempo de operación depende de la corriente que esté circulando. En algunos relés de sobrecorrientes llamados como instantáneos, el tiempo no tiene relación con la corriente de la avería. En otros, los tiempos son igualmente inversos. En los dispositivos de tiempo inverso existen numerosas formas y grado de inversión y, por tanto, es preciso conocer su característica de operación la misma es ofrecida por el fabricante.

La **localización de las protecciones** es variable, pero por lo general está situada en el lugar donde se enlaza con la alimentación. Algunas veces la protección se instala a ambos lados del elemento protegido pero esos casos en los sistemas más potentes. Por ejemplo, en una línea de distribución las protecciones están en el interruptor y este está al principio, por donde se alimenta la línea [2].

Algunos dispositivos de protecciones son compactos, es decir, no están divididas en partes. El mismo equipo mide las corrientes, compara y acciona o desconecta al elemento averiado. En este caso tenemos a los fusibles, algunos relés térmicos interruptores automáticos dentro de estos se encuentra el reconectador automático Serie-U dieléctrico sólido (interruptor Nu-lec), entre otros. En ocasiones estos dispositivos son diseñados de tal forma no puede ser cambiada su característica de operación. Esta peculiaridad caracteriza a las Protecciones en **Ajustables o No Ajustables**. Las protecciones no ajustables hay que **seleccionarlas** adecuadamente y si no cumplen, se cambian por otra, no puede ser ajustada.

Las falsas operaciones y operaciones incorrectas se clasifican de acuerdo con los aspectos siguientes:

1. La protección actúa sin haber avería en su zona de protección.
2. La protección no actúa cuando ocurre una avería en su zona de protección.



3. La protección actúa cuando ocurre una avería, pero lo hace muy lentamente.

1.3.3 Coordinación de las protecciones.

En esta característica se seleccionan los diferentes dispositivos para la protección, de forma tal que trabajen en cadena para así poder detectar la falla y solo sacar de servicio la zona afectada [11].

Para lograr una coordinación exitosa se debe tener en cuenta la siguiente serie de pasos:

- Poseer la información necesaria del Sistema Eléctrico a proteger, indicando las características de los elementos del sistema en el diagrama unifilar.
- Determinar los valores máximos de carga, de acuerdo con la capacidad nominal del circuito protegido.
- Calcular las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas en los puntos del sistema que sean importantes para la coordinación.
- Recopilar y seleccionar información técnica sobre los equipos de protección existentes o que se instalarán en el sistema eléctrico, entre ellas, las curvas características de tiempo-corriente de cada dispositivo de protección.
- Ubicar y seleccionar las características y rango de ajustes de los equipos de protección para que cumplan con las exigencias básicas del circuito a proteger y las normas existentes para tal fin.
- El proceso de coordinación debe realizarse desde la carga hacia la fuente, en los sistemas radiales.
- Realizar la coordinación, es decir, escoger las características de operación y ajuste de los dispositivos de protección de modo que exista selectividad.

Son muchos los dispositivos de protección que se pueden encontrar en los sistemas eléctricos y las características fundamentales de estos, pero se hará referencia solo a los de mayor utilización en la práctica nacional e internacional.



El primero de todos los dispositivos de protección es el fusible, el más antiguo de los conocidos hasta el momento. Luego, con el avance de los conocimientos del electromagnetismo, se comenzó con el diseño de los primeros interruptores y finalmente los relés. En la actualidad, con el desarrollo de la electrónica, estas unidades o relés que en su tiempo constituyeron la vanguardia de las protecciones, ahora forman parte de un dispositivo compacto que sirve como protección, medición y control de los elementos del sistema eléctrico.

El análisis del principio de funcionamiento y el conocimiento de las partes integrantes de los dispositivos de protección, tiene gran importancia porque permiten un manejo correcto de estos dispositivos tan imprescindible; tanto como en el sistema eléctrico en general y todo el avance tecnológico con la que la humanidad se desarrolla. Cada uno de estos dispositivos representa un método de protección y fueron creados cuando los anteriores no podían cumplir con las exigencias impuestas por el Sistema Eléctrico.

1.3.4 Teoría y Funcionamiento de las Protecciones Eléctricas.

Son muchos los dispositivos de protección que tenemos hoy en día con un amplio estudio de ellos. Por esta razón solo se explicará el funcionamiento de algunos de ellos.

1.3.4.1 Fusibles.

Los fusibles son los más antiguos de los dispositivos de protecciones. Se utilizan con gran frecuencia en la protección de las redes de distribución urbanas. Estos poseen el más sencillo de los funcionamientos posibles. Cuando una gran corriente pasa a través del fusor o lámina fusora, entonces se genera una alta temperatura que logra fundirla, quedando así desconectada la fase averiada.

Existe variedad de fusibles y muchos de estos no tienen exactamente el mismo principio de funcionamiento, pero la variedad de ellos está en dependencia del nivel de tensión, la aplicación y la importancia del elemento a proteger.



Es muy importante tomar en cuenta en los fusibles su característica de respuesta. Un fusible no tiene un tiempo único para su operación, sino por el contrario este depende del nivel de la corriente que lo atraviesa. Para corrientes mayores, mayores temperaturas y, por tanto, más rápida es la fusión de la lámina fusora y todo lo contrario ocurre para menores corrientes. Es decir, el tiempo de operación es inversamente proporcional a la corriente (ver figura 1. 1).

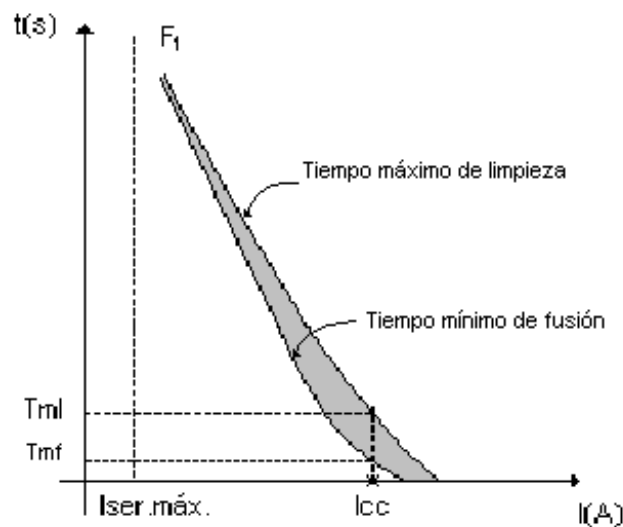


Figura 1.1. Característica hipotética de temporización de un fusible.

Además de la característica de tiempo inverso, es válido destacar que existe una diferencia entre el tiempo que necesita la lámina para comenzar a fundirse y el tiempo en que logra fundirse por completo. En este sentido los fabricantes suelen ofrecer dos curvas de temporización, la curva de tiempo mínimo de fusión y la de tiempo máximo de limpieza.

Un fusible de 100A jamás fundirá para una corriente igual a este, este fenómeno suele ser exagerado; es decir, que un fusible de 100A comenzará la fusión con no menos de 300A. Este detalle es muy importante y útil a la hora de coordinar el funcionamiento de los mismos con respecto a otros tipos de dispositivos.

Es un dispositivo de protección primario; es decir, que no utiliza transformadores de corriente sino que por el contrario se conecta directamente en las fases de potencia del



sistema eléctrico y, por tanto, debe tener la suficiente capacidad interruptiva; si no puede fundirse o explotar toda la instalación; bornes, porta fusibles, etc.

Los fusibles no pueden ajustarse; sólo se seleccionan, es decir, que el objetivo radica en hacer una buena selección del fusible para la protección contra determinado defecto que por lo general es el cortocircuito [9].

1.3.4.2 Interruptores Automáticos.

Para un mejor conocimiento de las protecciones eléctricas, consideramos esencial exponer algunas ideas sobre los interruptores automáticos y el papel que juegan los mismos en los sistemas eléctricos. Sería muy largo describir aquí con minuciosidad los diferentes tipos de diseño y principios de operación de los interruptores automáticos y, además, existen amplias publicaciones que recogen con detalle todo lo relacionado con ellos, haciendo innecesaria una amplia contribución en un campo tan especializado [1]. La función principal del interruptor automático es aislar la falta, cortando la corriente en el punto de su paso por cero o muy próximo a él. Hoy en día, un interruptor automático de Muy Alta Tensión (MAT) puede cortar intensidades hasta de 75/100 mil Amperios en tensiones incluso superiores a 750 kV. Puede hacerlo en su primer paso por cero después de iniciada la falta, aunque lo normal es que lo haga en el segundo o tercer paso por cero. Existe un movimiento de separación de los contactos principales para cortar la corriente de falta y se establece una especie de “carrera” entre el restablecimiento de la capacidad dieléctrica del medio extintor del arco y el nivel de la tensión de recebado, que es el que mantiene el arco entre los contactos del interruptor. Si en esta resulta vencedora la tensión de recebado, el arco se vuelve a establecer y el interruptor deberá esperar al siguiente pase por cero en cuyo instante, la separación entre los contactos (fijo y móvil) será mayor.

En un sistema eléctrico podemos encontrar interruptores automáticos de distintos tipos: interruptores de pequeño y gran volumen de aceite, de hexafluoruro de azufre, de aire comprimido, de soplado magnético, etc.. Los más usuales en la actualidad, sobre todo en las altas y muy altas tensiones, son los interruptores de pequeño volumen de aceite



de polos separados y de cámaras múltiples de ruptura. Éstos disponen de bobinas de disparo y de conexión independientes por cada polo, permitiendo el disparo y reenganche monofásicos.

El medio de extinción del arco, por ejemplo el aceite, donde van inmersos los contactos principales de apertura-cierre, sirve como aislante entre el cubículo de alojamiento de los distintos órganos del interruptor que está puesto a tierra y los contactos que se hallan a la tensión de línea. El aceite sirve también como refrigerante en la extinción del arco formado en las aperturas del interruptor.

Un cambio importante y con notable impacto en los sistemas de protecciones ha sido la introducción del diseño denominado por los anglosajones como *live-tank* (cubículo vivo), donde se coloca el cajón de alojamiento de los contactos al mismo potencial que estos, eliminando la necesidad de aislamiento entre ellos. Sin embargo, el diseño anterior denominado *dead-tank* (cubículo muerto), incorporaba transformadores de intensidad dentro de las bornes de entrada y salida de una misma fase del tipo *bushing*, ofreciendo una buena solución para el solape de zonas de protección a ambos lados del interruptor como expondremos más adelante.

Los mecanismos de apertura utilizan generalmente una bobina por impulso de corriente, lo cual hace actuar los resortes u otros dispositivos de apertura. En los interruptores modernos, la apertura se hace a través de la energía almacenada en un resorte que se carga al efectuar el ciclo de cierre del interruptor. Cuando la bobina de disparo recibe un impulso de corriente (corriente auxiliar de la batería), libera el gatillo de enclavamiento del resorte, provocando con la acción del mismo la apertura de los contactos principales del interruptor. Este dispositivo de resorte hace la apertura más rápida, siendo esta una cualidad muy importante de los interruptores modernos. Además, el tiempo entre el recibo del impulso de corriente por la bobina de disparo y la apertura (tiempo muerto) es muy pequeño, característica igualmente importante.

Cada uno de los diferentes diseños tiene sus ventajas e inconvenientes, pero los de aceite tienen la gran ventaja de no necesitar ninguna energía adicional para la extinción



del arco. En la elección de un interruptor automático es ineludible definir su capacidad de ruptura, esta deberá estar de acuerdo con las corrientes máximas de cortocircuito que puedan existir en el punto de la instalación. Esta capacidad de ruptura estará en concordancia con la intensidad máxima de cortocircuito simétrico en régimen permanente en el nivel de tensión donde irá instalado.

Los productos diseñados con las tecnologías actuales permiten incorporar dentro de las funciones de protección, sin gran coste adicional, una función muy importante denominada *de fallo de interruptor*, que se puede considerar como una protección de apoyo local y que actuará cuando el interruptor automático, al recibir la orden de apertura de una protección; por cualquier razón, no haya abierto el circuito de potencia. También es de interés incorporar dentro del conjunto de las protecciones de fallo de interruptor la vigilancia de la *continuidad del circuito de disparo* y la *discordancia de los polos*. Estos temas los mencionaremos en un apartado del capítulo de Prácticas de Aplicación.

Sobre los ejes de accionamiento de los interruptores van dispuestos varios contactos eléctricos auxiliares, libres de potencial y que según su estado de abiertos o cerrados, reflejarán el estado de los contactos principales del interruptor. Estos contactos son robustos, del tipo **a** (normalmente abierto) y del **b** (normalmente cerrado) cuyo significado hemos detallado anteriormente. Si se cierra el interruptor, los contactos del tipo **a** se cerrarán, abriéndose los del tipo **b** y viceversa. Estas aperturas y cierres de contactos se producen por el movimiento de giro del eje del interruptor, por ser solidarios al mismo.

Tener un buen conocimiento del funcionamiento del interruptor y sus contactos auxiliares es de gran importancia para el diseño de los esquemas de las funciones de reenganche.

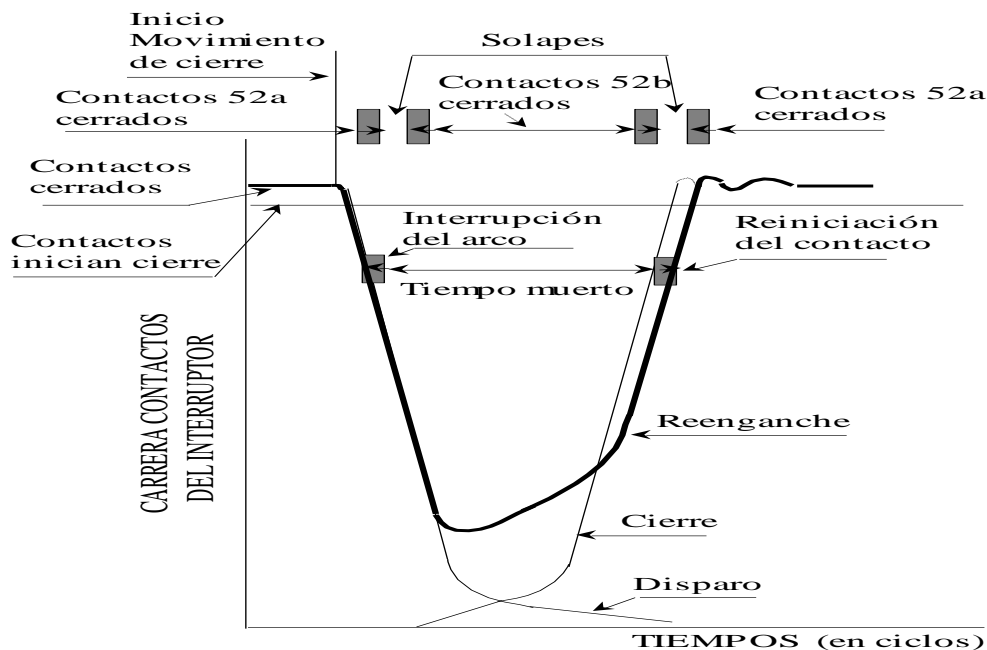


Figura 1.2 - Ciclo de reenganche rápido de un interruptor.

Los tiempos de las diferentes secuencias que concurren entre el interruptor y sus contactos auxiliares durante un ciclo de reenganche rápido se muestran en la figura 1.2. La actuación de los contactos auxiliares **a** y **b** están rígidamente ligados al desplazamiento de los contactos principales. La operación de apertura y cierre de los contactos auxiliares se realiza dentro de una banda de tiempo limitada durante el ciclo de reenganche. En los esquemas de control y reenganche, los tiempos relativos entre las actuaciones de los contactos **a** y **b** es más importante que sus tiempos absolutos durante el ciclo. El solape entre los contactos del tipo **a** y **b** se pueden regular a voluntad, para adecuar a los requisitos de los esquemas de reenganche. Las áreas sombreadas significan que son ajustables dentro de esos rangos.

El tiempo desde que se inicia el movimiento de apertura hasta que se produce el reenganche, cerrando completamente los contactos principales del interruptor, depende del tipo y de la tensión de corte del interruptor. En los interruptores en baño de aceite, que son la mayoría, antes de proceder a un reenganche rápido hay que tener en cuenta el tiempo de desionización de los gases formados en el interior de las cámaras. El tiempo entre la interrupción del arco y en el que reinician a hacer contacto los



contactos principales del interruptor se denomina *tiempo muerto* y debe permitir que se desionice el arco producido en el disparo.

Cuando se presentan muchos fallos en las redes protegidas por fusibles, el tiempo de restauración depende de la demora en cambiar el fusible o, al menos la lámina fusora, en ocasiones, fundamentalmente en las redes de distribución industriales, el costo de las desconexiones suele ser elevado y, por tanto, se precisa de tiempos cortos de re-energización.

El interruptor automático puede reponerse, por lo general, de forma muy rápida mediante la acción mecánica luego de una actuación contra un cortocircuito. Además, suelen fabricarse con mayor capacidad y desde uno a tres polos en un mismo dispositivo. Los interruptores automáticos a diferencia del fusible, se pueden encontrar con variantes ajustables o no ajustables. Es decir, en muchos casos sólo se debe seleccionar el dispositivo deseado, pero en otros casos algunos de los parámetros que caracteriza su actuación pueden configurarse [3].

1.3.4.3 Recerradores.

En las redes a la intemperie suelen ocurrir averías que son transitorias; es decir, pudieran desaparecer si se desconectara por un instante, la energía del sistema y se conectara rápidamente para que no afectase la continuidad del servicio, o sea es factible tener una pequeña desconexión que permita eliminar la zona de ionización creada en el lugar del cortocircuito y no una desconexión permanente o frecuente por una causa de poca importancia [9]. El recerrador es el dispositivo que permite realizar tal función, capaz de detectar un fallo y provocar una desconexión por un tiempo muy pequeño para luego conectar nuevamente el circuito de forma automática.

No todos los fallos son transitorios y el proceso de conexión - desconexión se repetiría hasta que se llegue al máximo que suele ser entre 3 y 4 conmutaciones o hasta que accionen las protecciones más cercanas al lugar del fallo.



El Recerrador debe ser más rápido que las protecciones que estén delante de él en la red, porque si no su función carecería de validez. En el caso de un cortocircuito alejado de él, en una línea protegida por un fusible, debería ser más rápido que el fusible, al menos para la primera conmutación, porque si no el fusible se fundiría eliminando el fallo de la forma no deseada.

Los recerradores en algunos casos deben ser más rápidos que las protecciones adyacentes y en ocasiones deben ser más lentos. Para esto, se suelen crear con diferentes curvas de temporización en cada una de las conmutaciones. La primera de las conmutaciones suele ser de acción rápida (en ocasiones de tiempo definido o instantánea) (curva A) y las restantes de tiempo inverso con grandes demoras de tiempos (Curva B y C) (figura 1.3).

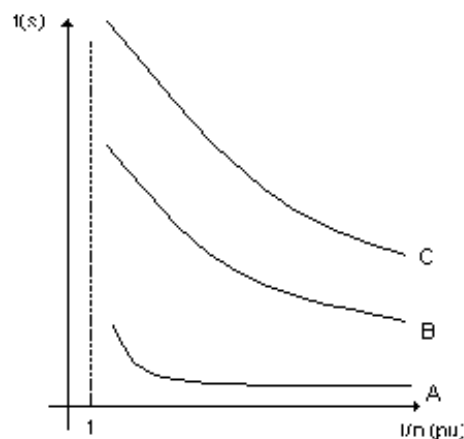


Figura 1.3. Característica hipotética de temporización de un Recerrador.

En el país existen Recerradores que constituyen una unidad compacta en la que sólo se puede utilizar dos tipos de curvas con 3 posibles conmutaciones, por tanto, se hace necesario repetir una de ellas. Puede que la primera y la segunda conmutación se configuren rápidas y la tercera lenta, o a la inversa.

En la actualidad los dispositivos con Recierres permiten configurar completamente todas las características de cada una de las conmutaciones; así como bloquear las



conmutaciones en caso de averías en el dispositivo interruptor o para el caso de corrientes excesivamente grandes.

1.3.4.4 Relés.

Los dispositivos anteriores por lo general son primarios y no siempre presentan las bondades necesarias en cuanto a sus ajustes y se muestran rígidos o complejos. Para ganar en flexibilidad aparecieron los relés en todas sus variantes con grandes posibilidades de ajustes y menor costo.

Los relés más comunes de protección:

1. Relés de sobrecorriente de fase.
2. Relés direccionales.
3. Relés de distancia.
4. Relés diferenciales de corriente.
5. Relés de sobrevoltaje.
6. Relés de bajo voltaje.
7. Relés de regulación.
8. Relés de sincronización.
9. Relés de monitoreo.
10. Relés de reconexión.

Los diferentes tipos de equipos de relés de protección y las prácticas de aplicación en los sistemas de potencia pueden variar notablemente de una empresa eléctrica a otra. Los factores tales como: fiabilidad del servicio, estabilidad del sistema, daños en equipos y líneas, además las consideraciones económicas, pueden condicionar y determinar el tipo de protecciones a utilizar. En general, a medida que estos requisitos sean más exigentes, repercutirán sobre las exigencias impuestas a los equipos de protección.

Son muchas las variantes de relés existentes. Lo normal es que constituya un dispositivo que se conecta al secundario de los transformadores de medición (corriente



o tensión) y acciona directa o indirectamente al interruptor, en este caso no será automático. Pueden medir corriente o tensión, en muchos casos, las dos al mismo tiempo, extraen la componente que desean, la comparan, esperan el tiempo determinado por el tipo de temporización que posean; ya sea tiempo inverso o definido y actúan cerrando sus contactos. Por lo general, los contactos de un relé no tienen la suficiente potencia como para controlar las bobinas de los interruptores y, por tanto, se hace necesario utilizar otros elementos intermedios.

1.4 Conclusiones

La acción de las protecciones nunca es instantánea. Aunque se han logrado tiempos muy pequeños, siempre hay un retraso entre la ocurrencia del fallo y la desconexión del mismo, en esto influyen los retardos de tiempo de cada uno de los elementos de la protección. Esto es tratado por algunos autores como elementos de tiempo definido y de tiempo inverso, porque generalmente en segundos, el tiempo tiene relación inversa al nivel del parámetro que mide.

La localización de las protecciones es variable, pero por lo general, está situada en el lugar donde enlaza con el elemento que le sirve de alimentación. Lo que sí deseamos apuntar aquí como punto final es, que todas las protecciones descritas e incluso las que se hallan en pleno desarrollo como las digitales, por muy rápidas y coordinadas que sea su actuación, la operación siempre es después de producirse la falta, aunque sea en su fase incipiente.



CAPÍTULO 2 MATERIALES Y MÉTODOS. RECONECTADOR AUTOMÁTICO SERIE-U.

2.1 Introducción

Cuando la demanda de energía eléctrica comenzó a ser mayor, las industrias productoras se vieron en la necesidad de diseñar equipos y sistemas capaces de permitir el suministro de energía fuera constante y seguro. La seguridad debía ser no sólo para garantizar el suministro, sino también para proteger los equipos de los usuarios, de eventuales descargas eléctricas o sobre corrientes, las cuales podían durar desde unos cuantos ciclos, hasta algunos segundos; por ello entre los equipos más utilizados para garantizar la restauración del servicio se encuentran los reconectores eléctricos. Estudios y experiencias acumuladas a lo largo de muchos años de explotación de redes de distribución de energía eléctrica muestran que entre un 60 – 70 % de las fallas son transitorias o temporales.

Aunque estas son transitorias, hacen operar fusibles e interruptores automáticos. Esto trae consigo demoras en la reposición del servicio, las cuales pueden ser prolongadas, especialmente, en el caso de zonas apartadas porque es necesario llegar al lugar donde se produjo el problema y reponer el fusible o accionar el interruptor. Todo lo anterior justifica disponer de un dispositivo de protección capaz de desconectar rápidamente antes de que actúen los elementos mencionados y a su vez, en forma automática reconecte el sistema. Este dispositivo es el reconector automático Serie-U de dieléctrico sólido (también conocido como interruptor Nu-Lec). El mismo presenta las características de un reconector tradicional, más los beneficios de un diseño actualizado, optimizado para la automatización, el control remoto y el monitoreo, en la actualidad o en el futuro. Capaz de detectar una sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para reenergizar la línea. Está dotado de un control que le permite realizar varias reconexiones sucesivas, puede además, variar el intervalo y la secuencia de estas reconexiones. De esta manera, si la falla es de carácter permanente el reconector abre en forma definitiva después de cierto número programado de operaciones, de modo que aísla la sección fallada de la parte principal del sistema.



2.2 Métodos empleados en el desarrollo de la investigación.

Para el diseño de la investigación se tuvieron en cuenta los siguientes métodos:

- *Histórico-Lógico*: Para la comprensión y el análisis de las diferentes etapas por las cuales ha transcurrido el estudio de la efectividad de los recierres en interruptores Nu-lec en la provincia de Holguín.
- *Análisis y Síntesis*: Para el análisis comparativo de los ciclos de recierres de los recerradores automático Serie-U, el estudio de los trabajos realizados anteriormente en función de aprovechar al máximo las cualidades técnicas de los recerradores automáticos Nu-lec.
- *Hipotético-Deductivo*: Para la elaboración de la hipótesis, cuya objetivo se materializa en la investigación de este trabajo.
- *Criterio de expertos*: En la utilización de métodos para agudizar los resultado de la investigación, de acuerdo con los resultados esperados en el proceso investigativo.
- *La observación científica*: Para llevar al tanto el desarrollo y el comportamiento del objeto de estudio de la investigación y para la aprobación de cada uno de los resultados esperados que se obtengan en la investigación.

2.3 Reseña y operación del reconectador.

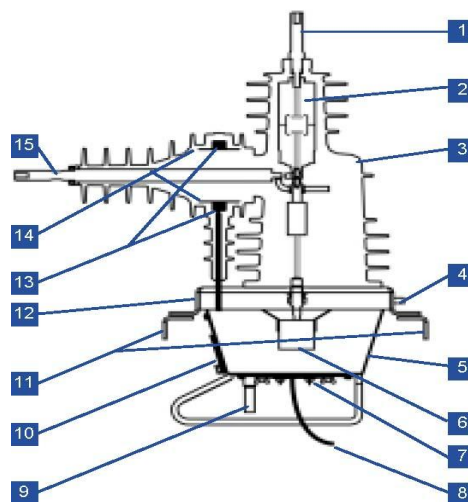


Figura 2.1 Corte Lateral del Reconectador de dieléctrico sólido Serie-U.



Leyenda

- | | |
|-------------------------------|--|
| 1. Terminal Lado-X. | 9. Anillo de Apertura Manual. |
| 2. Interruptor de Vacío. | 10. Indicador de Posición. |
| 3. Bushing epoxi. | 11. Tapa de Acero inoxidable. |
| 4. Punto de Puesta Tierra. | 12. Tapa de Acero inoxidable. |
| 5. Tanque de acero inoxidable | 13. Transformador de Corriente. |
| 6. Actuador magnético. | 14. Transformador capacitivo de tensión. |
| 7. Tarjeta SCEM. | 15. Terminal Lado-I. |



Figura 2.2 Bushings de material epoxi.

El reconectador Serie-U utiliza interruptores de vacío, contenidos en bushings de material epoxi, elimina por lo tanto la necesidad de aislantes como el aceite y el gas. El mecanismo se encuentra contenido dentro de un tanque de acero inoxidable con una tapa de acero del mismo material. El bushing de resina epoxi ciclo-alifática es abulonado a la tapa.

El monitoreo y el control del reconectador es efectuado por el Gabinete de Control y Comunicaciones para Poste (PTCC), del cual hay varios miles en servicio alrededor del mundo. El PTCC contiene el Panel de Control del Operador y la microelectrónica que proporciona las funciones de protección. Normalmente es ubicado en la parte inferior del poste para facilitar el acceso y es conectado al interruptor a través de un cable de control desenchufable. El interruptor y el PTCC en conjunto forman un reconectador



para montaje sobre poste controlado y monitoreado en forma remota.

El interruptor es operado por un actuador magnético el cual produce una firme acción de apertura y de cierre. La conmutación ocurre cuando se envía, desde un capacitor de almacenamiento en el PTCC, un pulso controlado ya sea a través de la bobina de apertura o la de cierre. Cuando está cerrado, el mecanismo es trabado magnéticamente. Las barras de empuje accionadas por los resortes ejercen la fuerza sobre los contactos de los interruptores.

En el alojamiento del Transformador de Corriente (TC) se encuentran moldeados un Transformador de Corriente (TC) y un Transformador Capacitivo de Tensión (CVT). Estos son monitoreados por el PTCC para el monitoreo y la visualización en forma remota. El PTCC requiere una fuente auxiliar de Corriente Alterna (CA). El PTCC se conecta a la parte inferior del interruptor a través de un cable con conectores enchufables sellados en ambos extremos (el PTCC y el tanque). El reconectador es provisto con varillas de cobre o con conectores para cable opcionales.

La posición de los contactos del reconectador es mostrada a través de un indicador de posición externo y claramente visible. Para abrir y bloquear al reconectador desde el suelo se puede utilizar una pértiga para enganchar el anillo de apertura manual. El anillo de apertura mecánica tiene dos posiciones. En la posición "arriba" se lleva a cabo la operación normal. En la posición "abajo" el reconectador es bloqueado tanto mecánicamente como electrónicamente.

El PTCC es interconectado con el reconectador a través del cable de control y se conecta al Módulo de Entrada de Control del Reconectador (SCEM) en la base del tanque. La tarjeta SCEM utiliza una memoria EEPROM para almacenar todos los datos relevantes de la calibración, valores y cantidad de operaciones realizadas. La SCEM también proporciona la primera etapa de aislación eléctrica y la electrónica necesaria para cortocircuitar los Transformadores de Corriente y los Transformadores Capacitivos de Tensión en el caso que el cable de control sea desconectado mientras circula corriente a través del reconectador.



2.4 Reseña del gabinete de comunicaciones y vías de descargas o comunicación.

La protección avanzada, registro de eventos y capacidad de comunicación de los reconectores de la Serie-U son posibles gracias a la tecnología contenida en el gabinete de control y comunicaciones. Este ha sido diseñado especialmente para uso exterior y operación en poste. Normalmente es montado en la parte inferior del poste para facilitar el acceso del personal de mantenimiento.

El gabinete se encuentra aislado y ha sido diseñado para minimizar cualquier aumento de temperatura producto de la radiación solar. Para el montaje de todo el equipamiento incluyendo las baterías, capacitores de almacenamiento, transformador de alimentación, llaves de baja tensión, Módulo de Control y Protección (CAPM), Panel de Control del Operador y radio o módem, se utiliza un panel interno. Estos componentes son ubicados cuidadosamente de manera que las partes generadoras de calor estén arriba, mientras las baterías se encuentran en la parte inferior para mantenerlas frescas. De ésta forma se puede lograr que la vida útil de las baterías supere los 5 años.

A través de una puerta (con la opción para colocar un candado) en la parte frontal del gabinete de control se puede acceder al Panel de Control del Operador en todo tipo de climas. Las ventilaciones poseen mallas para evitar la entrada de insectos y la puerta está sellada contra el exterior con un sello de goma. Todas las partes electrónicas están bien protegidas de la humedad así se asegura una larga vida útil.

Se dispone de tres modelos de gabinetes de comunicaciones, Tropical, Moderado y Templado. La versión Tropical está bien ventilada y es adecuada para climas en los que la temperatura ambiente puede alcanzar los 50°C y sólo, ocasionalmente, desciende por debajo de los 0°C, con un límite inferior de -10°C. La versión Moderado posee una ventilación reducida y es utilizada donde las temperaturas raramente superan los 40°C y ocasionalmente descienden por debajo de los -5°C, con un límite inferior de -15°C.



El modelo Templado tiene instalado un calefactor, haciéndolo adecuado para climas en los que la temperatura raramente supera los 40°C pero puede descender hasta -30°C.

Los tres gabinetes de control poseen la misma electrónica e incorporan las funciones de un relé de protección por sobrecorriente, un relé de protección por tierra de alta sensibilidad, un relé de recierre y una unidad terminal remota. Adicionalmente, la electrónica mide la corriente de línea, tensión, potencia activa y reactiva, corrientes de falla, y las almacena para su transmisión o para su análisis "fuera de línea".

Una característica única del reconectador de Nu-Lec Industries es la fuente de energía microprocesada incorporada. Esta permite la operación ininterrumpida no sólo del interruptor y del relé de protección, sino también de la radio o módem de comunicaciones. No se requieren otras fuentes de energía para la conexión dentro de su SCADA o Sistema de Automatización de Distribución.

Gracias al cuidadoso diseño, la eficiencia de todas las partes es extremadamente alta, permitiendo un período de funcionamiento de las baterías de cinco días luego de la ocurrencia de la falla de la fuente auxiliar (a partir de unas baterías totalmente cargadas, excluyendo el uso de la telemetría por radio o módem). La arquitectura utilizada, tiene la ventaja que la operación del reconectador es independiente de la alimentación de alta tensión, basándose en un set de baterías que son cargadas por la fuente auxiliar.

Dadas las sofisticadas técnicas de manejo del suministro de energía, se garantiza una operación del reconectador siempre que ésta sea intentada, y cuando se pierde la alimentación auxiliar, se generan alarmas que son transmitidas por el sistema de telemetría.

Interfaz de Telemetría

El reconectador puede ser interconectado a su sistema SCADA ya sea a través del módem V23 incorporado a una radio, o a través de su puerto RS232 y un MODEM a su elección. Para la radio y el módem, los cuales pueden ser montados dentro del



gabinete de comunicaciones, se incluye una fuente de energía ininterrumpible de tensión variable. Se admiten casi todos los protocolos de telemetría. Dos de los protocolos son el DNP3 e IEC870.

Interfaz de Computadora

El Sistema Operativo para Windows (WSOS) es un software avanzado para computadoras personales que permite la programación, el monitoreo y el control "en línea" y "fuera de línea" de un reconfigurador a través del puerto RS232. Está disponible como una opción al reconfigurador de Nu-Lec Industries.

Control Remoto

Adicionalmente, y en forma opcional, Nu-Lec Industries ofrece el paquete de software WSOS para conexión a múltiples PCs para controlar y monitorear en forma individual un conjunto de reconfiguradores o seccionadores. El sistema se comunica con un gabinete de control ya sea por cable, fibra óptica, línea telefónica o radio. El WSOS provee funciones adicionales como ser el manejo de alarmas y eventos, facilidades de discado de entrada y de salida y generación de reportes.

En el interior del gabinete de control y comunicaciones se puede montar una radio de comunicaciones o un módem especial. Con el equipo estándar se incluye un módem V23 FSK.



Figura 2.3 Gabinete de Control y Comunicaciones de Montaje de Poste.

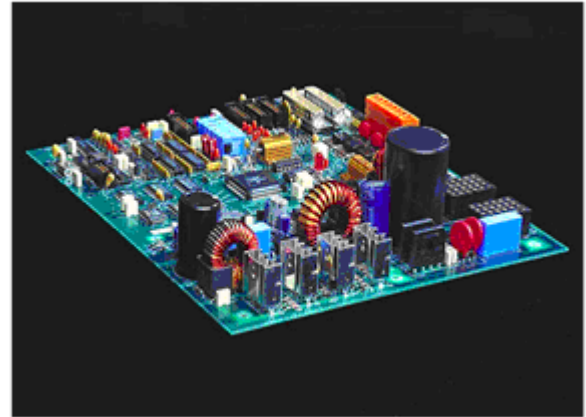


Figura 2.4 Tarjeta Electrónica del Modulo de Control y Protección (CAMP).

2.5 Características de protección general.

2.5.1 Características de protección.

El CAMP cuenta con 2 versiones (CAMP4 y 5) cada una de ellas con múltiples y diversas características como se muestran a continuación:

Utiliza un microprocesador Motorola 68332, EPROM con memoria Flash “no volátil” y 1Mbyte de memoria estática volátil de lectura y escritura.

La memoria no volátil se utiliza para almacenar programas, parámetros de configuración y el historial.

- El CAMP4 tiene 2 Mega byte de memoria.
- El CAMP5 tiene 4 Mega byte de memoria.

La memoria volátil se utiliza mientras se está trabajando; es decir, no retiene información luego de apagar el sistema.



El Gabinete de Control muestra los diferentes dispositivos y aplicaciones internas con que cuentan los Nu-lec. Siendo este el componente de mayor importancia ya que es capaz de monitorear y controlar todas las acciones de protección que realiza el Nu-lec.

- Gabinete de Control.

1. Funciones de protección y Auto-cierre.
2. Protección de tiempo inverso.
3. Protección de tiempo definido.
4. Protección Instantánea.
5. Protección de falla sensible de tierra (SEF).
6. Protección de corriente de Inrush.
7. Protección de pérdida de fase (LOP).
8. Protección de sobre y baja frecuencia (únicamente CAMP 5).
9. Bloqueo por carga fría.
10. Bloqueo por altas corriente.

- Restaurador Automático.

1. Temporizaciones básicas.
2. Entrada de disparo rápida.
3. Módulo de temporización.
4. Rangos de operación.
5. Vida útil.
6. Ciclo de operaciones.
7. Botas de las boquillas.
8. Cables de Alta Tensión.
9. Transformadores de Corriente.
10. Medio ambiente.

Variantes de fuentes de suministro auxiliar.

El Gabinete de Control usa diversas vías de fuente de suministro auxiliar entre las que se destacan:

Fuente de alimentación auxiliar de baja tensión 110/o 240V AC.

Fuentes duales de alimentación auxiliar de baja tensión 110/o 240v AC.

Fuentes duales de alimentación auxiliar para los TC/TP ubicados en postes de 27V AC.

Descripción de algunas de las características de protección.

1. Protección de tiempo Inverso: Posee un funcionamiento específico el cual actúa como protección auxiliar o adicional disponible para realizar una operación en caso fallas de fase, PSN, tierra; teniendo ajustes específicos programados por el



- operador desde el panel de control o su control remoto si posee. Es monitoreado por un total de 48 curvas que son programadas por el usuario.
2. Protección de tiempo definido: Los parámetros de corriente de configuración de la protección, son similares que la protección de tiempo Inverso solo que operan para la curva de tiempo definido. Esta variante trabaja, abriendo al reconectador en un tiempo prefijado luego de la detección de la falla.
 3. Protección Instantánea: Es otra protección adicional o alternativa para la ausencia de las anteriores y se puede aplicar tanto a fase, PSN, protección a tierra. La misma opera abriendo al reconectador si la corriente de la línea excede el valor fijado en el Multiplicador Instantáneo * corriente Ajustada. Ambas protecciones son usualmente utilizadas como protección adicional operando como las variantes de tiempo Inverso e Instantánea. La primera permite que se produzca una pérdida de diversidad (aumento del nivel de la carga) cuando, luego de haber permanecido sin alimentación por un período de tiempo corto, el suministro a la carga sea reestablecido.
 4. Arranque por carga fría: Es el resultado de la combinación de cargas conectadas en el circuito y que en el momento de energizar dicho circuito pueden intervenir. Es decir que la causa de la aparición de esta falla es la larga duración a que son sometidos los fusibles que protegen a los transformadores debido a la pérdida de diversidad de la carga después de una interrupción extendida (30 minutos o más).
 5. Protección de corriente de Inrush: Su función es elevar los niveles de umbrales de corrientes de fase y tierra por un período de tiempo corto para permitir las corrientes Inrush de corta duración cuando se cierra el equipo sobre una carga. Las corriente de Inrush no es más que es una condición transitoria que ocurre cuando se energiza un transformador, cuando el voltaje aumenta repentinamente después de haber aislado una falla y el sistema se restablece, o



cuando se energizan dos transformadores en paralelo, su magnitud y duración dependen de factores externos y de diseño como:

- Impedancia de la fuente de alimentación.
- Capacidad del transformador.
- Localización del devanado energizado (Interno o externo) con respecto al núcleo laminado.
- Conexión de los arrollamientos.
- Punto de la onda de CA donde se cierran los contactos del interruptor que energiza al transformador.
- Características magnéticas del núcleo.
- Remanencia del núcleo.
- Uso de resistores de reinserción.
- Restablecimiento súbito de voltaje. Después de haber aislado una falla.
- Energización en paralelo de transformadores.

Vale aclarar que este efecto ocurre solo de la fuente hacia el transformador. Sin embargo esta condición no es de falla y el sistema conjuntamente con sus protecciones debe permanecer estable durante este transitorio.

El valor de la corriente Inrush depende del punto en la onda de CA donde se cierran los polos del interruptor. El máximo valor de la corriente Inrush se presenta cuando el interruptor cierra sus polos en el momento en que el voltaje es cero y el nuevo flujo magnético de la corriente Inrush toma la misma dirección que el flujo remanente. La corriente Inrush es pequeña cuando los flujos toman direcciones opuestas. La energización de grandes transformadores de potencia usualmente se realiza mediante el cierre simultáneo de los tres polos de un interruptor, dejando al azar el instante de la conexión, este proceso origina la presencia de grandes corrientes Inrush que pueden presentarse en las tres fases y en el neutro aterrado.



Secuencia de Operación.

Los tiempos de recierre son seleccionados en forma individual. La secuencia de operación es definida por:

O - 1er tr - OC - 2do tr - OC - 3er tr - OC donde tr = tiempo de recierre.

En los interruptores recerradores Nu-Lec serie-U el número de aperturas por protecciones se puede programar entre 1-4, mientras que la protección de tierra de alta sensibilidad (PTAS) tiene una configuración independiente.

Los tiempos de recierre se pueden seleccionar de forma individual y definen la secuencia de operación:

Tiempos de recierre:

1er. tiempo de recierre	0,5 – 180 seg.
2do. tiempo de recierre	2,0 – 180 seg.
3er. tiempo de recierre	2,0 – 180 seg.
Resolución de tiempo	0,1 seg.

Módulo de Entradas de Aperturas Rápidas.

Este módulo está disponible como un accesorio. Provee una entrada aislada óptimamente para abrir al reconectador incondicionalmente dentro de 60ms de la activación (incluyendo los tiempos de rebote y de operación del interruptor).

Tiempo de Reinicio de la Secuencia

Tiempo de reinicio de la secuencia:	5 - 180 seg
Resolución del tiempo:	1 seg

Aperturas para el Bloqueo

El número de aperturas por sobrecorriente y falla es seleccionable entre 1 y 4.

Para la Protección de Tierra de Alta Sensibilidad (PTAS) se dispone de una configuración por separado.



Curvas de Tiempo Inverso

La CAPM4 ofrece un total de 48 curvas de protección de tiempo inverso que son seleccionadas por el usuario. Estas son:

-Tres curvas IEC255:

Estándar Inversa, muy Inversa y extremadamente inversa.

- Tres curvas de Tiempo Inverso IEEE C37.112:

Moderadamente Inversa, muy Inversa y extremadamente Inversa.

- 42 Curvas No Estándar de Tiempo Inverso:

Referirse al Manual Técnico para obtener un listado completo.

Curvas Definidas por el Usuario

Se pueden seleccionar hasta cinco Curvas Definidas por el Usuario (CDU) en el panel de control en la misma forma que las curvas mencionadas más arriba. El módulo de las CDUs en el WSOS es utilizado para configurar las CDU.

Protección Instantánea

La Protección Instantánea opera abriendo al reconectador si la corriente de línea excede el Multiplicador Instantáneo x Corriente Ajustada.

Rango del Multiplicador:	1-30
Resolución del ajuste:	0,1
Ajuste efectivo máximo:	12,5 kA

Protección por Tiempo Definido

El Tiempo Definido se encuentra disponible en las protecciones por fase y por tierra como una alternativa a la protección de Tiempo Inverso. Trabaja abriendo al reconectador en un tiempo prefijado luego de la detección de la falla.

Rango de corriente:	10 – 1260 A
Resolución de tiempo:	0,1 seg
Rango de Tiempo:	0,5 a 100 seg
Resolución del ajuste de corriente:	1 A



Protección de Tierra de Alta Sensibilidad (PTAS)

La PTAS hace que el reconectador abra cuando la corriente de tierra se eleva por encima de un nivel prefijado por un lapso mayor a un tiempo prefijado.

Rango de corriente de apertura de PTAS:	4 – 20 A
Tiempo de operación de PTAS:	0,1 - 100 seg
Resolución del ajuste de la corriente de apertura de PTAS:	1 A
Resolución del tiempo de operación de PTAS:	0,1 seg

Coordinación de Secuencia

La Coordinación de Secuencia permite al reconectador mantener su secuencia de aperturas a la par con otro reconectador ubicado aguas abajo.

2.5.2 Características de protección avanzada.

Bloqueo Direccional

El bloqueo direccional es una característica de protección adicional que restringe las aperturas por fallas en un lado designado del reconectador. Previene aperturas innecesarias si las condiciones particulares de la red están causando fallas a tierra "falsas". En sistemas radiales el Bloqueo Direccional previene las aperturas innecesarias bloqueando fallas en la dirección de la fuente y sólo respondiendo a fallas en la dirección de la carga.

Bloqueo por Carga Viva

El Bloqueo por Carga Viva previene al reconectador de cerrar si cualquiera de los terminales del lado de la carga está energizado.

Rango del Umbral de Tensión del Bloqueo por Carga Viva:	2 – 15 kV
---	-----------

Pérdida de Fase

La Protección por Pérdida de Fase abre al reconectador si la tensión de fase a tierra en una o dos fases cae por debajo de un umbral de tensión prefijado por un período de tiempo prefijado.

Rango del umbral de tensión:	2 – 15 kV
Resolución de la tensión:	1 V



Rango de la tensión:	0,1 - 100 seg
Resolución de Tiempo:	0,1 seg

Restrictor de Corrientes Inrush

La Restricción de corrientes Inrush eleva los umbrales de las corrientes de fase y de tierra por un período de tiempo corto para permitir la circulación de corrientes Inrush de corta duración cuando se cierra el equipo sobre una carga.

Rango del Multiplicador:	1 - 30
Resolución del Multiplicador:	0,1
Rango de Tiempo:	0,05 - 30 seg
Resolución de Tiempo:	0,05 seg

Detección del Arranque en Frío

La Detección del Arranque en Frío permite que se produzca una pérdida de diversidad (aumento del nivel de la carga) cuando, luego de haber permanecido sin alimentación por un período de tiempo, el suministro a la carga es reestablecido.

Rango del Multiplicador:	1 - 5
Resolución del Multiplicador:	0,1
Rango de la Constante de Tiempo:	1 a 480 minutos
Resolución de la Constante de Tiempo:	1 minuto

Protección por Baja / Sobre Frecuencia

Esta es una característica de protección adicional disponible bajo pedido.

Rango de frecuencia de apertura:	45 - 65 Hz
Cálculo de la frecuencia:	Una vez por ciclo en un período de dos ciclos
Número de ciclos de baja/sobre	2 – 1000
Frecuencia antes de la apertura Precisión:	$\pm 0,05$ Hz

Grupos Múltiples de Configuraciones de Protección

La CAPM ofrece hasta 10 Grupos de Protección, cada uno de los cuales puede ser configurado con características de protección completamente diferentes, con diferentes curvas de tiempo inverso y ajustes de corriente. El número de grupos de protección



disponibles para el operador puede ser configurado utilizando el Sistema Operativo de Windows del Interruptor (WSOS) restringiendo o habilitando el acceso a los ajustes de protección como según sea requerido. Rango de pares de grupos de protección: A y B, C y D, E y F, G y H, I y J.

2.5.3 Características de medición

Tensión

El verdadero valor eficaz es medido en las tres fases en el lado de la fuente programado en fábrica (Lado-I). Un umbral configurado por el usuario indica si el terminal está energizado o no (exactitud $\pm 2,5\%$). La medición de la tensión en el lado de la carga está disponible si se han instalado los CVTs opcionales externos.

Corriente

El verdadero valor eficaz es medido en las tres fases (precisión $\pm 2,5\%$, lectura 10-800A).

Potencia Activa (con o sin signo)

Se determina multiplicando $V \times I$ en tiempo real y promediando varios ciclos (precisión $\pm 5\%$ de la lectura, dentro de los límites de V e I especificados más arriba).

Factor de Potencia

Determinado a partir de la relación entre la tensión de línea y la corriente de línea, y la potencia activa calculada previamente (precisión $\pm 5\%$ de la lectura, dentro de los límites de V e I especificados más arriba).

Mediciones Históricas de Fábrica

El flujo de la energía es integrado en intervalos de 5, 15, 30, o 60 minutos (kWH) y los valores son registrados durante por lo menos 2 meses con el ajuste de fábrica. Esto se puede ver en el Panel de Control del Operador, en la computadora o en el sistema SCADA compatible. Adicionalmente, los datos pueden ser cargados en una computadora portátil o en un sistema SCADA compatible.



Mediciones Históricas Configurables

Los Perfiles de Demanda Promedio pueden ser configurados utilizando el WSOS. La configuración personalizada le permite al usuario especificar solo los parámetros que son requeridos negando la colección de información innecesaria.

Registro de Eventos

Cantidad mínimo de eventos típicos almacenados en el registro de eventos: 3.000 eventos.

2.5.4 Especificaciones del reconectador Serie-U.

Especificaciones	15.5 kV	27 kV
Tensión Máxima	15.5 kV	27 kV
Corriente Nominal.	630 A	630 A
Poder de Cierre Sobre Falla (Vef)	12.5 kA	12.5 kA
Poder de Cierre Sobre Falla (Pico)	32.5 kA	32.5 kA
Capacidad de Interrupción de Falla	12.5 kA	12.5 kA
Tiempo de Operación (Cierre/Apertura)	0.1 / 0.05 s	0.1 / 0.05 s
Corriente de Corta Duración	12.5 kA	12.5 kA

Capacidad de Interrupción

Principalmente Activa (factor de potencia 0,7).	630 A	630 A
Carga en el Cable	25 A	25 A
Carga en la Línea	5 A	5 A
Corriente de Magnetización del Transformador	22 A	22 A

Nivel de Aislación al Impulso

Fase a Tierra	110 kV	125 kV
A Través del Interruptor.	110 kV	125 kV

Nivel de Aislamiento a Frecuencia Industrial

Fase a Tierra.	50 kV	60 kV
A Través del Interruptor.	50 kV	60 kV



Ambiental

Temperatura Ambiente (1).	-30 to 50°C	-30 to 50°C
Radiación (max).	1.1 kW/m ²	1.1 kW/m ²
Humedad	0 to 100%	0 to 100%
Altitud (Max) (2)	3000 m	3000 m

Peso Neto

Peso.	118 kg	118 kg
Gabinete de Control e Items complementarios.	45 kg	145 kg

Dimensiones del Cajón

Estándar. Ancho=1160mm, Alto=1020mm y Prof=960mm.

Cantidad de Operaciones

Operaciones Mecánicas	10000
Desgaste de contactos para 630 A	10000
Desgaste de contactos para 2 kA.	955
Desgaste de contactos para 6 kA	217
Desgaste de contactos para 12.5 kA	50

2.5 Descripción del mecanismo de reconexión y ciclos de recierres.

El mecanismo del reconectador ejecuta las operaciones de apertura y cierre de los contactos del interruptor al vacío en respuesta a las señales recibidas del control electrónico. La apertura de los contactos se inicia cuando se envía una señal eléctrica al solenoide de disparo, el cual desplaza la traba basculante para soltar los resortes de disparo cargados. El cierre de los contactos se inicia cuando se envía una señal eléctrica a un solenoide giratorio, el cual cierra el contactor de la bobina de cierre por medios mecánicos para energizar la bobina de cierre de alto voltaje, la cual cierra los interruptores al vacío y carga los resortes de disparo.

Los reconectores pueden ser programados para un máximo de cuatro aperturas y tres reconexiones. Los tiempos de apertura pueden determinarse de curvas



características tiempo-corriente, las cuales proporciona el fabricante. Cada punto de las curvas características representa el tiempo de aclaración del reconectador para un determinado valor de corriente de falla. Es importante destacar que este dispositivo consta de dos tipos de curvas: una de operación rápida y una segunda, de operación retardada. Existen varios modelos de reconectores sean trifásicos o monofásicos, sin embargo, todos funcionan bajo el mismo principio.

Para comprender mejor la secuencia de trabajo de un reconectador eléctrico deben observar los siguientes puntos:

Tiempo de reconexión: Son los intervalos de tiempo en que los contactos del reconectador permanecen abiertos entre una apertura y una orden de cierre o de reconexión.

Tiempo de reposición: Es el tiempo después del cual el reconectador repone su programación, cuando su secuencia de operación se ha cumplido parcialmente, debido a que la falla era de carácter temporal o fue aclarada por otro elemento de protección.

Corriente mínima de operación: Es el valor mínimo de corriente para el cual el reconectador comienza a ejecutar su secuencia de operación programada. La secuencia de operación típica de un reconectador para abrir en caso de una falla permanente se muestra en la (figura 2.5), donde se ha supuesto que la programación es C 22, es decir, dos aperturas rápidas y dos aperturas lentas, con tiempos obtenidos respectivamente, de la curva A y de la curva C de la (Figura 2.5), para la magnitud de corriente de falla correspondiente.

Según la (Figura 2.5), en condiciones normales de servicio, por la línea protegida circula la corriente de carga normal. Si ocurre una falla aguas abajo de la instalación del reconectador y la corriente del cortocircuito es mayor a la corriente mínima de operación preestablecida, el reconectador opera por primera vez según la curva rápida A en un tiempo t_a . Permanece abierto durante un cierto tiempo, usualmente 1 segundo, al cabo del cual reconecta la línea fallada.



Si la falla ha desaparecido el reconectador permanece cerrado y se restablece el servicio. Si por el contrario, la falla permanece, el reconectador opera por segunda vez en curva rápida A y después de t_a segundos abre nuevamente sus contactos. Luego de cumplirse el segundo tiempo de reconexión el reconectador cierra sus contactos y si aún la falla persiste, abre por tercera vez pero de acuerdo al tiempo de aclaramiento t_c correspondiente a la curva lenta tipo C.

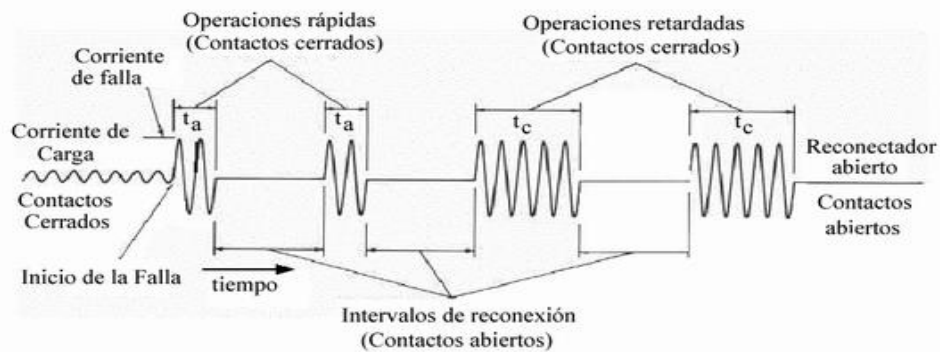


Figura 2.5 Secuencia de operación de un Reconectador

Una vez que se cumple el tiempo de la tercera y última reconexión, reconecta por última vez cerrando sus contactos. Si aún la falla está presente, el reconectador al cabo de t_c segundos abre definitivamente. En caso que el reconectador no haya completado su secuencia de operación, después de transcurrido el tiempo de reposición, repone su programación que tenía antes que ocurriera la falla, quedando en condiciones de ejecutar completamente su secuencia de operación en caso de presentarse una nueva condición de falla en la línea.

Para la programación de la secuencia de operación de un recerrador debemos tener en cuenta, entre otros, los siguientes criterios:

- Continuidad del servicio.
- El % de fallas transitorias que se limpian en el primer, segundo y tercer recierres.
- Características propias de los alimentadores primarios.
- Ubicación geográfica de los circuitos (nivel isocerámico, contaminación, etc).
- Vida útil de los contactos del interruptor.
- Protección de los equipos de los clientes.
- Seguridad pública.



Debemos tener en cuenta también que en circuitos rurales donde la densidad de carga es muy baja y hay que servir las cargas a través decenas y cientos de Km de líneas aéreas y se recorren enormes distancias para reponer los circuitos se debe activar hasta un 4to disparo para el bloqueo con mayores tiempo de recierres sin olvidar la futura instalación en secciones debidamente seleccionadas de otros recerradores o seccionalizadores que logren mayor seccionalización de las fallas y menor cantidad de clientes afectados.

Ejemplos de diferentes ciclos de recierres en los interruptores puestos en funcionamiento y la propuesta de mejora.

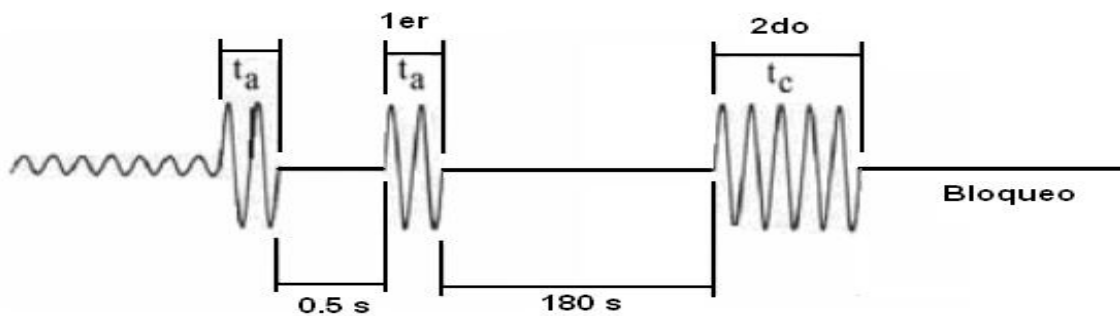


Figura 2.6 Secuencia de operación de los interruptores en funcionamiento con 2 recierres y 3 disparos.

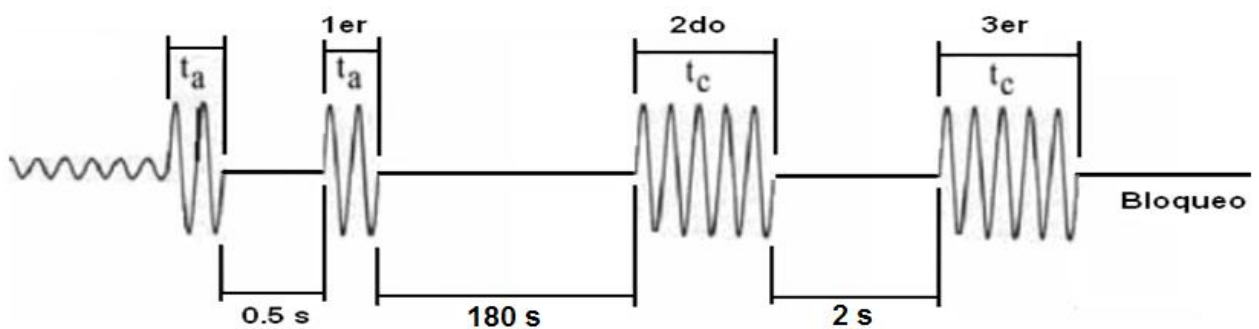


Figura 2.7 Secuencia de operación de los interruptores en funcionamiento con 3 recierres y 4 disparos.

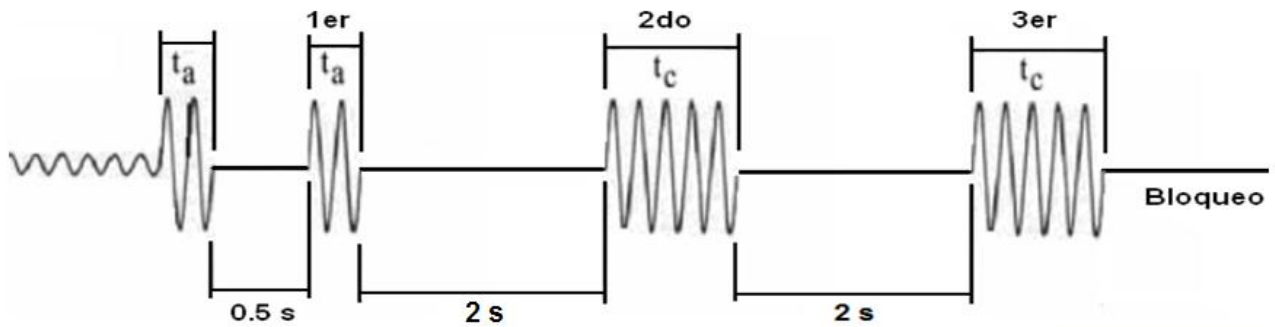


Figura 2.8 Secuencia de operación de la propuesta de reajuste del restaurador aplicando 3 recierres y 4 disparos con un tiempo mínimo para el segundo recierre de 2 s.

2.6 Tipos de reconectores y ubicación lógica.

El reconector interrumpirá las corrientes de falla de modo efectivo únicamente si se usa dentro de sus valores nominales especificados.

Existen dos tipos principales de reconectadores: Los reconectores monofásicos se utilizan para la protección de líneas monofásicas, tales como ramales o arranques de un alimentador trifásico. Pueden ser usados en circuitos trifásicos cuando la carga es predominantemente monofásica. De esta forma, cuando ocurre una falla monofásica permanente, la fase fallada puede ser aislada y mantenida fuera de servicio mientras el sistema sigue funcionando con las otras dos fases. Los reconectores trifásicos son usados cuando se requiere aislar (bloquear) las tres fases para cualquier falla permanente, con el fin de evitar el funcionamiento monofásico de cargas trifásicas tales como grandes motores trifásicos.

Los reconectores utilizan aceite o el vacío como medio de interrupción. En el primer caso, el mismo aceite es usado tanto para la interrupción del arco como el aislamiento básico. Algunos con control hidráulico también utilizan el mismo aceite para las funciones de temporización y conteo. El vacío como medio de interrupción, proporciona las ventajas de reducir la mantención y minimizar la reacción externa durante el proceso de interrupción. Algunos tipos de estos están disponibles ya sea con



interruptor en aceite o vacío. Los de vacío pueden utilizar aceite o aire como medio básico de aislamiento.

Los reconectadores pueden ser usados en cualquier punto de un sistema de distribución donde el rango del mismo sea adecuado para los requerimientos del sistema. La ubicación lógica para reconectadores se muestran en la (Figura 2.9) y corresponden a las indicadas por las respectivas letras:

- En subestaciones, como el dispositivo de protección del alimentador primario que permite aislar el alimentador en caso de falla permanente.
- En líneas de distribución a una distancia de la subestación, para seccionalizar alimentadores largos y así prevenir salidas del alimentador entero cuando una falla permanente ocurre cerca del final del alimentador.
- En ramales importantes desde el alimentador principal para proteger el alimentador principal de interrupciones y salidas debido a fallas en el ramal.
- En pequeños ramales monofásicos.

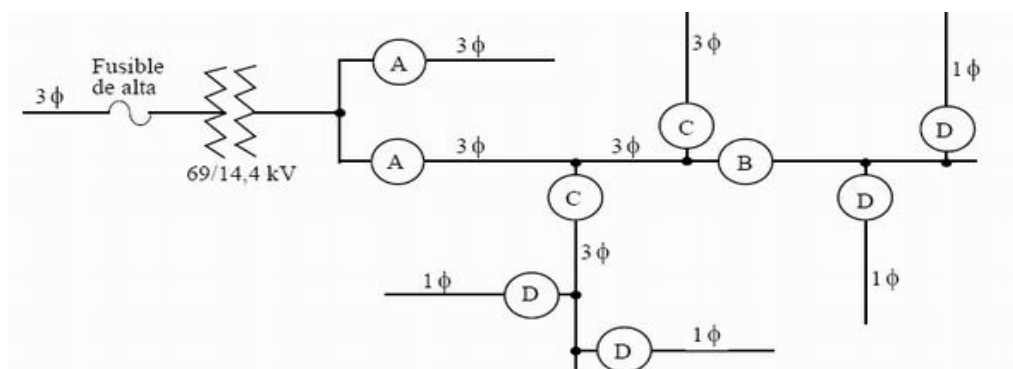


Figura 2.9 Diagrama unilineal de un sistema de distribución mostrando aplicaciones de los reconectadores.

Para la correcta aplicación de los reconectadores, se deben considerar los siguientes factores:

- La tensión nominal del sistema debe ser igual o menor a la tensión de diseño del reconectador.



- La corriente máxima permanente de carga en el punto del sistema donde se ubicará, debe ser menor o igual a la corriente nominal de reconectador.
- Debe tener una capacidad de ruptura mayor o igual, a la corriente máxima de falla en el punto de aplicación.
- La corriente mínima de operación debe escogerse de modo que detecte todas las fallas que ocurran dentro de la zona que se ha encomendado proteger (sensibilidad)
- Las curvas tiempo-corriente y la secuencia de operación deben seleccionarse adecuadamente, de modo que sea posible coordinar su operación con otros elementos de protección instalados en el mismo sistema.

En la actualidad, se emplean los siguientes elementos en el aislamiento de los reconectadores automáticos de Media Tensión: aire, aceite, SF₆ y dieléctrico sólido. El aire y el aceite pueden considerarse obsoletos en equipos para instalar en postes, debido a sus grandes dimensiones y peso. El SF₆, así como el aceite, es considerado como un riesgo ambiental.

Por otra parte, los equipos con dieléctrico sólido (basado en material epóxico), si bien poseen un buen soporte mecánico, ocasionan un gasto adicional para los usuarios puesto que necesitan la instalación de transformadores adicionales para la medición del voltaje. Por esta razón, a medida que la tecnología evoluciona se ha hecho necesario el diseño de nuevos métodos de aislamiento que combinen las ventajas de los sistemas existentes, evitando sus limitaciones.

2.7 Reseña y características del WSOS

El programa WSOS ha sido desarrollado por Nu-Lec para permitir su control y configuración por medio de una computadora y de este modo dominar el funcionamiento de los Restauradores y Seccionadores Bajo Carga de Nu-Lec, por medio del Gabinete de Control.

La ventana de control de la configuración WSOS se aprecia en el anexo IV.



El WSOS se puede utilizar en dos diferentes modos:

- En Línea (“On-Line”).
- Fuera de Línea (“Off-Line”).

En Línea (“On-Line”) se puede controlar directamente al Gabinete de Control por medio de una interfase de comunicaciones (cable de comunicaciones DB25 macho a DB9 hembra) y una computadora (ya sea una COMPUTADORA o una Laptop).

Fuera de Línea (“Off-Line”) los cambios se guardan directamente en el disco duro de su computadora y posteriormente se puede “descargar” la información cuando se encuentre en el modo En Línea (“On-Line”) hacia el Gabinete de Control en cualquier momento. Esto permite a los ingenieros de protección, control, operación y de comunicaciones manejar un número amplio de Restauradores o Seccionadores Bajo Carga desde una computadora de escritorio o una Laptop (portátil). Además, el WSOS puede almacenar información histórica (bitácora de eventos) para que ésta pueda ser recuperada y extraída. Esta información se encuentra almacenada por el Gabinete de Control de Control.

2.7.1 Características del WSOS

- Fácil de utilizar en pantalla ya que se maneja a través del mouse o del teclado.
- Un menú estructurado intuitivamente e instrucciones de ayuda explícitas para hacer fácil su manejo inclusive a personas con poca experiencia en el manejo de computadoras.
- Cuenta con niveles de acceso protegidos con contraseña, los cuales restringen la capacidad para diferentes usuarios por medio de una contraseña de sistema (“password system”). Esto permite que otros usuarios no cambien parámetros sin conocer esta contraseña.
- Manejo del historial de eventos, los cuales recuperan diferentes datos para poder visualizarlos, imprimirlos y almacenarlos. Ejemplos de estos datos son: la bitácora de eventos (“Event Log”) o el historial de demanda (“Demand History”). Se pueden almacenar hasta 8000 eventos.



- Se puede acceder al Gabinete de Control por medio de una conexión directa (interfase) hacia la computadora del usuario.

2.8 Reseña del TELENUL

A petición de la Dirección de Distribución de la Unión Nacional Eléctrica (UNE), se desarrolló TELENUL, un sistema SCADA para supervisar y telecontrolar las redes de distribución, mediante la utilización de los interruptores NULEC adquiridos en el país. La utilización de TELENUL en los despachos de distribución mejorará el funcionamiento de las redes eléctricas y contribuirá al ahorro energético, ya que permitirá trabajar sobre la calidad de la energía a partir de la información obtenida; facilitará la operación y contribuirá al ahorro de tiempo y combustible, al permitir actuar sobre las redes sin necesidad de trasladarse físicamente al lugar, y ayudará a un rápido aislamiento de las fallas, lo que reducirá los daños.

Entre las principales prestaciones que brinda TELENUL están:

1. Poseer un potente gestor de comunicaciones, que permite:

- Solicitar información y recibir respuestas de múltiples tipos de datos en un solo mensaje.
- Excelente detección y recuperación de errores.
- Recibir en la respuesta sólo los datos que han cambiado.
- Trabajar por prioridad los diferentes grupos de datos.
- Recibir respuestas no solicitadas.
- Recibir datos de eventos con marcas de tiempo (adjuntas).

2. Obtener informaciones procesadas por el gabinete de control, tales como:

- El estado del interruptor (abierto o cerrado) y otros indicadores importantes para la operación.
- Los eventos de avería.
- Los valores de las corrientes y voltajes de fase, potencias y contador de energía (kWh).
- El estado técnico del interruptor y el gabinete de control (vida útil de los contactos, número de operaciones del interruptor, estado de la batería, etcétera).



3. Permitir actuar sobre las redes sin necesidad de trasladarse físicamente al lugar, para realizar acciones tales como:
 - Modificar condiciones de trabajo.
 - Modificar el tipo de protección activada ante una avería.
4. Contar con un ambiente amigable a través de un menú que permite recorrer todas las opciones de manera fácil y rápida.
5. Mostrar toda la información procesada a través de tablas de reportes y gráficos, que pueden ser visualizados en el monitor de la computadora, o impresos.
6. Alertar sonora y visualmente ante eventos de alarma.
7. Contar con un potente tratamiento de datos históricos.
8. Proteger el sistema mediante claves de acceso que limiten la ejecución de determinadas acciones por personal no autorizado.

En el anexo VI se muestra la pantalla principal de TELENUL, cuyas características de operación son las siguientes:

- Contiene un menú a partir del cual se pueden recorrer todas las opciones.
- La información se refiere siempre al interruptor que se seleccione del conjunto de interruptores configurados.
- Se actualiza la información en tiempo real sobre el estado de las variables telecontroladas y el valor de las telemediciones de parámetros eléctricos, así como otras indicaciones importantes para la operación del despacho.
- En la sección de telecontrol se aplican las órdenes remotas, por ejemplo; abrir o cerrar el interruptor, o cambiar un esquema de protección, estas órdenes están protegidas mediante claves de acceso que limitan su ejecución por personal no autorizado.



2.9 Conclusiones

Técnicamente, el reconectador cumple con todos los requerimientos eléctricos solicitados dentro de las normas técnicas. No obstante a lo ya expuesto anteriormente se buscan nuevas alternativas que sean técnicamente equivalentes y que cumplan con las exigencias de las normas técnicas vigentes, pero que difieran significativamente en costos, para lograr la máxima rentabilidad de la inversión. Los recerradores eléctricos Serie-U cumplen correctamente con las mejoras que requieren las empresas de distribución de energía eléctrica por sus bajos costos de operación y mantenimiento, en ultimo caso depende de las empresas si aplican estas mejoras a sus instalaciones para beneficio no solo de ellos sino también de los usuarios de la red de energía eléctrica.



Capítulo III: INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.

3.1 Introducción.

En nuestro trabajo se realiza el análisis de los eventos ocurridos en 95 interruptores Nu-lec de los 152 instalados lo que representa el 62.5 % del total de los elementos del objeto de estudio. Esta muestra es muy superior a la mínima necesaria para obtener resultados de precisión satisfactoria, para la toma de decisiones, que se deriva de los diferentes métodos estadísticos para la selección del tamaño de una muestra y sin embargo la decisión se tomo con el objetivo de representar la mayor cantidad posible de circuitos que difieren mucho por sus características fundamentales (longitud, calibres de los conductores, potencia de la subestación que los alimenta, estado técnico general, características climáticas de la zona donde están enclavadas, distancia desde la fuente, distancia desde la UEB que atiende su funcionamiento, etc.).

De los interruptores de la muestra se formaron dos grandes grupos:

- a) 80 interruptores ajustados con 3 disparos y 2 recierres.
- b) 15 interruptores ajustados con 4 disparos y 3 recierres.

Cada uno de estos grupos se subdivide a su vez en dos subgrupos más:

- a) Interruptores ajustados con tiempo definido más protección instantánea.
- b) Interruptores ajustados con tiempo inverso más protección instantánea.

Para cada uno de los circuitos se realizaron los siguientes análisis:

- 1- Cantidad de detecciones que ejecuta el interruptor independientemente de que estas conlleve a la operación del interruptor o no.
- 2- Cantidad de operaciones exitosas en determinado recierre.
- 3- Cantidad de operaciones efectuadas por protecciones de tierra y efectuadas por protecciones de fase.
- 4- Cantidad de operaciones efectuadas en régimen de sobrecarga del circuito.
- 5- Cantidad de operaciones efectuadas en régimen de corto circuito.



- 6- Cantidad de operaciones que ocurren con corriente por debajo de 630 A que no afecta el máximo de operaciones posibles del interruptor.
- 7- Cantidad de operaciones efectuadas con corrientes superiores a los 630 A y que conllevan a la disminución de la vida útil del equipo de forma acelerada.
- 8- Corriente máxima registrada en la operación de cada uno de los interruptores.

Para cada uno de los casos anteriormente mencionados se intentó establecer la relación de dicho evento con la efectividad del recierre tanto para el grupo de interruptores con 2 recierres activados como para el grupo con 3 recierres. Así mismo se establecen las diferencias observables dentro del mismo grupo para interruptores con ajustes de tiempo inverso y definido.

3.2 Presentación de los datos.

Para la obtención de los datos que nos permiten hacer estos análisis fue necesario realizar en el terreno las descargas de la información registrada en cada uno de los interruptores. En específico, se realizó la descarga de los eventos lógicos registrados y de los ajustes de las protecciones, ya que además estos interruptores permiten descargar todos los datos de su configuración como son:

- Potencia Máxima Semanal.
- Potencia Máxima Mensual.
- Curvas de diarias, semanales y mensuales integradas en intervalos desde 5 min hasta 1 hora en dependencia de la configuración preestablecida, de los valores de Potencia aparente S [kVA], Potencia activa P [kW], Potencia Reactiva Q [kVAr], factor de potencia $\cos \phi$, Tensión U [V] por fase y del neutro así como entre las fases, corriente I [A] por fase y del neutro.
- Valores de las tensiones y el estado de las baterías en el transcurso del mismo intervalo de tiempo.
- Energía mensual consumida.
- Estado de los contactos.



- Distribución de las fases de acuerdo a los bornes de los interruptores.
- Toda la información referente al sistema de comunicación.

Los registros de eventos lógicos son presentados como se muestra en el Anexo I. Mostramos este ejemplo cortado ya que la base original cuenta con 85 páginas y 2450 filas de registros. Esto es producto a la enorme cantidad de detecciones ocurrida en estos 3 días que borró toda la información registrada en los meses precedentes, nótese que en la última fila del registro se advierte en idioma inglés la posibilidad que halla pérdida de una parte de la información desde la última descarga realizada. En este ejemplo presentado ocurrieron varios eventos, solamente dos de ellos exitosos luego del 1er recierre y exitoso también en el 2do recierre a pesar de haberse realizado 1207 detecciones.

En el Anexo II presentamos otro ejemplo que nos servirá para comparar e ilustrar los fundamentales eventos registrados por el registro de eventos del interruptor. A diferencia del ejemplo anterior esta descarga contiene 89 páginas con 5020 filas registradas desde el 13/3/09 hasta el 23/2/2010, o sea, faltan solamente 20 días para completar un año de registros. Durante el tiempo de esta descarga ocurrieron 181 aperturas, y sólo 1088 detecciones. De las aperturas fueron exitosas 132 en el primer recierre para el 72.9% de y 32 en el segundo recierre lo que completa el 90.6 % del total de los recierres en el período evaluado. Esta descarga fue cortada para ser mostrada en el ejemplo de forma tal que nos permitiera ilustrar los principales eventos registrados por el interruptor, algunos de nuestro interés inminente y otros, en forma de cultura general sobre el dispositivo.

Para entender el trabajo realizado es necesario hacer algunas aclaraciones sobre la base del ejemplo presentado en el Anexo II para que este sirva de ilustración:

- Toda la información se obtiene en dos columnas: la primera indica la fecha y hora del evento con una precisión de centésimas de segundo; la segunda indica como tal el evento registrado, ocurriendo que eventos coincidentes en tiempo ocupan varias filas.



- Los registros se muestran en forma inversa, o sea los eventos mas recientes están en la parte superior de la información mientras que los eventos mas distantes en el tiempo ocupan la parte baja inferior del registro.
- A pesar de varios intentos de desarrollar software que permitan facilitar el análisis de los eventos el Nu-lec (entre ellos algunos del propio fabricante) ninguna de las variantes ayudaba al objetivo de nuestro trabajo por lo que todos nuestros análisis fueron realizados exportando los registros para el EXCEL y utilizando sus herramientas para el procesamiento de la información y la obtención de resultados.

Al Anexo II se le agrego una columna para explicar el significado de los registros más importantes en función de nuestro interés. Para comprender el orden lógico de los eventos ocurridos este debe ser visualizado desde abajo hacia arriba.

3.3 Procesamiento de los datos.

3.3.1 Comparación de los interruptores con dos y tres recierres.

Luego de realizar las descargas de los interruptores y llevados al EXCEL se confeccionó un modelo que permitió el más rápido procesamiento del enorme volumen de información que de esta descarga se deriva.

Se analizaron separadamente los interruptores con tres disparos y los interruptores con cuatro disparos, las tablas de resumen de ambos análisis se presentan en el Anexo III y IV. Los resultados obtenidos fueron los siguientes.

Tabla 3.1 Efectividad de los interruptores con 3 disparos 2 recierres.

Circuitos	Disp 1	Exitosos	% Absoluto	% Relativo	Disp 2	Exitosos	% Absoluto	% Relativo	Disp 3	% Total
80	3253	2186	67.2	67.2	1067	679	20.9	63.64	388	88.1

De esta tabla que contempla el análisis de 80 circuitos de distribución podemos comentar los siguientes resultados:

- En estos circuitos ocurren 3253 disparos iniciales, de ellos 2186 son disparos exitosos lo que representa el 67.2% de los primeros recierres. En este nivel



coinciden el % de recierres exitosos relativos con los absolutos (llamamos recierres exitosos absolutos los que ocurren en base al nivel inicial de disparos y relativos a los que corresponden a la cantidad de disparos que ocurre en ese nivel).

- Ocurren 1067 segundos disparos de los cuales 679 fueron exitosos lo cual significa que de los 1067 segundos disparos el 63.64% de ellos fueron exitosos y esto representa el 20.9% de los 3253 iniciales.
- De esta forma el éxito total del sistema de recierre implementado es del 88.1% esto representa que de los 3253 disparos 2865 fueron exitosos.
- Es importante el hecho de que a pesar de estar el primer recierre calibrado para un tiempo de 0.5 seg y el segundo a 180 seg la diferencia en el % absoluto de éxito evidencia la poca influencia de la duración del tiempo de recierre en las probabilidades de éxito. Esto evidencia la necesidad de revisar el tiempo del segundo recierre ya que los 180 seg actuales provocan molestias a la población y afectaciones relativamente largas e innecesarias para el correcto funcionamiento de las redes.

Tabla 3.2 Efectividad de los interruptores con 4 disparos 3 recierres.

Circuitos	Disp 1	Exit	% Absol	% Relat	Disp 2	Exit	% Absol	% Relat	Disp 3	Exit	% Absol	% Relat	Dis 4	% Total
15	516	339	65.7	65.7	177	100	19.4	56.5	77	37	7.17	48.1	40	92.2

Del análisis de 15 circuitos de distribución reflejados en esta tabla podemos comentar los siguientes resultados:

- En estos circuitos ocurren 516 disparos iniciales, de ellos 339 son disparos exitosos lo que representa el 65.7% de éxito de los primeros recierres.
- Ocurren 177 segundos disparos de los cuales 100 fueron exitosos los que significa que de los 177 segundos disparos el 56.5% de ellos fueron exitosos y esto representa el 19.4% de los 516 iniciales.
- En este nivel ocurren 77 terceros disparos de los cuales 37 fueron exitosos lo que representa 48.05% de éxito relativo y un 7.17% de éxito absoluto.



- De esta forma el éxito total del sistema de recierre implementado es del 92.2% lo que representa que de los 516 disparos 476 fueron exitosos, con solo 40 interrupciones permanentes.

El comentario anteriormente realizado con respecto al tiempo de recierre es válido también para este grupo de interruptores.

Si comparamos los resultados de ambos grupos de interruptores con diferentes configuraciones en cuanto al número de recierres activados podemos llegar a las siguientes conclusiones iniciales:

- Activar el tercer recierre permite elevar la efectividad del sistema de recierres del 88.1% hasta un 92.2% o sea que aplicados a los interruptores actualmente calibrados a 2 recierres significa la disminución del número de interrupciones en 133 interrupciones menos. Mientras entre los que tienen 3 disparos la implementación del tercer disparo representó 37 interrupciones menos, en suma equivale a 170 interrupciones menos entre los dos grupos.
- Resulta evidente la necesidad de estudiar la corrección del tiempo del segundo recierre muy por debajo de los 180 seg actuales ya que la diferencia en la efectividad relativa del primer y segundo recierre es mínima a pesar de la enorme diferencia de tiempo.

3.3.2 Análisis de la influencia de la utilización del tiempo inverso y el tiempo definido en el éxito de los recierres de los interruptores.

En cada uno de los grupos de interruptores existen una cantidad que están calibrados con tiempo inverso mientras la gran mayoría tienen ajuste de tiempo definido. Teóricamente la utilización del tiempo inverso tiene algunas ventajas con respecto al tiempo definido ya que una cantidad de causas de fallas transitorias con corriente relativamente bajas, pueden “quemarse” antes de llegar al tiempo de operación de la protección.

Los resultados de los análisis comparativos de los interruptores con tres disparos y curvas de tiempo definido y los de tiempo inverso los presentamos en las tablas 3.3 y 3.4.



Tabla 3.3 Efectividad de los interruptores con 3 disparos y tiempo definido.

Circuitos	Disp. 1	Exit	% Absol	% Relat	Disp 2	Exit	% Absol	% Relat	Disp 3	% Total
56	2222	1501	67.55	67.55	721	454	20.4	62.97	267	88.0

Tabla 3.4 Efectividad de los interruptores con 3 disparos y tiempo inverso.

Circuitos	Disp. 1	Exit	% Absol	% Relat	Disp 2	Exit	% Absol	% Relat	Disp 3	% Total
24	993	662	66.67	66.67	331	217	21.9	65.56	114	88.5

Si comparamos los resultados presentados en ambas tablas podemos realizar las siguientes observaciones:

- Es más alto el % de éxito de los interruptores que funcionan con tiempo definido en el primer recierre que los que funcionan con tiempo inverso. Aun cuando los valores son del mismo orden y pueden estar definidos por otras características de las redes más que por la influencia de la propia selección del tipo de protección.
- En el segundo recierre la diferencia es mayor a favor de los interruptores que funcionan con tiempo inverso con respecto a los que funcionan con tiempo definido.
- Aunque el valor de ganancia en efectividad del segundo recierre es de solo un 0.5% define la diferencia total de la efectividad de los recierres a favor de los interruptores que funcionan con protecciones de tiempo inverso.

Repetimos este análisis para los interruptores con cuatro disparos calibrados con tiempo definido y tiempo inverso, los resultados obtenidos se exponen en las tablas 3.5 y 3.6 respectivamente.



Tabla 3.5 Efectividad de los interruptores con 4 disparos 3 recierres y tiempo definido.

Circuitos	Disp 1	Exit	% Absol	% Relat	Disp 2	Exit	% Absol	% Relat	Disp 3	Exit	% Absol	% Relat	Disp 4	% Total
10	303	197	65.02	65.02	106	53	17.5	50	53	21	6.93	39.62	32	89.4

Tabla 3.6 Efectividad de los interruptores con 4 disparos 3 recierres y tiempo inverso.

Circuitos	Disp 1	Exit	% Absol	% Relat	Disp 2	Exit	% Absol	% Relat	Disp 3	Exit	% Absol	% Relat	Disp 4	% Total
5	213	141	66.20	66.20	72	47	22.1	65.28	25	16	7.51	64.0	9	95.8

Analizando ambas tablas podemos percatarnos que a diferencia de la comparación hecha para ambos grupos con tres disparos, en estos dos con cuatro disparos y tres recierres la diferencia en los valores es significativa, sobre todo, en el segundo y tercer recierre alcanzando un valor total de efectividad de 95.8% para los interruptores calibrados con tiempo inverso comparado con el 89.4% de los interruptores calibrados con tiempo definido y una diferencia del 6.4% del valor total de efectividad, con una diferencia del 27.05% del valor relativo a la cantidad de recierres exitosos ocurridos a partir de los terceros disparos de los Interruptores.

De todos los análisis realizados podemos deducir lo siguiente:

- La calibración de los interruptores a tiempo inverso, en cualquier caso mejora la efectividad del ciclo de recierre.
- La activación del tercer recierre con un cuarto disparo en cualquiera de los casos representa una mejoría no despreciable de la efectividad del ciclo de recierre de los interruptores.
- La mejor combinación se logra calibrando los interruptores con protecciones de tiempo inverso con un ciclo de tres recierres y cuatro disparos.
- El tiempo de 180 seg del segundo recierre es innecesario pudiendo ser disminuido al mínimo que permiten los interruptores o sea 2 seg.



3.3.3 Relación entre la cantidad de detecciones y la efectividad de los recierres.

Los dos factores que determinan el número de detecciones realizadas por un interruptor son:

- El estado técnico de la red: Si el circuito se encuentra mal atendido, ya sea técnicamente deteriorado o con gran cantidad de árboles y otros agentes externos (papalotes, tránsito, vandalismo, etc.) es lógico esperar que en este circuito ocurra un mayor número de fallas, por lo tanto, un mayor número de detecciones que en un circuito similar que opere en diferentes condiciones.
- La correcta calibración de las protecciones: Si la calibración de las protecciones se realiza sin considerar cuidadosamente las peculiaridades de la red y si no se tiene en cuenta la existencia de grandes consumidores que elevan significativamente la carga del circuito en regímenes de arranque. Si no se prevé los cambios en la carga que puedan ocurrir con los cambios de horario. En general si con la intención de lograr ganar en sensibilidad no se deja un adecuado coeficiente de reserva en el ajuste de las protecciones; es de esperar el incremento de las detecciones y el de las fallas permanentes, ya que un circuito que dispara por mal ajuste es muy difícil que recierre exitosamente en las mismas condiciones que se verán afectadas, además, por la influencia de las corrientes de magnetización y en dependencia de la duración del corte también por las corrientes de carga fría.

Con estos elementos intentamos establecer si existe una relación directa entre la efectividad de los recierres y la cantidad de detecciones provocadas en cada circuito.

Teniendo en cuenta que la cantidad de detecciones depende del tiempo total en que se han realizado las mediciones se determinó el índice de detecciones en función de la cantidad de disparos como:

$$ID = CD - (D1 + D2 + D3 + D4)$$

ID – Índice de detecciones

CD – Cantidad de detecciones

D1, D2, D3, D4 – Cantidad de primeros, segundos, terceros y cuartos disparos, (los cuartos disparos sólo para los Interruptores con estos activados).



El análisis se realizó para circuitos con tres y cuatro disparos de forma separada y aportó lo siguiente resultados:

- Los Índices de detecciones presentan una gran dispersión, llegando desde una detección por disparo para el circuito Sao Arriba, o sea, luego de cada detección ocurrió un disparo; Hasta 1271 detección por disparo para el circuito 7 de Moa.
- En los circuitos con tres disparos activados el índice de detecciones promedio fue de 35.36 detecciones por disparo mientras para los circuitos con cuatro disparos activados el índice promedio estuvo en 11.23 detecciones por disparo.
- El índice promedio de los circuitos con tres disparos y tiempo definido estuvo en 22.73 mientras para estos mismos circuitos con tiempo inverso se obtuvo de 64.82. Este resultado ratifica la tesis de que al pasar a tiempo inverso una mayor cantidad de fallas “se queman” antes de provocar un disparo lo que indica menor cantidad de disparos por cada detección.
- Con los circuitos calibrados a 4 disparos ocurre algo similar estando el índice de detecciones para los interruptores de tiempo definido en 8.82 contra un 16.05 para los interruptores con protecciones de tiempo inverso.
- Se logró establecer que los mayores índices de detecciones se encuentran fundamentalmente en;
 - ✓ interruptores con protecciones mal calibradas y circuitos rurales con gran cantidad de árboles y otros defectos que ocasionan fallas transitorias muy difíciles de detectar, sobre todo, si no existe una herramienta que permita detectarlos oportunamente.

A pesar de no existir una relación directa entre la cantidad o el índice de detecciones y la efectividad de los recierres consideramos que utilizar este indicador, hoy no es usado en La Empresa Eléctrica, podría influir positivamente en la detección precoz de alguno de los problemas antes mencionados para su solución antes que se conviertan en fallas permanentes o provoquen daños a las instalaciones.

3.3.4 Efecto de la relación entre los disparos por sobrecarga y los disparos por cortocircuito sobre la efectividad de los recierres.

Con el fin de establecer una dependencia entre la cantidad de disparos por sobrecarga y los disparos por cortocircuito con la efectividad del recierre, se realizó un laborioso



análisis de forma manual que nos permitiera establecer la corriente con lo cual ocurrió el primer disparo del ciclo de disparos y recierres, ya que las corrientes de los disparos subsiguientes estaban contaminadas con las corrientes de magnetización y en algunos casos con los de carga fría. Comparando estas corriente con las de ajuste de las protecciones, ya fueran de fase o de tierra acorde a la protección actuante logramos discriminar la cantidad de disparos ocurridos en un circuito por sobrecargas o problemas de ajustes (corrientes superiores a las respectivas de ajuste) de los disparos ocurridos por cortocircuito ya que La Empresa Eléctrica nos garantizó los perfiles de cortocircuitos de las redes estudiadas.

Con estos valores encontramos la relación que existe entre la cantidad de disparos ocurridos en un circuito por cortocircuito con la cantidad de disparos ocurridos por sobrecarga. De manera total de los 3698 disparos ocurridos en la totalidad de los interruptores estudiados 425 disparos ocurrieron por sobrecargas los restantes 3273 por cortos circuitos de diferentes magnitudes. A pesar de la preponderancia absoluta de los disparos por corto circuito, ordenamos estos valores y los graficamos simultáneamente con los valores de efectividad de los recierres obteniendo en las figuras 3.1 y 3.2 que presentamos a continuación.

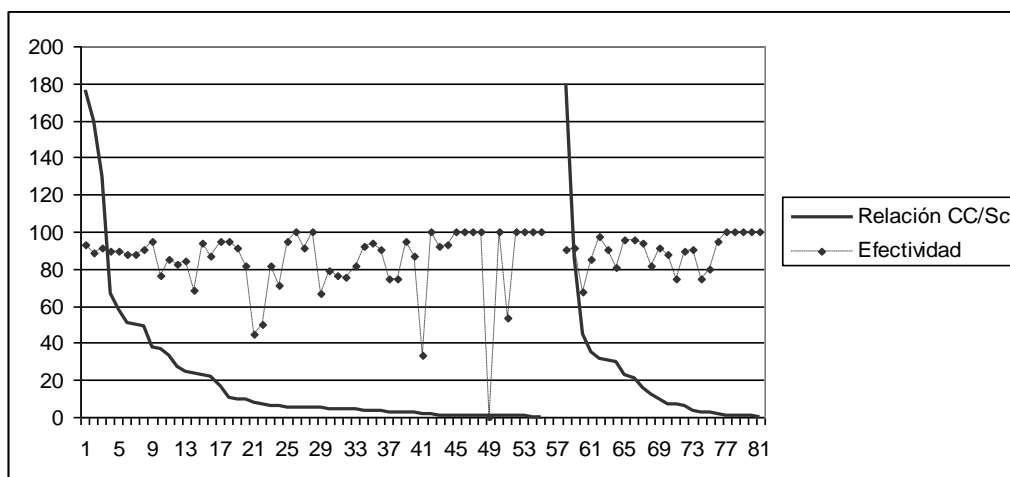


Figura.3.1 Relación entre la cantidad de disparos por CC y la cantidad de disparos por sobrecarga y efectividad de los recierres en estos circuitos para interruptores con 3 disparos. Tiempo definido curvas izquierdas y tiempo inverso curvas derechas.

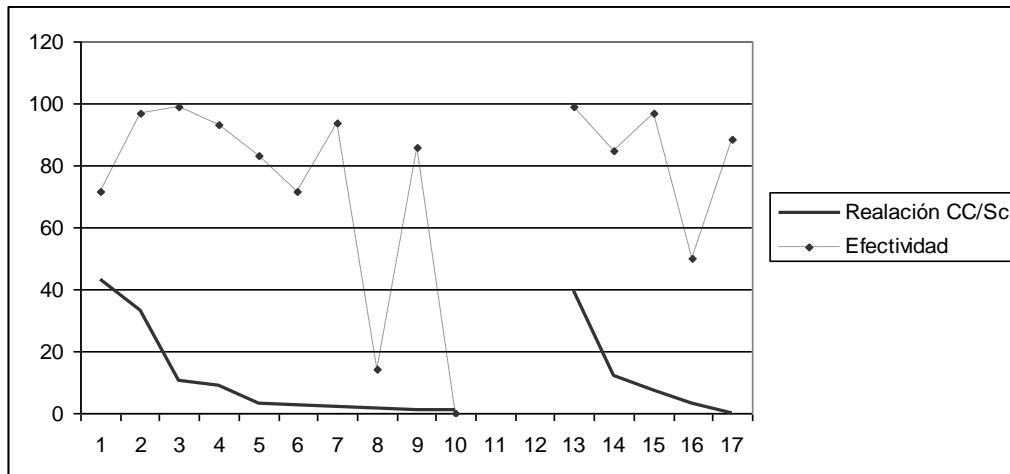


Figura. 3.2 Relación entre la cantidad de disparos por CC y la cantidad de disparos por sobrecarga y efectividad de los recierres en estos circuitos para interruptores con 4 disparos. Tiempo definido curvas Izquierdas y tiempo inverso curvas derechas.

Al observar estos gráficos podemos establecer que la efectividad de los recierres no dependen del tipo de sobrecorriente, o sea, si el interruptor opera por sobrecarga o por un cortocircuito, inclusive en el análisis particular de cada uno de los circuitos observamos que con los máximos valores de corrientes de cortocircuito ocurridos en la línea los recierres fueron efectivos o no de forma aleatoria.

No obstante el nivel de las corrientes con que opera el equipo es de suma importancia para la vida útil del mismo. Como está explicado en el capítulo 2 estos interruptores están diseñados para hacer 10 000 operaciones con una corriente nominal de carga de 630 A y este número de operaciones va disminuyendo hasta sólo 50 con la máxima corriente operativa del circuito que es de 12500 A. El propio interruptor posee un dispositivo que va integrando las operaciones y midiendo las corrientes con que estas ocurren e integrando mediante un algoritmo estos resultados para actualizar permanentemente el estado de sus contactos, inclusive fase a fase.

En nuestras redes los niveles de corto circuito no sobrepasan en ningún caso los 5000 A, y de todas formas pueden ocurrir operaciones con corrientes suficientemente altas para que ocurra un deterioro acelerado del interruptor lo que en el mejor de los casos



podiera dejar sin efecto lo logrando económicamente por el incremento de la efectividad de los recierres.

Por esta razón se realizó un análisis estadístico de las corrientes de operación de nuestra muestra de interruptores que ofrecieron los siguientes resultados:

- De los 3698 disparos ocurridos, 2331 o sea el 63 % ocurrieron con corrientes inferiores a 630 A que es la corriente nominal de operación del interruptor y que no influyen en el incremento de la velocidad de desgaste de los contactos.
- El 37 % restante ocurrió con corrientes superiores a la nominal.
- La corriente máxima absoluta detectada fue de 3887 A en el circuito 9 de Moa, alimentado de un transformador de 4 MVA a 4 km de la subestación Moa 110 kV y fue exitoso en el primer recierre. Existió otro disparo con corrientes de 3340 A en el circuito Guirabo 1 que se alimenta de una subestación de 6.3 MVA que se encuentra a 1 km de distancia de la subestación Holguín 220 kV y el conductor del tronco es de 150 mm cuadrados, o sea, todas las condiciones perfectas para que las corrientes de cortocircuito alcancen los máximos valores, fue exitoso también en el primer recierre.
- De los 80 circuitos con 3 disparos 12 no sobrepasaron nunca valores de 630 A, 19 no llegaron a 1000 A, 22 no alcanzaron los 1500 A, 17 estuvieron por debajo de 2000 A y 11 tuvieron disparos con corrientes entre 2001 y 3000 A y uno sólo con dos disparos por encima de 3000 A.
- De los quince circuitos con cuatro disparos estudiados, dos tuvieron corrientes máximas de disparo inferiores en todos los casos a 630 A, 3 hasta 1000 A, 8 hasta 2000 A, 1 hasta 3000 A y 1 con un disparo por encima de 3000 A.

Este tema es extremadamente interesante y debe ser profundizado en el futuro, en nuestra muestra los dos circuitos que operaron con corrientes por encima de 3000 A recerraron de forma exitosa en el primer recierre lo cual indica que no es lógico bloquear el recierre en el primer disparo hasta ciertos límites de corriente. Aquellos circuitos que tienen valores frecuentes de corriente elevada, pueden conllevar al deterioro excesivo de los contactos; esto afecta la vida útil del interruptor y deteriora el efecto económico obtenido por la implementación del cuatro recierre. El valor de estas



corrientes debe ser establecida de forma independiente para cada circuito y aplicar un bloqueo a partir del segundo disparo cuando el primer recierre no sea efectivo. Puede tomarse también como alternativa otras medidas como la de profundizar en la atención y mantenimiento de los troncos de los circuitos con condiciones para corrientes de cortocircuito excesivamente elevadas, lo que minimizara las probabilidades de ocurrencia de este tipo de fallas. La determinación de los valores de corriente de bloqueo y el resto de las medidas posibles a aplicar se salen del objetivo del presente trabajo.

3.3.5 Evaluación técnico económica.

El incremento de la efectividad de los recierres, de conjunto con la disminución de la cantidad de disparos obteniendo de las medidas propuestas en este trabajo, provocan la disminución del tiempo de afectación al servicio de los clientes de nuestras redes de distribución relacionados con los siguientes aspectos:

- La disminución de afectaciones provocadas por el incremento de recierres exitosos con la incorporación de las curvas de tiempo inverso y el 4to recierre.
- La disminución de afectaciones provocadas por la utilización de un tiempo de recierre de 180 seg. en el segundo recierre, demostrado como completamente innecesario
- La disminución de la cantidad de interrupciones provocadas por la disminución de la cantidad de disparos con la implementación de curvas de tiempo inverso.

Como elemento que puede provocar efecto económico negativo podemos mencionar el incremento del desgaste de los contactos del interruptor por el aumento de la cantidad de operaciones contra corriente de corto circuito. Sin embargo no vamos a tenerlo en cuenta en nuestro cálculo de efecto económico debido a los siguientes criterios.

- El incremento de las operaciones contra corriente de corto circuito por la incorporación del tercer recierre con un cuarto disparo queda parcial o totalmente compensado con la disminución de la cantidad de disparos que se reducen por el paso a las curvas de tiempo inverso.



- En las condiciones actuales, cuando el operario llega a la subestación realiza automáticamente una prueba de cierre del interruptor, que constituye de hecho un tercer recierre ejecutado de forma manual entre una y varias horas posteriores a la ocurrencia de la falla en dependencia del horario en que esta ocurra y un sinnúmero más de variables. Esto hace que en la práctica la cantidad real de operaciones contra falla no se eleve.
- A pesar del alto costo del Interruptor Nu-lec, ascendente a más de 15 mil pesos el incremento de las operaciones provoca afectaciones ínfimas en un lapso de tiempo tan alto solo comparable con el tiempo de servicio para el cual están proyectados, ya que por el exceso de operaciones sólo es necesario hacer la sustitución de los contactos, y con el tiempo y las operaciones mecánicas sin carga es necesario realizar el mantenimiento de todas las partes móviles del mecanismo y otros elementos que no dependen de la cantidad de operaciones contra corto circuito.

De esta forma analizaremos solamente los factores causantes del efecto económico de este trabajo y traducidos en:

- Disminución de la energía dejada de servir por la disminución del tiempo y la cantidad de afectaciones a los clientes.
- Disminución del gasto de combustible y motorecursos para la reposición manual que se realiza actualmente transportándose hasta la correspondiente subestación.
- Disminución del costo de salario de la pareja que realiza la reposición manual del interruptor.

Para realizar estos cálculos en valores anuales, fue necesario extrapolar los resultados de las descargas a un año de duración ya que muchas de ellas no llegan mientras otras se pasan de este lapso de tiempo.

Fue necesario, además, tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- 1- La energía dejada de servir al cliente tiene un costo comercial que es asumido en estos momentos en 156 CUP / MWh.



- 2- El combustible y los moto recursos, debido a la gran variedad de los mismos utilizados por la técnica de gran diversidad de la empresa provincial se asumió en 1.30 CUC / ltr de combustible consumido.
- 3- El consumo específico del transporte fue asumido por la misma causa en 6 km/ ltr.
- 4- El tiempo promedio de atención a estas interrupciones se determinó a partir del tiempo promedio actual, indicador controlado por la empresa para todo tipo de interrupciones que es del orden de la 4.2 horas por interrupción y teniendo en cuenta la prioridad que normalmente se le brinda a las interrupciones de circuitos primarios por la gran cantidad de clientes que afecta fue asumido en menos de la mitad de ese valor, 2 horas por interrupción permanente.
- 5- Se determinó la distancia aproximada de cada una de las subestaciones donde se encuentran los interruptores, de la base que lo atiende y se consideró el recorrido de ida y vuelta para la atención de cada interrupción.
- 6- Se consideró que excepto los 15 interruptores de la muestra con 4 recierres todos los demás, o sea 137 están calibrados con tres recierres. Esta simplificación tiene su base en que se hizo una búsqueda bastante detallada de los interruptores con cuatro recierres sin que se detectaran otros.
- 7- Con estas necesarias simplificaciones se realizaron los cálculos siguientes para cada grupo de interruptores. Esta información se resume en la Tabla 3.7.



Tabla 3.7 Resultados de la valoración económica.

Indicadores	2 Recierres	3 Recierres
Cantidad de interruptores de la muestra	80	15
Cantidad total de Interruptores	137	15
Cantidad de fallas anuales (primer disparo) (1)	3253	516
Cantidad de terceros disparos (2)	391	77
Tiempo de afectación 2do recierre [h]	34	8.3
Energía dejada de servir por 2do recierre [MWh/a]	29.5	7.8
Costo de esta energía dejada de servir [CUP]	4600	1220
Averías firmes provocadas por la falta del 3er recierre	297	-
Energía dejada de servir por la causa anterior [MWh/a]	535	-
Costo de esta energía dejada de servir [CUP]	83465	-
Distancia recorrida para la atención a estas averías [km]	3249	-
Gasto de combustible [Ltr]	541.5	-
Costo de los moto recursos utilizados [CUC]	704	
Costo de salario del personal en su solución [CUP]	2765	
Costo total de atención a estas interrupciones	91444	1220
Costo total extrapolado a la totalidad de los interruptores	154312	1220
Costo total general para ambos grupos	155532	

(1) a partir de aquí todos los cálculos se hacen para los interruptores de la muestra que luego se extrapola a la totalidad de los interruptores.

(2) Los terceros disparos definen la energía dejada de servir en el segundo recierre calibrado a 180 seg.



Como podemos ver el costo actual de mantener los 180 seg en el segundo recierre y no tener activado el tercer recierre en la mayoría de los interruptores asciende a 155532 pesos. De ellos 704 en CUC. y el resto en CUP. A partir de la despreciable participación de recursos en CUC desde ahora todos los cálculos los ejecutaremos solamente en CUP

Con la eliminación del intervalo de recierre del segundo disparo de 180 seg a 2 seg se logra un aporte de toda la energía dejada de servir o sea 7762 CUP (corrigiendo los 4600 CUP calculado para 80 interruptores extrapolándolos a 135) para los interruptores del primer grupo y 1220 para los del segundo grupo o sea 8982 cup.

El resto de los aportes están dados por la disminución en un 64% de la cantidad de interrupciones permanentes, acorde con los resultados presentados en la tabla 3.6 acápite % relativo de éxito del 3er recierre.

De esta forma de los 155532 CUP de gastos actuales descontamos el ahorro ya enunciado de 8982 CUP obteniendo un gasto residual de 146550 CUP. Luego de aplicado el trabajo obtenemos una disminución del 66.67%, o sea 93792 CUP.

El valor total de la disminución de gastos está dado en la suma de ambos acápites de ahorro, o sea, por la eliminación de los 180 seg y por la disminución de interrupciones firmes.

Por tanto la disminución total de gastos sería:

$$Aht = 8982 + 93792 = 102774 \text{ CUP / año}$$

Por último debemos tener en cuenta los gastos en que se incurre por la implementación práctica del trabajo. Consideramos que 14 ingenieros de distribución con salario promedio de 624 CUP están en condiciones de estudiar y aplicar los ajustes en el plazo de un mes, (estimado conservador teniendo en cuenta que sólo dos municipios pasan de 24 Interruptores, Holguín 37 y Mayarí 28 el resto no llega a 15 interruptores existiendo varios municipios de 3, 4 y 5 interruptores), de esta forma el gasto total de



implementación (despreciando por su ínfimo valor el gasto de transporte y moto recursos) sería de:

$$G_{im} = 624 * 14 = 8736 \text{ CUP}$$

Calculamos como indicador técnico económico de factibilidad el tiempo de amortización:

$$T_a = G_{im} / A_{ht} = 8736 / 102774 = 0.085 \text{ años}$$

Este valor equivale a 31 días de tiempo de amortización.

3.4 Conclusión.

Con la aplicación de tercer recierre queda demostrado que la efectividad del interruptor es mayor, el tiempo del segundo recierre de 180 s es innecesario lo que puede ser llevado al valor mínimo de 2 s y las curvas de protección de tiempo inverso nos brinda mayor rendimiento ya que las fallas transitorias permisibles son quemadas sin que la protección tenga la necesidad de operar permita elevar el nivel de efectividad de la protección ante una falla y disminuya la cantidad de afectaciones al consumidor. Con el ajuste correcto de las protecciones estas nos pueden brindar mayores rendimientos, lograr mejor satisfacción de los clientes además de prolongar vida útil del equipo.



CONCLUSIONES GENERALES

- La implementación del tercer recierre automático, con un cuarto disparo en los interruptores de las redes de distribución, de conjunto con el paso de la calibración de las protecciones a tiempo inverso, elevan la fiabilidad de ciclo de recierre de forma absoluta, en más de 4.1%, desde un 88.1% actual a más de 92.1%
- El paso a protecciones de tiempo inverso disminuye, además la cantidad de operaciones contra falla que realizan los interruptores, disminuyendo aún más las afectaciones eléctricas a los clientes.
- La utilización de un tiempo de recierre de 180 seg en el segundo recierre de los interruptores es completamente innecesaria y desde el punto de vista práctico lo único que aporta es una interrupción adicional de corta duración; pero suficientemente larga para provocar afectaciones a los consumidores de las redes, por lo cual debe llevarse al mínimo de 2 seg, permitido por la programación del NULEC.
- La disminución del costo de explotación asciende a 102774 cup con un gasto de implementación estimado en 8736 pesos esto conlleva a un tiempo de amortización de 0.085 años, o sea, aproximadamente 31 días.
- Independientemente del efecto económico significativo consideramos que lo más importante es el efecto social aportado por la aplicación de este proyecto.



RECOMENDACIONES

- Presentar el trabajo para su análisis y aprobación al consejo técnico-asesor de la Empresa Eléctrica Holguín
- A pesar de que los Interruptores Nu-lec brindan una gran cantidad de información, los programas existentes y en desarrollo permiten acceder a estos datos pero no ayudan a procesarlos de forma adecuada no facilitan ni aceleran la toma de decisiones; por esto recomendamos que se trabaje en este sentido.
- La cantidad de detecciones es un indicador que puede permitir atacar de forma profiláctica, problemas incipientes que de lo contrario se convertirán a la larga en fallas. Hoy estos datos no se tienen en cuenta en la explotación de las redes e interruptores y recomendamos que se estudien más detalladamente y se implementen en la operación.



BIBLIOGRAFÍA

1. Barrenetxea Iriondo Andoni. Protecciones de Sistemas de Potencia.
2. Boveri Brown BBC. 1999. Relés Y Dispositivos De Protección Para Instalaciones Eléctricas.
3. Arana Arroyo Carlos. Marzo de 1998. Protección De Fallas A Tierra En Sistemas De Distribución.
4. Ortega Christiam. Curso de protecciones
5. Colectivo de autores. Junio 30, 2006. Manual Tecnico Conyrolador Avanzado ADVC. Industries Nu-lec
6. Fajardo G. Isaac. Agosto del 2007. Manual Del Usuario Del Loop Automation Para Restauradores De Nu-Lec Industries Con Controladores Capm-4/5 Y Versión 26+.
7. Fajardo G. Isaac. Manual de Usuario del Windows Switchgear Operating Sistem (WSOS)
8. Nu-Lec Industries A Schneider Electronic Company. Manual Técnico Reconectador Automático Serie- U De Dieléctrico Solidó.
9. Breffe Torres Ernesto Orlys. Conferencia de Protecciones Eléctricas.
10. Mason Russell. El Arte Y La Ciencia De Las Protecciones Por Relevadores.
11. Cruz Andel. Junio del 2010. Trabajo de Diploma titulado: **Uso de las prestaciones del interruptor Nu-lec para su óptima explotación dentro de la Red.**

Sitios visitados.

1. <http://www.nulec.com.au/>.
 - Pérez A. Yam Felipe. Reseña y operación de los reconectores eléctricos. Electromecánica.
 - Durán Otero Elena María. TELENUL, SCADA de Supervisión y Telecontrol de Redes de Distribución, diseñado para recerradores y seccionalizadores NULEC.



Softwares utilizados.

1. Paquete Microsoft Office (Word, Excel, Power Point).
2. WSOS “Software de Windows para la manipulación de los interruptores Nu-lec serie U” (simulación del dispositivos de protección Nu-lec serie U).



ANEXO

Anexo I Descarga de eventos del Interruptor del circuito Maceo 2 desde el 18/1/07 hasta el 21/1/07

Date/Time	Event Text
21/01/2007 12:11:28.80 p.m.	Max T 61 A
21/01/2007 12:11:28.72 p.m.	Detección
21/01/2007 12:07:57.31 p.m.	21/01/2007 12:07:56 p.m.
21/01/2007 12:07:20.10 p.m.	Max T 86 A
21/01/2007 12:07:20.02 p.m.	Detección
21/01/2007 12:03:13.92 p.m.	Max T 81 A
21/01/2007 12:03:13.75 p.m.	Detección
21/01/2007 12:03:13.70 p.m.	Pedido Cierre Panel
21/01/2007 11:54:54.37 a.m.	Bloqueo
21/01/2007 11:54:54.32 a.m.	Pedido Apert Panel
20/01/2007 11:55:08.98 p.m.	Autorecierre SI
20/01/2007 06:48:29.66 p.m.	Max T 39 A
20/01/2007 06:48:29.60 p.m.	Detección
20/01/2007 06:48:27.21 p.m.	Max T 39 A
20/01/2007 06:48:27.16 p.m.	Detección
20/01/2007 06:48:24.17 p.m.	Max T 40 A
20/01/2007 06:48:24.12 p.m.	Detección
20/01/2007 06:48:19.62 p.m.	Max T 40 A
20/01/2007 06:48:19.55 p.m.	Detección
20/01/2007 06:48:17.70 p.m.	Max T 40 A
20/01/2007 06:48:17.64 p.m.	Detección
20/01/2007 06:48:10.10 p.m.	Max T 40 A
20/01/2007 06:48:10.04 p.m.	Detección
20/01/2007 06:42:44.05 p.m.	Max T 40 A
20/01/2007 06:42:43.99 p.m.	Detección
20/01/2007 06:42:41.89 p.m.	Max T 40 A
20/01/2007 06:42:41.83 p.m.	Detección
20/01/2007 06:42:41.83 p.m.	Max T 40 A
20/01/2007 06:42:41.76 p.m.	Detección
20/01/2007 06:42:39.94 p.m.	Max T 40 A
20/01/2007 06:42:39.89 p.m.	Detección
20/01/2007 06:42:22.13 p.m.	Max T 40 A
20/01/2007 06:42:22.06 p.m.	Detección
20/01/2007 06:42:21.65 p.m.	Max T 40 A
20/01/2007 06:42:21.59 p.m.	Detección
20/01/2007 06:42:21.46 p.m.	Max T 39 A
20/01/2007 06:42:21.39 p.m.	Detección
20/01/2007 06:42:21.25 p.m.	Max T 40 A
20/01/2007 06:42:21.19 p.m.	Detección
20/01/2007 06:42:21.05 p.m.	Max T 39 A
20/01/2007 06:42:20.99 p.m.	Detección
20/01/2007 06:42:20.31 p.m.	Max T 40 A
20/01/2007 06:42:20.25 p.m.	Detección
20/01/2007 06:42:19.85 p.m.	Max T 39 A
20/01/2007 06:42:19.78 p.m.	Detección
20/01/2007 06:42:19.31 p.m.	Max T 40 A
20/01/2007 06:42:19.25 p.m.	Detección



Trabajo de diploma

20/01/2007 06:42:19.17 p.m.	Max T 39 A
20/01/2007 06:42:19.12 p.m.	Detección
20/01/2007 06:42:17.43 p.m.	Max T 40 A
20/01/2007 06:42:17.38 p.m.	Detección
20/01/2007 06:42:15.96 p.m.	Max T 40 A
20/01/2007 06:42:15.90 p.m.	Detección
18/01/2007 06:51:08.15 p.m.	Detección
18/01/2007 06:51:08.02 p.m.	Max T 40 A
18/01/2007 06:51:07.90 p.m.	Detección
18/01/2007 06:51:07.90 p.m.	Max T 40 A
18/01/2007 06:51:07.83 p.m.	Detección
18/01/2007 06:51:07.83 p.m.	Max T 40 A
18/01/2007 06:51:07.70 p.m.	Detección
18/01/2007 06:51:07.70 p.m.	Max T 40 A
18/01/2007 06:51:07.63 p.m.	Detección
18/01/2007 06:51:07.57 p.m.	Max T 40 A
18/01/2007 06:51:07.24 p.m.	Detección
18/01/2007 06:51:07.24 p.m.	Max T 40 A
18/01/2007 06:51:07.19 p.m.	Detección
18/01/2007 06:51:06.98 p.m.	Max T 40 A
18/01/2007 06:51:06.92 p.m.	Detección
18/01/2007 06:51:06.92 p.m.	Max T 40 A
18/01/2007 06:51:06.85 p.m.	Detección
18/01/2007 06:51:06.85 p.m.	Max T 40 A
18/01/2007 06:51:06.79 p.m.	Detección
18/01/2007 06:51:06.66 p.m.	Max T 40 A
18/01/2007 06:51:06.59 p.m.	Detección
18/01/2007 06:51:06.58 p.m.	Max T 40 A
18/01/2007 06:51:06.52 p.m.	Detección
18/01/2007 06:51:06.46 p.m.	Max T 40 A
18/01/2007 06:51:06.21 p.m.	Detección
18/01/2007 06:51:06.20 p.m.	Max T 40 A
18/01/2007 06:51:06.07 p.m.	Detección
18/01/2007 06:51:06.07 p.m.	Max T 40 A
18/01/2007 06:51:06.01 p.m.	Detección
18/01/2007 06:51:05.94 p.m.	Max T 40 A
18/01/2007 06:51:05.62 p.m.	Detección
18/01/2007 06:51:05.61 p.m.	Max T 40 A
18/01/2007 06:51:05.36 p.m.	Detección
18/01/2007 06:51:05.35 p.m.	Max T 40 A
18/01/2007 06:51:05.29 p.m.	Detección
18/01/2007 06:51:05.29 p.m.	Max T 40 A
18/01/2007 06:51:05.16 p.m.	Detección
18/01/2007 06:51:05.15 p.m.	** Event Log Items May Be Missing **



Anexo II Descarga de eventos del Interruptor del circuito La Pata desde el 13/3/09 hasta el 23/2/10

Date/Time	Event Text	
23/02/2010 03:14:04.69 a.m.	Max T 80 A	
23/02/2010 03:14:03.51 a.m.	Detección	Luego de cerrado ocurre una detección pero que no conlleva a disparo. Normalmente luego de cada cierre es detectada una corriente de magnetización que por su corto tiempo de duración no provoca disparo. Siempre que el ajuste del interruptor esté correcto.
17/02/2010 09:47:55.74 a.m.	Pedido Cierre Panel	Se realiza nuevamente el pedido de cierre
17/02/2010 09:47:50.80 a.m.	CONTROL LOCAL SI	Se retorna al control local
17/02/2010 09:46:42.83 a.m.	Deneg Modo Incorec	Como anteriormente se había colocado el control del interruptor en remoto se deniega el pedido local de cierre desde el panel
17/02/2010 09:46:42.83 a.m.	Pedido Cierre Panel	Se hace pedido de cierre manual del interruptor
17/02/2010 09:31:39.44 a.m.	Bloqueo	Se bloquea luego de la apertura
17/02/2010 09:31:39.38 a.m.	Pedido Apert Panel	Se pide manualmente que el interruptor abra y este actúa
17/02/2010 09:31:10.19 a.m.	Control Remoto SI	Cambio erróneo de modo local a remoto
Aquí finaliza el ejemplo de un ciclo exitoso en el segundo recierre luego del cual la línea se mantiene en servicio		
09/02/2010 02:08:08.72 a.m.	Reinic Secuencia	El segundo recierre es exitoso
09/02/2010 02:05:08.71 a.m.	Recierre Automático	Ocurre el segundo recierre
09/02/2010 02:02:08.77 a.m.	Max T 365 A	
09/02/2010 02:02:08.77 a.m.	Fase A Max 366 A	
09/02/2010 02:02:08.71 a.m.	Apertura Prot 2	Ocurre la segunda apertura del ciclo
09/02/2010 02:02:08.71 a.m.	Apert Prot Tierra	
09/02/2010 02:02:08.71 a.m.	Grupo Prot A Activo	
09/02/2010 02:02:08.51 a.m.	Detección	
09/02/2010 02:02:08.47 a.m.	Recierre Automático	
09/02/2010 02:02:08.01 a.m.	Max T 362 A	
09/02/2010 02:02:08.01 a.m.	Fase A Max 362 A	
09/02/2010 02:02:07.97 a.m.	Apertura Prot 1	Ocurre la primera apertura del ciclo
09/02/2010 02:02:07.97 a.m.	Apert Prot Tierra	
09/02/2010 02:02:07.97 a.m.	Grupo Prot A Activo	
09/02/2010 02:02:07.83 a.m.	Detección	
Aquí finaliza el ejemplo de un ciclo no exitoso de disparos y recierres que culmina con una interrupción en la línea		
06/02/2010 11:14:10.86 a.m.	Bloqueo	Luego de completar el ciclo el interruptor que está calibrado para 2 recierres y 3 disparos se bloquea
06/02/2010 11:14:10.73 a.m.	Apertura Prot 3	Tercera apertura del ciclo
06/02/2010 11:14:10.73 a.m.	Apert Prot Tierra	Nuevamente por tierra
06/02/2010 11:14:10.73 a.m.	Grupo Prot A Activo	
06/02/2010 11:14:10.22 a.m.	Detección	Se detecta la falla por 3ra vez
06/02/2010 11:14:10.18 a.m.	Recierre Automático	Ocurre el segundo recierre
06/02/2010 11:11:10.23 a.m.	PSN Max 305 Amp	



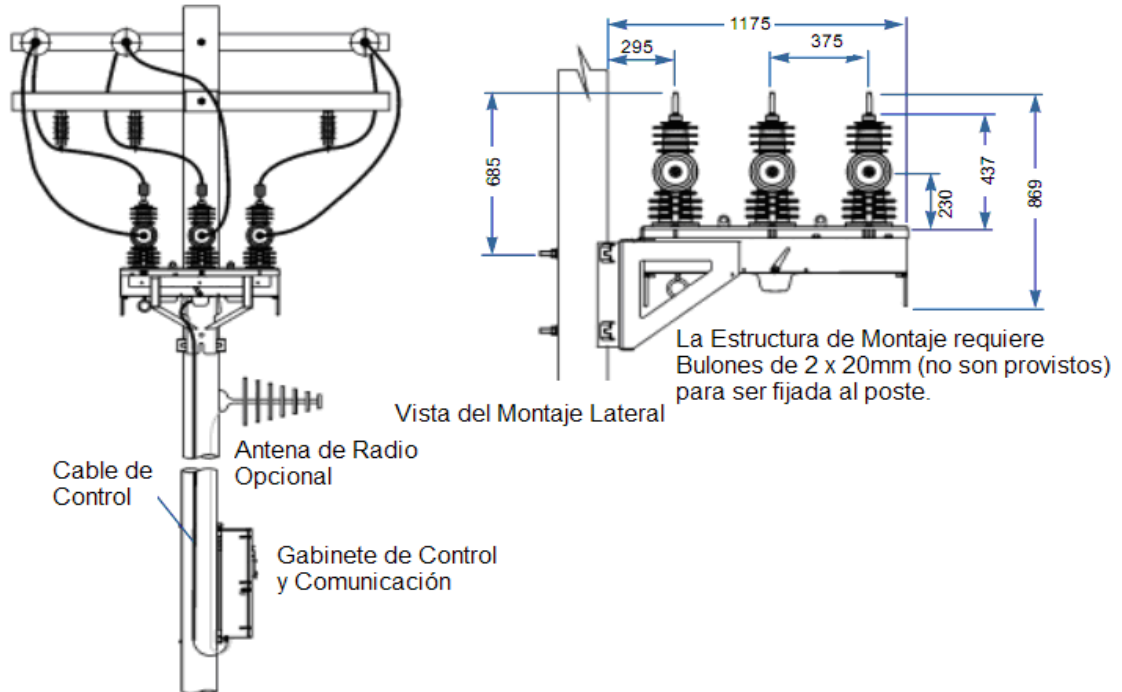
Trabajo de diploma

06/02/2010 11:11:10.23 a.m.	Max T 895 A	Corriente de Tierra
06/02/2010 11:11:10.23 a.m.	Fase C Max 937 A	Corriente de fase C
06/02/2010 11:11:10.15 a.m.	Apertura Prot 2	Ocurre la segunda apertura del ciclo
06/02/2010 11:11:10.15 a.m.	Apert Prot Tierra	Ahora la apertura el por tierra
06/02/2010 11:11:10.15 a.m.	Grupo Prot A Activo	
06/02/2010 11:11:10.14 a.m.	Detección	Se vuelve a detectar la falla
06/02/2010 11:11:10.09 a.m.	Recierre Automático	Ocurre el primer recierre
06/02/2010 11:11:09.64 a.m.	PSN Max 370 Amp	Secuencia Negativa
06/02/2010 11:11:09.64 a.m.	Fase C Max 673 A	Corriente de fase B
06/02/2010 11:11:09.64 a.m.	Fase A Max 652 A	Corriente de fase A
06/02/2010 11:11:09.59 a.m.	Apertura Prot 1	Ocurre la primera apertura del ciclo
06/02/2010 11:11:09.59 a.m.	Apertura Prot Fase	Actúa protección de fase
06/02/2010 11:11:09.59 a.m.	Grupo Prot A Activo	Se activa el grupo de protección
06/02/2010 11:11:09.59 a.m.	Detección	Se detecta una falla
29/01/2010 05:14:53.08 p.m.	Fuente Aux Normal	
29/01/2010 05:14:52.10 p.m.	Sumin Fuente SI	Recuperación del uso de planta
29/01/2010 05:11:07.60 p.m.	Falla Fuente Aux	
29/01/2010 05:11:06.44 p.m.	Sumin Fuente NO	Perdida de uso de planta
13/03/2009 05:44:10.32 a.m.	PSN Max 178 Amp	Indica la Corriente max de secuencia negativa (1)
13/03/2009 05:44:10.32 a.m.	Max T 521 A	Indica la Corriente max de Tierra
13/03/2009 05:44:10.32 a.m.	Fase B Max 540 A	Indica la corriente máxima en la fase B con que actua la protección
13/03/2009 05:44:10.32 a.m.	Bloqueo	Ocurre bloqueo del interruptor
13/03/2009 05:44:10.26 a.m.	Disparo Único	Por ser luego de un mando manual no ocurre recierre por lo que va al modo de Disparo Único
13/03/2009 05:44:10.26 a.m.	Apert Prot Tierra	Actúa protección de tierra

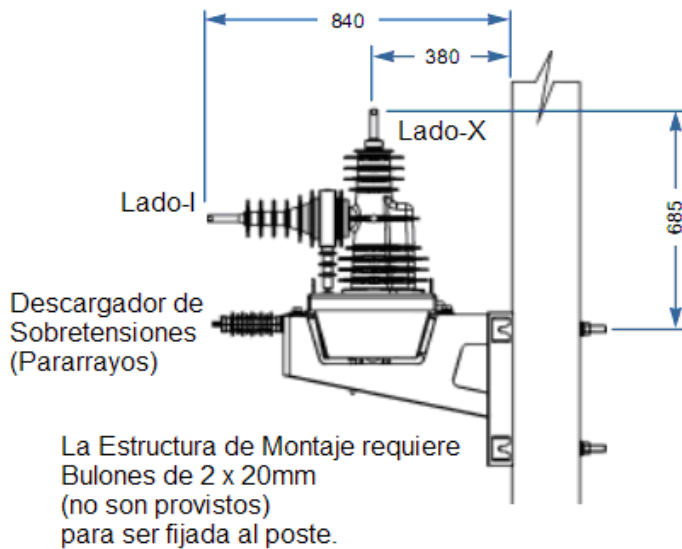
(1) A pesar de la protección de secuencia negativa no estar activada, permite registrar sus valores, muy útil para futuros estudios.



Anexo III Montaje central y lateral.



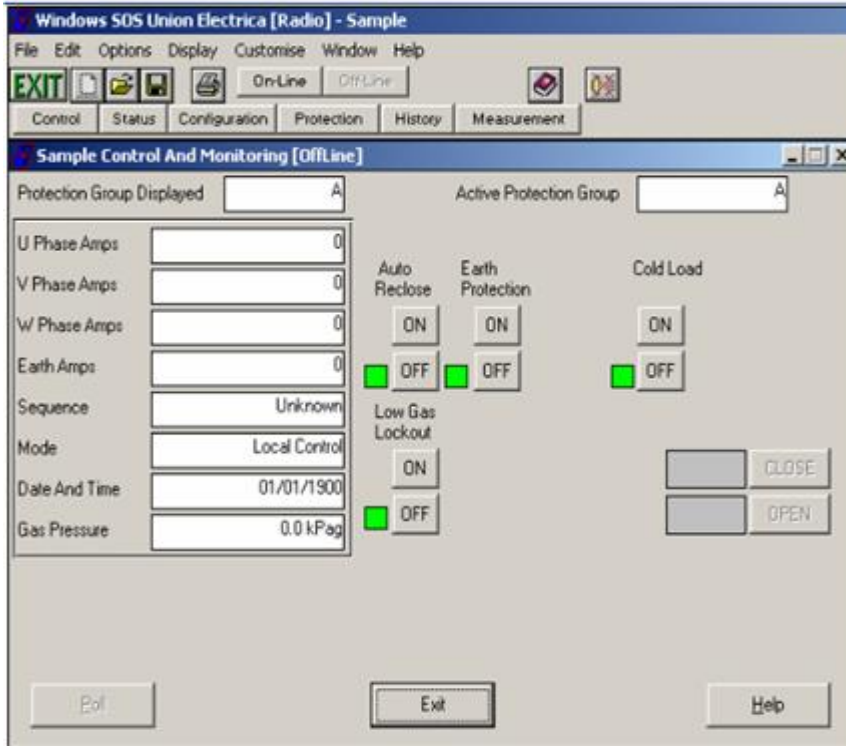
Reconector Serie-U de dieléctrico sólido de montaje en poste y Gabinete de Control



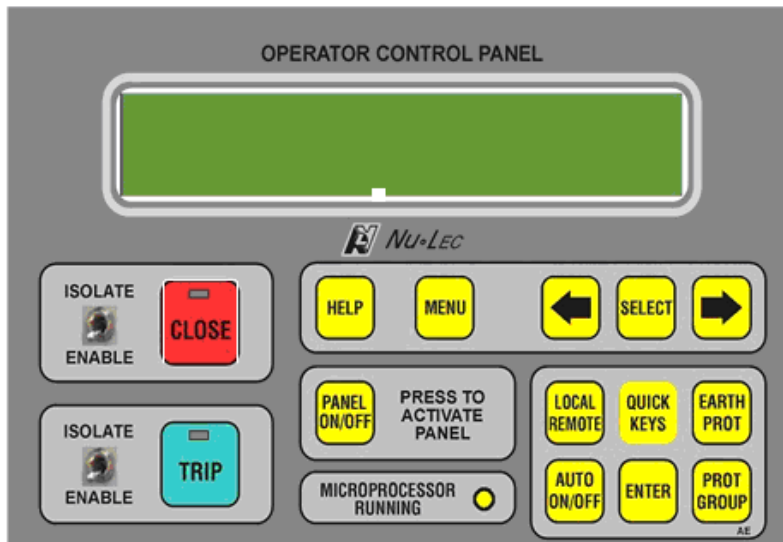
Vista lateral del Montaje Centrado



Anexo IV Ventana de control de la configuración WSOS.



Anexo V Panel de Control de Operador.



-  **Habilitación del cierre del interruptor.**
-  **Habilitación del disparo del interruptor.**
-  **Menú de acceso.**
-  **Inicio del Panel.**
-  **Manipulaciones de las protecciones.**



Anexo VI Pantalla principal del TELENUL.

