



**INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIERREZ**

**INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**REPORTE DE RESIDENCIA/TESIS**

***APLICACIÓN DEL PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN EN PLATAFORMA  
DIGITAL PARA SEÑALES DE ALARMAS, MANDOS Y SEÑALIZACIONES DE  
UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 115 KV's.***

**ASESOR**

**DR. RAFAEL MOTA GRAJALES**

**ALUMNO**

**OCTAVIO ALEJANDRO MARTÍNEZ CHACÓN**

**TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS, 11 DE NOVIEMBRE 2015**

<b>Índice</b>	<b>Pág.</b>
<b>1. Introducción.....</b>	<b>4</b>
1.1 Antecedentes.....	5
1.2 Estado del Arte .....	6
1.2.1 Antecedentes y distribución de estructura actual PCyM de la LD 7352010	
1.2.2 Estadísticas de las fallas .....	10
1.3 Planteamiento del problema.....	11
1.4 Justificación.....	12
1.5 Objetivos .....	12
1.6 Metodología.....	13
1.6.1 Diagramas a bloques de hardware y software.....	14
1.6.2 Descripción de las actividades del diagrama a bloques .....	15
<b>2. Fundamento teórico.....</b>	<b>15</b>
2.1 La función de la protección por relevadores .....	15
2.1.1 Función general de un relevador digital.....	16
2.1.2 Estructura de un sistema de protección.....	16
2.1.3 Elementos de un equipo de protección.....	16
2.2 Tipos de perturbaciones en instalaciones de alta tensión.....	20
2.3 protecciones de sobrecorriente, direccional y diferencial.....	20
2.3.1 Protecciones de sobrecorriente .....	20
2.3.2 Relevadores direccionales de c-a .....	21
2.3.3 Relevadores diferenciales.....	21
2.4 Ventajas de los relevadores microprocesados.....	21
2.5 Líneas de transmisión .....	22
2.6 Interruptores .....	23
2.7 Cuchillas desconectoras .....	23
2.8 Protección de líneas.....	24
2.8.1 Características básicas.....	24
2.8.2 Protecciones principales de la línea.....	26
2.8.3 Relé de sobrecorriente 50/51 o 67/67N .....	30
2.8.4 Relé de recierre y verificación de sincronismo.....	30
<b>3. Desarrollo.....</b>	<b>30</b>
3.1 Sistema propuesto .....	30
3.2 Para el esquema de protección.....	33
3.2.1 Características del relé de protecciones SEL-311C .....	34
3.2.2 Ajustes del relevador de protecciones SEL-311C .....	35

3.2.3 Características del relé de protecciones SEL-351 .....	36
3.2.4 Ajustes del relevador de protecciones SEL-351 .....	41
3.3 Para el esquema de medición.....	42
3.3.1 Características del medidor ION .....	43
3.3.2 Características del medidor ACM .....	47
3.3.3 Ajustes del medidor ION .....	48
3.4 Para el esquema de control. ....	54
3.4.1 Características del relevador SEL-2100 .....	54
3.4.2 Características del relevador SEL-2505 .....	56
3.4.3 Ajustes del relevador SEL-2100.....	57
3.4.4 Características del relevador SEL-2032 .....	61
3.4.5 Configuración de puertos del SEL-2032 Sistema 1 .....	62
3.4.6 Configuración de puertos del SEL-2032 Sistema 2 .....	63
3.4.7 Configuración de puertos del SEL-2100 Sistema 1 .....	64
3.4.8 Configuración de puertos del SEL-2100 Sistema 2 .....	65
<b>4. Resultados .....</b>	<b>66</b>
<b>5. Conclusiones .....</b>	<b>67</b>
<b>6. Referencias .....</b>	<b>68</b>

## **1. Introducción.**

El constante crecimiento de las poblaciones origina una demanda eléctrica que cada día se incrementa y que los usuarios exigen de mayor calidad en sus suministros; la capacidad para cubrir dicha demanda se puede tomar como un indicador del desarrollo de su economía nacional, ante tal incremento y situaciones como la interconexión de redes eléctricas con el extranjero Norte América y Centro América, con la finalidad de importar energía eléctrica que resulte más económica para asegurar un beneficio que impactará directamente en el crecimiento de la economía de nuestro país. Como consecuencia de lo anterior, nuestro sistema eléctrico deberá de ser de mayor calidad para poder competir ante tal situación, esta calidad depende en gran parte de la aplicación apropiada de las protecciones eléctricas que garantizan un funcionamiento confiable y seguro de los sistemas eléctricos de potencia. Existe una aceleración en el desarrollo de nuevas tecnologías en la construcción, desarrollo y aplicación de nuevos relevadores de protección, todo esto debido al crecimiento de nuevas plantas generadoras, líneas de transmisión, subestaciones, etc. que acarrearán como resultado un cambio en la topología de los sistemas eléctricos de potencia importante. Ante tal situación, cabe aclarar que el presente trabajo no pretende cubrir todos los análisis profundos del arte de la protección por relevadores.

Las líneas eléctricas sirven para la transferencia de energía en grandes cantidades de un lugar a otro cercano o distante enlazando productores con consumidores, por lo que cualquier interrupción en la línea, interrumpe la alimentación de energía a una parte importante de consumidores, provocándose además inestabilidad en el sistema cuando las líneas son de alta tensión y de gran longitud.

En la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en el Sector Angostura que pertenece a la Gerencia Regional de Transmisión Sureste (GRTSE), dentro del departamento de Protección y Medición cuenta con equipos que componen el esquema de protecciones de las líneas de transmisión de 115 KV's, los cuales están basados por relevadores de estado sólido que realizan su función pero presentan problemas para soportar transitorios de tensión y sufren cambios en sus características de operación debidos a la temperatura y a la baja capacidad para soportar sobretensiones o sobrecorrientes en régimen permanente con un problema el que su respuesta de operación es muy tardado alrededor de milisegundos, además de que ocupan mucho espacio en el gabinete y su mantenimiento es muy tardado debido a las conexiones que tienen con diferentes elementos. Por lo que los relevadores de estado sólido no tienen la misma flexibilidad de los relevadores digitales, y su exactitud y rango dinámico están limitados por sus componentes electrónicos

El presente trabajo trata sobre el proyecto de "Aplicación del protocolo de comunicación en plataforma digital para señales de alarmas, mandos y señalizaciones de una línea de transmisión de 115 KV's", utilizando tecnología

moderna (relevadores digitales microprocesados), incluyendo nuevos equipos de control y de comunicación.

El objetivo de instalar nuevos equipos microprocesados es para mejorar su confiabilidad de operación y disminuir el tiempo de indisponibilidad por mantenimiento en comparación con el esquema actual.

Debido a que los equipos existentes eran de estado sólido, la CFE proyectó la modernización del sistema de protección, medición, comunicaciones y control para contar con un sistema integrado que explotara al máximo las capacidades de las modernas tecnologías disponibles para equipos de protección, control y medición en las líneas de 115 KV.

## **1.1 Antecedentes.**

Los inicios de la protección de SEP (Sistemas Eléctricos de Potencia) se remonta al siglo pasado, en aquel entonces se utilizaban protecciones de sobrecorriente mediante fusibles. Estos son efectivos y económicos pero tienen desventajas, tales como no discriminar entre fallas presentadas en el lado de la carga o en el lado de generación y una vez que la falla es liberada, el sistema no puede restaurarse ya que después de cada operación, el fusible tiene que ser remplazado. El desarrollo tecnológico alcanzado en esta área se debe al crecimiento continuo del SEP y de sus elementos que han determinado la necesidad de protecciones con características mejores, así como el desarrollo de la electromecánica, la electrónica, las técnicas de análisis de sistemas de potencia, computación, comunicaciones y procesamiento de señales digitales, todos estos se consideran como elementos importantes en el desarrollo de la tecnología de protección.

Los Sistemas Eléctricos De Potencia durante su operación, pueden estar expuestos a diferentes condiciones anormales, originadas por aspectos relacionados en el propio sistema, o por elementos externos al mismo. Algunos de estos factores que producen condiciones anormales, son los siguientes:

- Sobrecarga en los Elementos del Sistema.
- Corto Circuito.
- Falla de Aislamiento.
- Aislamiento Inadecuado.
- Sobretensiones por Descarga Atmosférica.
- Operación de Interruptores.
- Arcos Eléctricos por Efecto de Contaminación.
- Elementos Extraños en la Instalación, (pájaros, roedores, ramas de árboles, etc.).
- Resistencia Mecánica de Diseño.
- Vandalismo.
- Eventos Fortuitos.
- Errores Humanos.

Los Sistemas Eléctricos deberán de ser protegidos contra cualquiera de las causas que originan funcionamiento anormal. Asegurando un suministro de Potencia Eléctrica de calidad para sus usuarios, y de uso confiable. La Protección de los Sistemas Eléctricos se logra utilizando un conjunto de elementos con características indispensables para lograr resultados eficientes, como lo son:

- La Capacidad Interruptiva de sus interruptores.
- Elementos de Desconexión rápida.
- Precisión en sus aparatos de medición.
- CD en Fuente Auxiliar de Alimentación.

## **1.2 Estado del arte.**

El desarrollo de los relevadores electromecánicos contribuyó en mejoras de la protección del SEP, ya que estos relevadores proveen medios para controlar los tiempos de operación y habilidad para el recierre de circuitos. Los relevadores de estado sólido se introdujeron en los años 50's, inicialmente no eran aceptados por los usuarios porque sus diseños eran inadecuados y los componentes electrónicos tenían un alto índice de falla. Más tarde, se desarrollaron semiconductores con características mejores y esto permitió el uso de ellos. Los avances en el área de circuitos integrados permitieron desarrollar chips de adquisición de datos, entre otros, permitiendo el desarrollo de los relevadores digitales microprocesados.

El relevador digital microprocesado ha sido el tema de la investigación por las universidades y fabricantes por muchos años. Uno de los primeros conceptos propuestos para las funciones de protección y ejecución que usaban los dispositivos digitales, se describió en 1969 por Rockefeller. El enfoque descrito por Rockefeller fue proporcionar una computadora numérica que proporcionaría más allá de la protección requerida de un relevador para una subestación. Las computadoras numéricas de esa época no eran lo suficientemente rápidas para realizar todas las funciones de protección, así que esta idea no fue aceptada extensivamente. El artículo de Rockefeller, sin embargo, contaba con una descripción de los algoritmos.

Otros investigadores retomaron el concepto de la protección digital, marcando el principio de otras investigaciones. La mayor parte, de estas ideas tuvieron que esperar la llegada de equipo informático menos costoso. Actualmente los relevadores digitales están disponibles, casi de uso común.

Los dispositivos digitales disponibles son versátiles, una característica es la naturaleza programable de estos dispositivos. Por ejemplo, los relevadores de sobrecorriente son capaces de ser ajustados para una variedad amplia de curvas características tiempo-corriente y estos ajustes se modifican fácilmente en campo, sin cambiar el dispositivo físico. Muchos de los relevadores digitales son insensibles a la componente de C.D de la corriente de falla, esto mejora la selectividad de los relevadores.

La evolución de los relevadores de protección ha sido descrita por cuatro "generaciones", que se definen a continuación:

1. Relevadores electromecánicos.
2. Relevadores de estado sólido discretos (relevadores estáticos).
3. Equipo fijo de estado sólido, montado en un rack, para funciones múltiples de protección.
4. Relevadores digitales basados en microprocesadores que miden corrientes y voltajes por muestreo de las formas de onda.

Los equipos de primera generación utilizaron los métodos tradicionales de operación de los relevadores, con una marcada diferencia de estos dispositivos electromecánicos, en el mejoramiento de las diferentes funciones de estos relevadores. El sistema de la segunda generación fue introducido a principios de los años 60 y representó un paso importante en la evolución de los equipos de protección. Estos relevadores emplearon componentes electrónicos de estado sólido y son llamados relevadores "estáticos" debido a la ausencia de cualquier elemento mecánico o móvil. El equipo de la tercera generación fue introducido en los años 70, utilizando circuitos integrados. Estos equipos contaron con sistemas más complejos y consecuentemente tuvieron un mejor funcionamiento del control y lógica de operación.

La cuarta generación está representada por el equipo disponible desde los años 80 y es absolutamente diferente a las tecnologías anteriores, con una completa integración de elementos digitales. Estos sistemas están caracterizados por dispositivos de autodiagnóstico y programables. Pueden realizar funciones de protección, y generalmente guardan los archivos digitales del evento presentado para un análisis posterior, también existe la perspectiva que los relevadores digitales microprocesados proporcionan ajustes adaptables, cuando las condiciones de sistema cambian.

En la actualidad la protección por relevadores ya está siendo dominada por los dispositivos digitales. La aplicación de microprocesadores proporciona un hardware de mayor estandarización ya que los dispositivos tienen gran flexibilidad, por lo que no es necesario tener varios dispositivos.

El futuro de la protección digital está dirigido hacia la quinta generación; que es la combinación o integración de la protección, medición, control y comunicación de un sistema de protección integrado, para una subestación completa, lo cual se está aplicando a nivel mundial, con la protección inteligente de tipo adaptiva, que trabaja en función de las necesidades de operación del SEP.

Otro adelanto en el estado del arte, es la protección del SEP considerando el muestreo sincronizado del sistema de potencia con medición fasorial, que normalmente puede utilizarse para los relevadores o funciones de control. La medición fasorial es realizada usando relojes de alta precisión en los puntos de medición, observando el tiempo del paso por cero de la forma de onda con respecto

a un instante o a un marcador de muestreo. Se ha identificado que la exactitud del reloj de algunos microsegundos, es necesaria para realizar algunas mediciones y la exactitud del orden de microsegundos están dentro del alcance de la tecnología. Es de hacer notar que este desarrollo tecnológico ya se está aplicando en las compañías de suministro de energía eléctrica en México.

En 1990 M.S Sachdev, describe un software interactivo para la evaluación de algoritmos de relevadores digitales, incluyendo en este software módulos de procesamiento y protección que utilizan los relevadores digitales. El funcionamiento del diseño también puede ser estudiado usando los datos registrados del sistema de potencia o generados por otro software. Pudiendo exhibir los resultados en forma gráfica para la inspección visual.

En el 2000 Chul-Hwan Kim presenta de forma práctica el algoritmo de un relevador de distancia, usando modelos de EMTP, simplificando con ello los modelos de los elementos del sistema.

En 2001 Kravchuk, S.A, presenta los principios del diseño de relevadores digitales para redes modernas, con respecto a la transferencia de datos y comunicación.

En 2004 Mozina C, considera que se han instalado relevadores digitales multifuncionales, entonces se requiere de tecnologías y pruebas de mantenimiento para estos relevadores, se explora el impacto en las pruebas de mantenimiento y diagnóstico, así como la capacidad interna de los relevadores digitales.

En 2005 Luo, desarrolla un modelo digital de un relevador, usando un modelo de bloques basado en SIMULINK, generando en MATLAB un archivo de oscilografía e informe de eventos.

En 2005 Jun-Zhe Yang, propone un relevador digital para identificar correctamente el fasor a la frecuencia fundamental, para la localización de fallas.

En la SEPI ESIME Zacatenco se han elaborado trabajos referentes al área de protecciones. Con diversos temas y casos de estudio algunos de estos trabajos se presentan a continuación:

David Sebastián Baltazar, en 1993, desarrollo una herramienta computacional para determinar la impedancia de ajuste de los relevadores de distancia, para la obtención de una coordinación adecuada en la operación de la protección, ante la ocurrencia de fallas. El programa reporta las impedancias observadas por cada relevador ante una falla, así como las zonas que observan los relevadores.

Oscar R. Amaya Zepeda, en 1997, desarrollo un programa digital que ayuda al operador en la coordinación de los dispositivos de protección en un sistema industrial, realizo una modelación adecuada de dispositivos tales como relevadores, interruptores estáticos, fusibles e interruptores de caja moldeada.



En 1998 Alfredo Castrejon Gómez, presento un trabajo donde analiza el problema de representar sistemas de protección que utilizan relevadores de sobrecorriente en sistemas de transmisión para su ajuste y coordinación, utilizando un programa digital para obtención los pares de relevadores de primer y segundo respaldo, además de analizar el vector de secuencia relativa (VSR), el cual indica la secuencia de ajuste de todos y cada uno de los relevadores de sobrecorriente en su sistema de prueba, reduciendo los cálculos para los ajustes.

En 1998, Daniel Álvarez Hernández, propone un modelo computacional que permite realizar el ajuste y coordinación de un sistema de protección adaptable con relevadores de sobrecorriente desde una computadora central.

Sandro G. Aquiles Pérez en 1998, desarrolla programas computacionales que realizan ajustes y coordinación del sistema de protección de redes de transmisión por medio de relevadores de sobrecorriente direccionales. Determinando la secuencia de ajuste de los relevadores en base a la identificación de un conjunto mínimo de relevadores, considerando el análisis de los aspectos topológicos del grafo asociado a la red de transmisión.

En 1999, David Sebastián Baltasar, diseño un sistema de protección adaptable basado en una estructura jerárquica asociado al sistema eléctrico de potencia, además de un sistema experto para coordinar esquemas de protección en sistemas de transmisión.

En el 2000, José M. Santiago Jiménez, desarrollo y aplico una metodología de coordinación y ajuste de las protecciones de bancos de transformación, proporcionando su sistematización mediante el apoyo de la computadora digital.

También en el 2000, Germán Rosas Ortiz, propone una técnica novedosa basada en redes neuronales artificiales (RNA) la cual explora la aplicabilidad de la propuesta de reconocimiento de patrones para el diagnostico y detección de fallas, desarrollo un discriminador de fallas basado en redes neuronales que es entrenado para detectar estos cambios como indicadores del instante de ocurrencia de la falla. Este detector utiliza valores instantáneos de esas señales para tomar decisiones.

Fernando Gómez Cervantes, en el 2006, presenta una metodología para la selección y el cálculo de ajustes de las protecciones de los equipos que interviene en un central termoeléctrica, realizo la simulación digital de un sistema eléctrico de prueba considerando datos reales de una central termoeléctrica y utilizando el software DigSilent.

El objetivo de los relevadores digitales es exceder el desempeño de los relevadores de estado sólido y de los relevadores electromecánicos. Un relevador digital convierte señales analógicas de tensión y corriente en cantidades binarias por medio de un convertidor analógico digital, luego, estas cantidades son procesadas numéricamente por los algoritmos o programas de cómputo del relevador. Los algoritmos se encargan de la detección de fallas y del control de las señales de disparo.

Una de las ventajas destacables de los relevadores digitales es su capacidad para auto diagnosticarse. La función de autodiagnóstico se encarga de monitorear continuamente el estado del relevador (hardware y software), y cuando hay una falla interna del relevador digital, este queda fuera de servicio automáticamente, bloqueando sus funciones de protección y enviando una señal de alerta.

Además, los relevadores digitales pueden almacenar y enviar datos de algunos ciclos de prefalla y falla para su posterior análisis. Estas características de los relevadores digitales traen como consecuencia la reducción de las rutinas de mantenimiento y una gran confiabilidad en su operación.

También, los relevadores digitales simplifican el cableado necesario para un sistema de protección. Cuando se requiere de modificar los esquemas de protección, un cambio en la programación de la lógica de protección del relevador, ahorra muchas conexiones que serían necesarias con los relevadores electromecánicos y los relevadores estáticos.

Otra ventaja de los relevadores digitales frente a sus antecesores, es su capacidad multifuncional, esto es, la capacidad de alojar en el mismo relevador diferentes funciones de protección como: protección contra sobrecorrientes, protección por bajo voltaje, protección de distancia, y otras, dependiendo de las características del hardware y software del relevador.

### **1.2.1 Antecedentes y Distribución de estructura Actual PCyM (Protección, Control y Medición) de la LD (línea de distribución) 73520.**

Actualmente se cuenta con un tablero dúplex (llamado así por contar con dos secciones paralelas dentro del mismo tablero), de protección control y medición, donde recibimos los cables de campo y se distribuyen a los distintos circuitos respectivos (protección-control-medición), para la etapa de Protección se emplea relevadores de procesamiento digital Marca SEL-121F para la PP (Protección principal) y SEL-167 para la PR (Protección de respaldo), puestos en servicio en el año de 1993, la etapa de control cuenta únicamente con sistemas de control electromecánicos para el interruptor y las cuchillas asociadas únicamente con control eléctrico local, por otra parte las señalizaciones de elementos asociados a la bahía se reciben en relevadores auxiliares electromecánicos, para la etapa de medición se cuenta ya con los medidores ACM.

### **1.2.2 Estadística de las fallas.**

Al abordar los problemas de diseño e instalación de la protección, es importante tener una idea de la frecuencia de incidencia de las fallas en los diferentes equipos de un sistema de potencia. Tal información es de suma utilidad, ya que se obtiene de una recopilación histórica de experiencias vividas en campo; observando las tablas 1 y 2, podemos valorar dicha información.

Tabla 1. Estadísticas general de fallas.

<b>Equipo</b>	<b>% Total</b>
Líneas de energía	50
Cables	10
Interruptores	15
Transformadores	12
Transformadores de corriente y de potencial	2
Equipo de control	3
Otros	8

Es interesante observar que las fallas que ocurren en las líneas de energía aéreas ocupan el primer lugar o sea la mitad del número total de las fallas, la siguiente tabla es una guía elemental de la ocurrencia de estas fallas.

Tabla 2. Estadísticas de fallas en líneas de transmisión.

<b>UPO DE FALLA</b>	<b>% DE OCURRENCIA</b>
Línea a tierra	85
Línea a línea	8
Dos líneas a tierra	5
Trifásica	2 órmenos

### **1.3 Planteamiento del problema.**

El presente trabajo se eligió en la Subestación Angostura, específicamente en el departamento de Protección y Medición, en la que se pretende actualizar el esquema de protección en una línea de transmisión de 115 KV's que en este caso es la L.D. ANG-73520-MAP basados en tecnología moderna digital microprocesada, debido a que el equipo de protección con que se cuenta actualmente son de tecnología de estado solido los cuales son un poco retardados para su disparo de protección (tiempo de respuesta de operación) alrededor de milisegundos y estos ocupan gran espacio para su instalación y utilizan grandes cantidades de cables para la conexión entre relevadores de estado sólido, además su mantenimiento requiere de mucho tiempo en el desarmado de tales relevadores y se debe tener demasiado cuidado en el armado para no producir una falla o mal funcionamiento del esquema de protección.

Esta propuesta contempla aspectos de importancia como el económico que justificado con una mejor protección del equipo logrando una mejor eficiencia y rendimiento, los aspectos técnicos y de seguridad que se basan en normas ya establecidas, el factor tiempo para realizar un adecuado mantenimiento al equipo y la disponibilidad del personal para ejecutarlo.

## **1.4 Justificación.**

La finalidad del trabajo es una propuesta de protección con relevadores digitales o microprocesados, que aumentara la seguridad, selectividad, velocidad y recopilación de información del estado de control y protección del esquema de la LD. Dicha propuesta está basada en que el equipo actual de protección contra fallas por medio de relevadores de estado sólido y que por sus características de operación son un poco mas tardados que los microprocesados.

Actualmente, se está dando un cambio en la tecnología de los relevadores de protección, de estado sólido a digitales, debido a las ventajas que ofrecen los relevadores digitales como son: más pequeños, multifuncionales, modulares, facilidad de pruebas, mantenimiento mínimo, consumo reducido de energía, económicos, múltiples ajustes que se cargan o modifican a partir de un archivo de datos, cuentan con registradores de fallas, puertos de red y comunicación, entre otros, y son mas rápidos para realizar su procesamiento en respuesta a una falla en una línea de transmisión.

Este cambio implica contar con más soporte de ingeniería para el cálculo de los ajustes y nuevas consideraciones para un funcionamiento correcto del relevador digital.

## **1.5 Objetivos.**

### **Objetivo general:**

- Concentrar la información generada en campo procesada en equipo SEL-2100 y en relevadores de esquemas de protecciones de la línea de transmisión ANG-73520-MAP para su explotación y uso en esquemas de mandos remotos.

### **Objetivos específicos:**

- Adquirir equipos digitales para la protección de las líneas de 115 KV's.
- Instalar físicamente los equipos digitales para la protección de las líneas de 115 KV's.
- Programar el esquema de protecciones para la protección de las líneas de 115 KV's.

## **1.6 Metodología.**

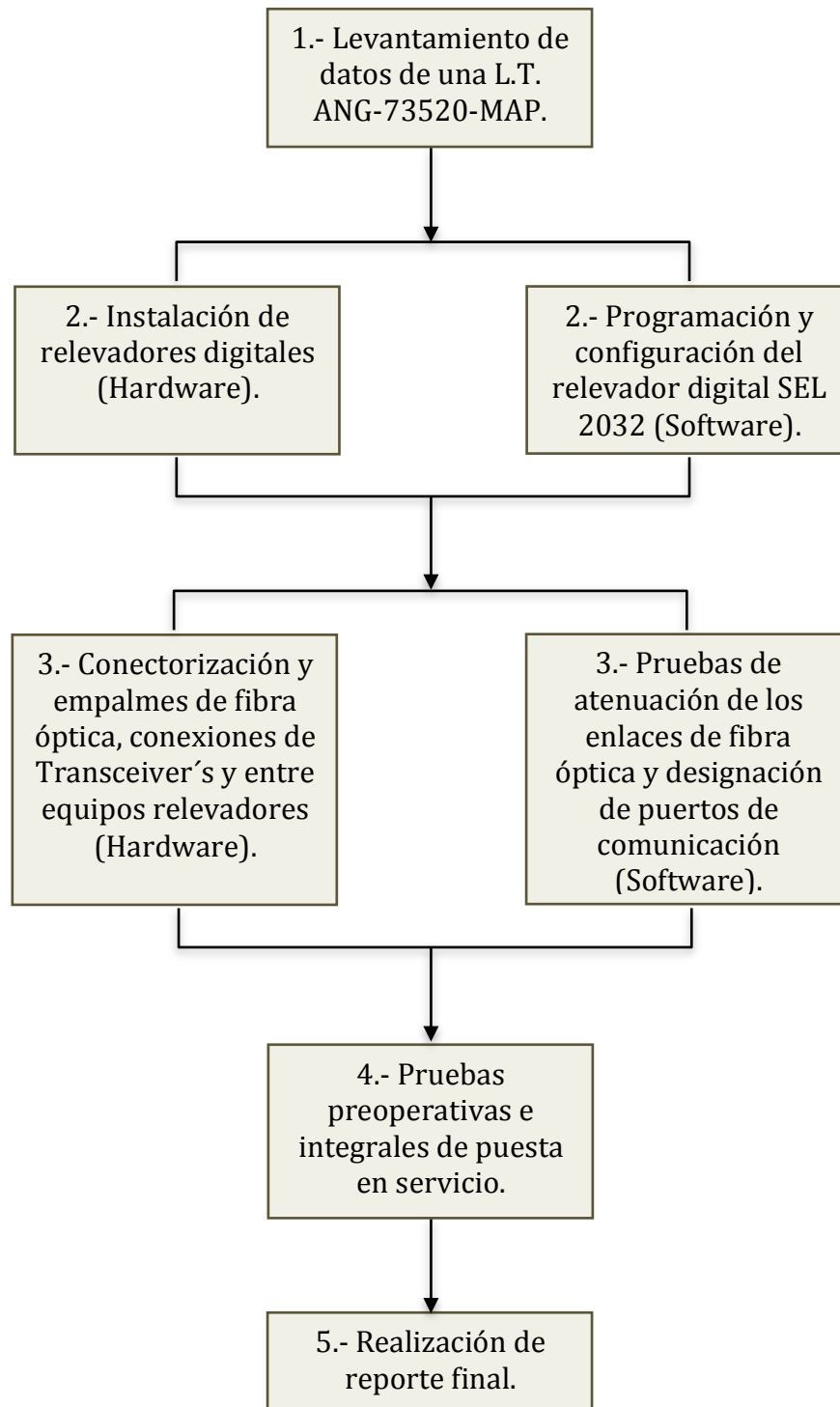
Este tema se encontró en el Sector Angostura de la Zona Tuxtla de C.F.E., que por ser una Subestación que está a punto de entrar en la modernización con relevadores digitales microprocesados en funcionamiento para las protecciones de la línea de transmisión ANG-73520-MAP de 115 KV's es conveniente que inicie su vida útil con las mejores condiciones posibles de operación, por lo que se elabora una propuesta de cambiar los equipos de estado sólido existentes por equipos modernos que hagan mas confiable las protecciones de tal línea.

Con los criterios que se están obteniendo se realiza una investigación en el departamento de Protección y Medición donde se encontró todo lo relacionado con dicha Subestación como los son, su diagrama unifilar, dispositivos de protección, equipos existentes, etc.

Conociendo todos los aspectos que se relacionan con el estudio de las protecciones de la línea de transmisión en cuestión, se implementará un equipo nuevo que optimizará el funcionamiento de los dispositivos de protección basados en relevadores digitales.

En este trabajo se hace uso tanto de la investigación de campo como de la investigación documental, por lo que la investigación utilizada para la elaboración de este trabajo se puede considerar como "mixta".

### 1.6.1 Diagrama a bloques del hardware y software.



## **1.6.2 Descripción de las actividades del diagrama a boques.**

1.- Realizar recorrido en sitio para validar diagrama unifilar de la L.T. ANG-73520-MAP y disposición de equipo primario de acuerdo a su ubicación en la subestación de 115 kv's.

2.- Instalación de relevadores SEL-2100, SEL-2032, SEL-311, SEL-351 y SEL-2505, y configuración de puertos asignados a los equipos relevadores y procesadores lógicos de protección, configuración de base de datos con señales de protección, control y medición, así como la asignación de protocolos de comunicación Mirroe Bit, protocolo propietario de SEL 2032 ó protocolo dnp 3.0 para enlace de comunicaciones entre los equipos.

3.- Conectorización y empalmes de fibra óptica, pruebas de atenuación de las mismas, uso de transceiver's necesarios, realización de conexiones de equipos relevadores con equipo SEL 2032 y designación de puertos de enlace de comunicación para acceso remoto desde una PC para comprobar que los equipos entiendan el protocolo de comunicación.

4.- Realizar pruebas finales y operativas con todos los equipos para la puesta en servicio.

5.- Recolección de la documentación para realizar el reporte final del proyecto.

## **2. Fundamento teórico.**

### **2.1 La función de la protección por relevadores.**

La función de la protección por relevadores es originar el retiro rápido del servicio de cualquier elemento de un sistema de potencia cuando este sufre un cortocircuito o cuando empieza a funcionar en cualquier forma anormal que pueda originar daño e interfiera de otra manera con el funcionamiento eficaz del resto del sistema.

Aunque la función principal de la protección por relevadores es reducir los efectos de los cortocircuitos. Una función secundaria de la protección por relevadores es indicar el sitio y el tipo de la falla. Dichos datos no solo ayudan en la reparación oportuna, sino que también por comparación con las observaciones humanas y con los registros automáticos, proporcionan medios para el análisis de la eficacia de la prevención de la fallas y las características de atenuación que incluye la protección por relevadores.

### **2.1.1 Función general de un relevador digital.**

El relevador digital de protección dispone de un microprocesador de tecnología avanzada. Aquí se efectúan todos los procedimientos desde la detección de valores de medida hasta la salida de la orden a los interruptores de potencia y a las demás unidades de mando completamente en forma digital.

### **2.1.2 Estructura de un sistema de protección.**

En casos como el de la protección de líneas aéreas que soportan estadísticamente alrededor del 90 % de las fallas que ocurren en un SEP, el establecimiento de sistemas de respaldo resulta imprescindible.

Por esta razón, el sistema de protección de la red se estructura en base a:

#### **a) Relevadores de protección primarios.**

Las protecciones primarias son aquellas que tienen la responsabilidad de despejar la falla en primera instancia. Están definidas para desconectar el mínimo número de elementos necesarios para aislar la falla.

Estos relevadores protegen a los equipos interconectados a un sistema de potencia, en base a zonas de protección. Los relevadores de protección primarios operan de manera individual o coordinados con otros relevadores dependiendo de la magnitud de la falla.

#### **b) Relevadores de protección de respaldo.**

Las protecciones de respaldo son aquellas que tienen la responsabilidad de despejar la falla en segunda instancia, es decir, solamente deben operar en el caso de que hayan fallado las protecciones primarias correspondientes. Por esta razón es muy importante independizar entre sí las causas de fallo de la protección principal y de respaldo, de forma tal que nada que pueda producir el fallo de la protección principal sea capaz también de provocar el fallo de la protección de respaldo. Usualmente esto se consigue empleando distintos elementos y circuitos de alimentación, control, etc., en uno y otro tipo de protección.

Las protecciones de respaldo deben operar con retardo en tiempo respecto a las principales con el fin de dejarles tiempo suficiente para que puedan actuar. Una vez que se haya producido esta actuación, las protecciones de respaldo deben ser reinicializadas con el fin de impedir innecesarias aperturas de interruptores.

### **2.1.3 Elementos de un equipo de protección.**

Un equipo de protección no es solamente la protección o relé, propiamente dicho, sino que incluye a todos aquellos componentes que permiten detectar, analizar y



despejar la falla. Los principales elementos que componen un equipo de protección son:

- a) Batería de alimentación.
- b) Transformadores de medida para protección.
- c) Relé de protección.
- d) Interruptor automático.

#### **a) Batería de alimentación.**

La batería de alimentación es el elemento que garantiza la continuidad del suministro de la energía necesaria para el funcionamiento del equipo de protección. La alimentación del equipo de protección no puede realizarse directamente desde la línea. Si así se hiciese, una falla que dejase sin alimentación una subestación, o provocase una defectuosa alimentación de la misma, dejaría también fuera de servicio a todos los equipos de protección ubicados en ella. Ello implicaría graves consecuencias debido a que es precisamente en condiciones de falla cuando un equipo de protección debe actuar.

Por tanto, un equipo de protección debe contar con una fuente de alimentación propia que le permita operar en isla, sin depender de fuentes externas, durante un tiempo suficiente. Generalmente, la batería de corriente continua esta permanente conectada a través de un cargador a la línea de corriente alterna de los servicios auxiliares de la subestación y, en caso de fallo en la línea de c.a., tiene una autonomía del orden de 10 o 12 horas.

#### **b) Transformadores de medida para protección.**

Los aparatos de medida y los relés de protección no pueden soportar, por lo general, ni elevadas tensiones ni elevadas corrientes, ya que de lo contrario se encarecería sobremanera su construcción. Por otra parte es conveniente evitar la presencia de elevadas tensiones en aquellos dispositivos que van a estar al alcance de las personas.

Son éstas las principales razones para la utilización de los transformadores de medida y protección, a través de los cuales se pueden llevar señales de tensión y corriente, de un valor proporcional muy inferior al valor nominal, a los dispositivos de medida y protección. Se consigue además una separación galvánica, (entre las magnitudes de alta y baja tensión), de los elementos pertenecientes a los cuadros de mando, medida y protección con las consiguientes ventajas en cuanto a seguridad de las personas y del equipamiento.

Los transformadores de medida reproducen a escala reducida en su secundario la magnitud de elevado valor que alimenta su primario. Para que la información llegue correctamente a la protección es necesario que, además, las conexiones secundarias se realicen respetando los sentidos marcados por los terminales

correspondientes de primario y secundario, máxime si se tiene en cuenta que algunos tipos de protecciones son sensibles a la polaridad de la señal que les llega.

Como las mediciones y el accionamiento de las protecciones se hallan referidas, en última instancia, a la apreciación de tensión y corriente, se dispone de dos tipos fundamentales de transformadores de medida y protección:

- 1) Transformadores de tensión (TP).
- 2) Transformadores de intensidad (TC).

### **1) Transformadores de tensión (TP).**

Es un transformador devanado especialmente, con un primario de alto voltaje y un secundario de baja tensión. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos incorporados.

Además, puesto que el objetivo principal es el muestreo de voltaje deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos. Se pueden conseguir transformadores de potencial de varios niveles de precisión, dependiendo de que tan precisas deban ser sus lecturas, para cada aplicación especial.

El enrollado primario de un transformador de potencial se conecta en paralelo entre dos fases o entre fase y neutro con el circuito de potencia y en el secundario se conectan los instrumentos o aparatos de protección. Normalmente estos transformadores se construyen con sus secundarios, para tensiones de 100, 110,  $100/\sqrt{3}$ ,  $110/\sqrt{3}$  V.

### **2) Transformadores de corriente (TC).**

Un transformador de corriente o "TC" es el dispositivo que nos alimenta una corriente proporcionalmente menor a la del circuito. Es de aclarar que un transformador de corriente por su aplicación se puede subdividir en transformador de medición y transformador de protección, es decir desarrollan dos tipos de funciones, transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

Los transformadores de corriente se utilizan para tomar muestras de corriente de la línea y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida, u otros dispositivos de medida y control.

Los valores nominales de los transformadores de corriente se definen como relaciones de corriente primaria a corriente secundaria. Unas relaciones típicas de un transformador de corriente podrían ser 600/5, 800/5, 1000/5.

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

Los transformadores de intensidad se conectan en serie con el conductor por el que circula la corriente que quiere ser medida. Su intensidad nominal secundaria es usualmente de 5 A, aunque también suele ser utilizada la de 1 A. El mayor peligro para su precisión es que las grandes corrientes que se producen como consecuencia de una falla provoquen su entrada en saturación.

### **c) Relé de protección.**

El relé de protección, que usualmente es denominado simplemente relé o protección, es el elemento más importante del equipo de protección. En sentido figurado puede decirse que desempeña la misión de cerebro, ya que es el que recibe la información, la procesa, toma las decisiones y ordena la actuación en uno u otro sentido.

Para realizar todo ello, con independencia de la tecnología empleada para su construcción, una protección desarrolla internamente tres etapas fundamentales:

- Acondicionamiento de señales.
- Aplicación de funciones de protección.
- Lógica de disparo.

Las protecciones necesitan datos que, generalmente, no pueden ser proporcionados directamente por los transformadores de medida que las alimentan. Por esta razón, la primera etapa consiste en acondicionar las señales de entrada al formato que el relé necesita para su funcionamiento. Normalmente los datos de entrada son los valores instantáneos de las magnitudes de fase (tensión y/o intensidad). A partir de ellos se determinan, en función de las necesidades específicas de cada relé, valores eficaces, valores máximos, componentes de secuencia, armónicos fundamentales o de orden superior, etc.

Una vez que la protección dispone de los datos que necesita procede a aplicar los criterios de decisión que le hayan sido implementados. El adecuado funcionamiento de una protección, debido a la complejidad y variedad de factores que es necesario tener en cuenta, exige generalmente la incorporación de varias funciones básicas. Por tanto, una protección esta compuesta normalmente por varias unidades de medida.

Los resultados proporcionados por las distintas funciones que integran la protección se analizan conjuntamente mediante la lógica de disparo, que es la responsable de tomar la decisión de como debe actuar la protección. Esta actuación se lleva a cabo mediante los circuitos auxiliares de control de los interruptores asociados al funcionamiento de la protección. La orden se transmite a través de los contactos que

energizan los circuitos de disparo de los interruptores que hayan sido definidos por la lógica de disparo como aquellos que es necesario abrir para aislar la falla. Asimismo, la protección gobierna otra serie de circuitos auxiliares de control que sirven, por ejemplo, para activar alarmas, enviar información al despacho central de maniobras, etcétera.

#### **d) Interruptor automático.**

El interruptor automático es el elemento que permite abrir o cerrar un circuito en tensión, interrumpiendo o estableciendo una circulación de intensidad. Opera bajo el control de la protección y su apertura, coordinada con la de otros interruptores, permite aislar el punto en que se ha producido la falla.

## **2.2 Tipos de perturbaciones en instalaciones de alta tensión.**

De todas las perturbaciones o fuentes de fallas en el servicio normal de diferentes elementos que componen un sistema eléctrico de alta tensión, a continuación se mencionan las más frecuentes:

- Defecto en aislamientos.
- Descargas atmosféricas.
- Acción de animales.
- Caída de árboles u otros objetos sobre líneas de transmisión.
- Destrucción mecánica de máquinas rotativas.
- Exceso de carga conectada a una línea.
- Factores humanos.
- Puestas a tierra intempestivas.

## **2.3 Protecciones de sobrecorriente, direccional y diferencial.**

### **2.3.1 Protecciones de sobrecorriente.**

Las protecciones de sobrecorriente son las más sencillas de todas las existentes. Su operación se basa en la función de sobrecorriente que consiste en la comparación del valor de la intensidad utilizada como dato de entrada a la protección con un valor de referencia. Este valor de referencia se establece en función de las condiciones que concurren en el punto en que se instala el relé, por lo que debe ser reajustado convenientemente si la configuración del sistema cambia. La protección opera cuando la intensidad de entrada supera el valor de la intensidad de referencia. Por esta razón, las protecciones de sobrecorriente solamente pueden ser utilizadas cuando la corriente que circula por el punto en que se instalan cumple la condición de que la máxima intensidad de carga, correspondiente a condiciones normales de operación del sistema, es menor que la mínima intensidad de falla.

### **2.3.2 Relevadores direccionales de c-a.**

Estos relevadores están capacitados para distinguir el flujo de corriente en una dirección o la otra en un circuito de c-a, reconociendo las diferencias en el ángulo de fase entre la corriente y la magnitud de polarización. Esta capacidad de distinguir entre el flujo de corriente en una dirección y otra depende de la selección de la magnitud de polarización y del ángulo del par máximo.

### **2.3.3 Relevadores diferenciales.**

La protección diferencial está basada en una comparación de intensidades y por lo tanto se llama también protección de comparación de intensidades. Durante el funcionamiento normal, la corriente que entra en el objeto a proteger es igual a la corriente que sale.

## **2.4 Ventajas de los relevadores microprocesados.**

Los relevadores microprocesados tienen ventajas definidas con respecto a sus similares analógicos. Estas ventajas son:

- a) El costo de los relevadores microprocesados es menor y con tendencia a decrecer.
- b) Los relevadores microprocesados tienen capacidad de autodiagnóstico y autocalibración, estas características los hacen más confiables que los analógicos.
- c) Son totalmente compatibles con la tecnología digital que se está introduciendo en las subestaciones.
- d) Tienen una mayor flexibilidad funcional, que les permite realizar otras funciones, como las de medición, control y supervisión.
- e) Tienen capacidad de comunicación con otros equipos digitales de las subestación y del sistema.
- f) Pueden constituir la base de una protección adaptiva, cuyos parámetros de operación cambian automáticamente con las condiciones del sistema.

Además, la tecnología con microprocesadores ofrece otras ventajas: mejor funcionamiento, reducción del espacio que ocupa en el tablero, requiere menos alambrado, proporciona información de eventos y registro de datos sobre fallas.

Otra ventaja es la gran cantidad de software que se utiliza en el procesamiento de señales, esto es muy útil en la lógica de los relevadores microprocesados, debido a

que les permite tener aplicaciones en muchos otros campos, además el bajo costo de la memoria, les permite obtener información completa de las señales muestreadas. En conclusión, los sistemas digitales describen el avance de la ingeniería en protecciones, ya que se puede obtener información de dispositivos que se encuentran a grandes distancias para ayudar a caracterizar condiciones anormales de operación del SEP, además en un solo módulo se pueden tener una gran gama de configuraciones de disparo para cada condición de falla.

## **2.5 Líneas de transmisión.**

En líneas generales el proceso desde la producción hasta el consumo por el usuario final es el siguiente:

La energía generada, ya sea hidroeléctrica o térmicamente, se transporta en grandes bloques a través de las Líneas de Transmisión, las cuales se interconectan por medio de subestaciones ubicadas tanto en los centros de generación, como en los sitios donde se hace la reducción que permite distribuir la energía a los consumidores finales.

El transporte de grandes bloques de energía corresponde al negocio de Transmisión el cual se hace a altos niveles de voltaje.

Antes de llegar al usuario final, la energía eléctrica se transforma a niveles de voltaje medios y a través de redes, nuevas subestaciones y nuevos transformadores, se lleva hasta los puntos de consumo. Este transporte de bloques menores de energía con destino al usuario final se denomina Distribución.

Líneas de transmisión aérea son de alambre no aislado, por lo que el diseño de estas líneas requiere mínimo autorizaciones a observarse para mantener la seguridad.

Una línea de sobrecarga eléctrica es una línea de transmisión de energía eléctrica suspendida por Torres o polos. Dado que la mayoría del aislamiento se proporciona por vía aérea, líneas eléctricas son generalmente el método de costo más bajo de la transmisión de grandes cantidades de energía eléctrica.

El cable desnudo de conductores en la línea generalmente están hechos de aluminio (llanura o reforzado con acero o materiales compuestos a veces), aunque algunos cables de cobre se utilizan en media tensión conexiones de distribución y de bajo voltaje para instalaciones del cliente.

## **2.6 Interruptores.**

El interruptor es el equipo que recibe la señal de disparo de los relevadores de protección, para desenergizar a un elemento que está en cortocircuito, de tal manera que al quedar este elemento aislado, el resto del sistema puede continuar en operación normal.

Los interruptores deben tener la capacidad suficiente para que puedan conducir momentáneamente la máxima corriente de cortocircuito, que circule a través de ellos y adicionalmente interrumpir esta corriente. Este equipo además de desconectar a un elemento del sistema en cortocircuito, tiene la función de cerrar o abrir un circuito de potencia en condiciones normales de operación o en vacío.

Si la operación de apertura a cierre se efectúa con carga (corriente nominal) o con corriente de corto circuito (en caso de alguna perturbación), el interruptor recibe el nombre de interruptor de potencia.

Los interruptores de potencia se construyen en dos tipos generales:

- 1) Interruptores en aceite
- 2) Interruptores neumáticos

Los interruptores en aceite, también se clasifican en tres grupos:

- a) Interruptores en gran volumen de aceite
- b) Interruptores de gran volumen de aceite con cámara de extinción
- c) Interruptores de pequeño volumen de aceite

## **2.7 Cuchillas desconectadoras.**

Las cuchillas desconectadoras o seccionadores es otro tipo de interruptores, ya que interrumpen y restablecen la continuidad en un circuito eléctrico. Su operación se efectúa sin carga (corriente), pero algunos aditamentos se pueden operar con carga, hasta ciertos límites.

Por su operación se clasifican en:

- a) con carga (con tensión nominal)
- b) sin carga (con tensión nominal)

Por su tipo de accionamiento:

- a) Manual
- b) Automático

Por su forma de desconexión:

- a) Con tres aisladores, dos fijos y un giratorio al centro (horizontal) llamado también de doble arco.
- b) Con dos aisladores (accionados con pértiga), operación vertical.
- c) Con dos aisladores, uno fijo y otro giratorio en el plano horizontal.
- d) Pantógrafo o separador de tijera.
- e) Cuchilla tipo "AV"
- f) Cuchilla de tres aisladores, el del centro movable por cremallera.
- g) Cuchilla desconectadora con cuerno de arqueo.
- h) Cuchilla tripolar de doble aislador giratorio.

## 2.8 Protección de líneas.

### 2.8.1. Características básicas.

Las líneas son los elementos del sistema eléctrico que interconectan dos más subestaciones por lo tanto están sometidos permanentemente a las consecuencias de los fenómenos meteorológicos y a los riesgos de ser afectados por otras circunstancias, por tal razón es importante su protección.

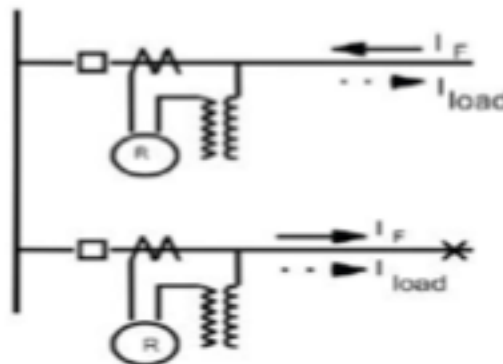


Fig. 1 Esquema protección de distancia.

#### a) Confiabilidad

Para el diseño de un sistema de protección esta es una de las consideraciones más importantes. La confiabilidad está definida como la probabilidad de que un relé o sistema de protecciones no actúe inadecuadamente y está compuesta por dos aspectos: fiabilidad y seguridad.



## **b) La fiabilidad**

Es el grado de certeza con el que un relé o sistema de relés opere correctamente cuando sea requerido para hacerlo, es decir, sin excluir disparos cuando sean necesarios.

## **c) La seguridad**

Es el grado de certeza de que un relé o un sistema de relés no opere incorrectamente en ausencia de fallas, o que no emita disparos erróneos.

## **d) Selectividad y Coordinación**

La selectividad en un sistema de protecciones consiste en que cuando ocurra una falla, ésta sea despejada por los relés adyacentes a la misma, evitando la salida de otros circuitos innecesarios.

Esto se refiere al proceso de operación rápida de los relés para condiciones de falla de tal forma que actúen inicialmente las protecciones principales, aislando el elemento fallado que tiene incidentes y teniendo un respaldo de protecciones en caso de que no funcionen las protecciones principales.

## **e) Velocidad o Tiempo de despeje de falla**

Los requerimientos de velocidad deben determinarse muy cuidadosamente teniendo en cuenta que si la protección es lenta el sistema puede desestabilizarse y los equipos pueden sufrir daños adicionales, pero si la protección es demasiado rápida se pueden perjudicar la seguridad y la selectividad del sistema.

## **f) Sensibilidad de la protección**

La protección deberá asegurar sensibilidad vale decir a las mínimas cantidades actuantes con las cuales se debe ajustar el relé para que detecte un condición anormal.

Al momento de observar la sensibilidad de la protección, hay que tomar en cuenta algunos inconvenientes como: fallas a tierra, desbalances de voltaje que se presenten en el sistema, etc.

## **g) Simplicidad**

El sistema de protección debe esta característica tan importante, ya que los nuevos relés contienen funciones múltiples creando gran cantidad de soluciones para posibles problemas del sistema, pero siempre se debe tomar en cuenta estas soluciones, ya que si se lo hace en forma incorrecta o incompleta debido a la complejidad de los relés pueden presentarse consecuencias graves en el sistema de potencia.

## 2.8.2. Protecciones principales de la línea.

### a) Protección de distancia.

Es una protección más selectiva y por lo mismo puede ser rápida o lenta dependiendo según la longitud de la línea, la carga que se prevé transportar y para lo cual se debe tener en cuenta algunas razones principales:

- Su independencia con respecto a enlaces de comunicación entre los extremos de la línea, ya que para su operación, utiliza información sobre las corrientes y tensiones.
- La protección de distancia constituye un sistema de protección relativamente selectivo en la red de potencia. Esto significa que puede operar también como una protección de apoyo para otros elementos primarios en la red.

### b) Curva característica de los relés de distancia.

**Impedancia:** El relé de impedancia no toma en cuenta el ángulo de fase entre el voltaje y la corriente que se le aplica, por esta razón, la impedancia característica en el plano R-X es un círculo con su centro en el origen.

El relé opera cuando la impedancia medida es menor que el ajuste. Para darle direccionalidad a este relé se requiere normalmente de una unidad direccional.

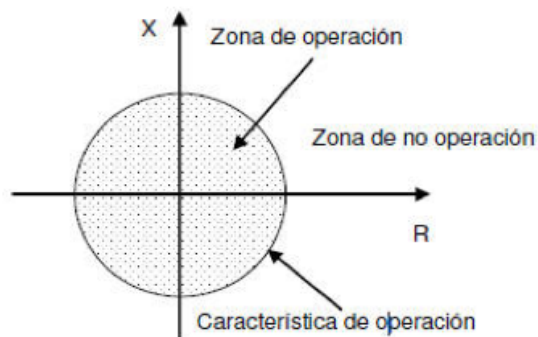


Fig. 2. Característica relé de distancia.

**Mho:** La característica del relé Mho es un círculo cuya circunferencia pasa a través del origen. El relé opera si la impedancia medida cae dentro del círculo. Ver Figura 3(b).

**Mho Offset:** La característica de este relé en el plano R-X es un círculo desplazado y que incluye el origen, con lo cual se obtiene una mejor protección para las fallas cercanas al relé. Cuando esta unidad se utiliza para dar disparo debe ser supervisada por una unidad direccional o ser de tiempo retardado. Ver Figura 3(c).

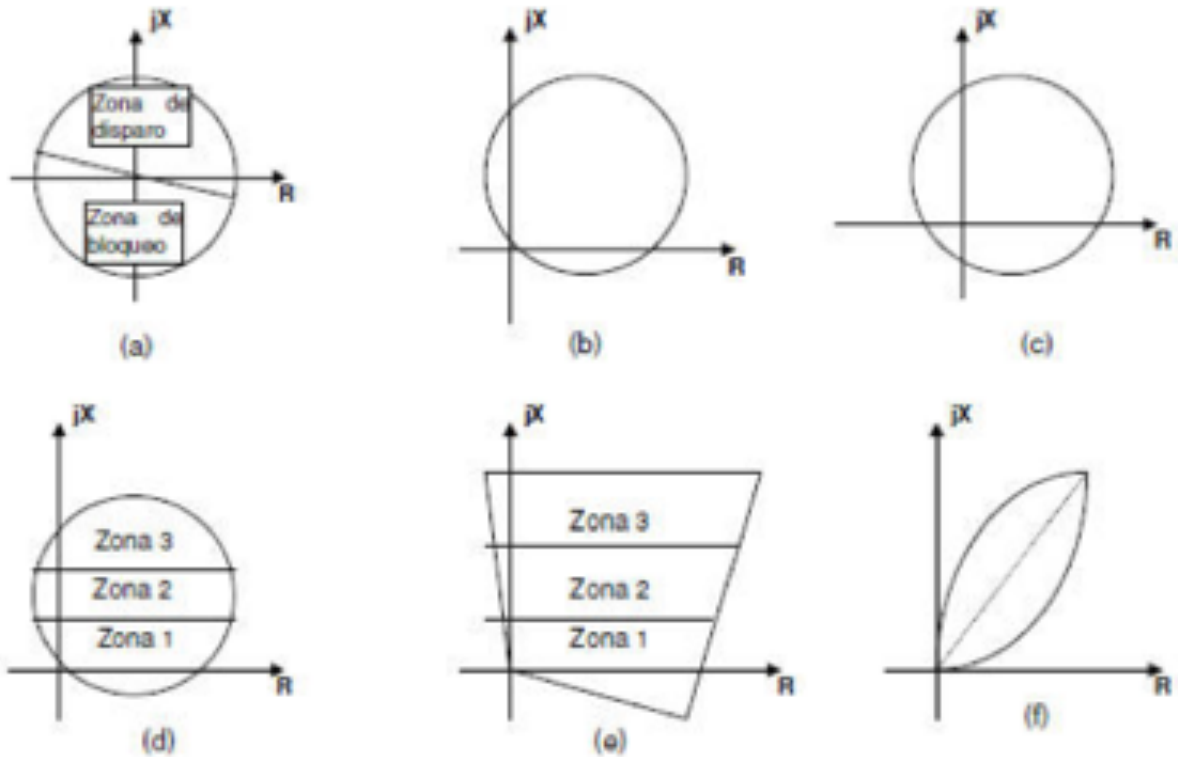


Fig. 3. Características relé de distancia..

### c) Ajustes típicos de zonas de actuación.

Normalmente la protección de distancia comprende de tres a cinco zonas de protección y medición independiente cada una de ellas.

- a) Zona 1. Se utiliza para detectar fallas ajustadas aproximadamente 80 a 85% de la Línea protegida, utilizándose la detección para provocar disparó instantáneo.
- b) Zona 2. Su objetivo es proteger el tramo restante de la línea el cual no está cubierto por la zona 1. Se escoge como criterio inicial el alcance del 100% de la línea protegida más el 50% de la línea adyacente.
- c) Zona 3. Proporciona protección de respaldo, cuyo ajuste deberá ser tal que Cubra no sólo la línea protegida, para lo cual se debe considerar lo siguiente:
  - Escoger como criterio inicial al alcance del 100% de la línea protegida más el 120% de la línea adyacente más larga que salga de la subestación.
  - El tiempo de la zona 3 deberá permitir primeramente que dispare la protección primaria

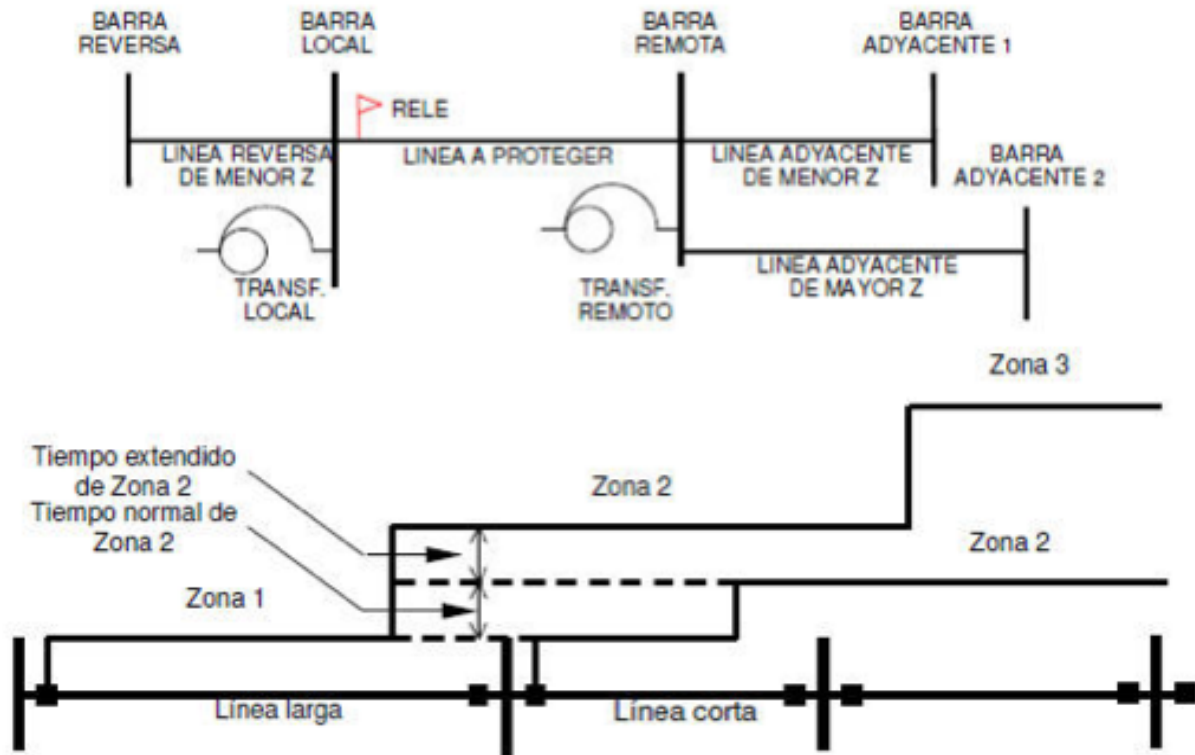


Fig. 4. Ajustes de zona y coordinación de tiempos.

#### d) Ajuste de alcance resistivo.

Para el ajuste del alcance resistivo se selecciona un único valor para todas las zonas de la protección de distancia. La selectividad entre zonas se garantiza mediante el ajuste de los temporizadores de cada zona, para ello se calcula la máxima corriente de carga previsible para cada circuito  $I_{L,max}$  como la corriente máxima entre los siguientes valores:

- La corriente nominal primaria del transformador de corriente (en caso de existir TCs con diferente corriente primaria, la mínima entre ellas).
- La corriente correspondiente al límite térmico del circuito. Sobre la base de la máxima corriente de carga se define la impedancia mínima de carga. Se considera además una posible sobrecarga del 120% sobre el valor de la máxima corriente de carga, resultando así:

$$Z_{L,min} = \frac{U_L / \sqrt{3}}{1,2 \cdot I_{L,max}} \quad (1)$$

Finalmente el alcance resistivo de cada zona se define como el 45% de la impedancia mínima de carga calculada con la ecuación arriba mostrada.

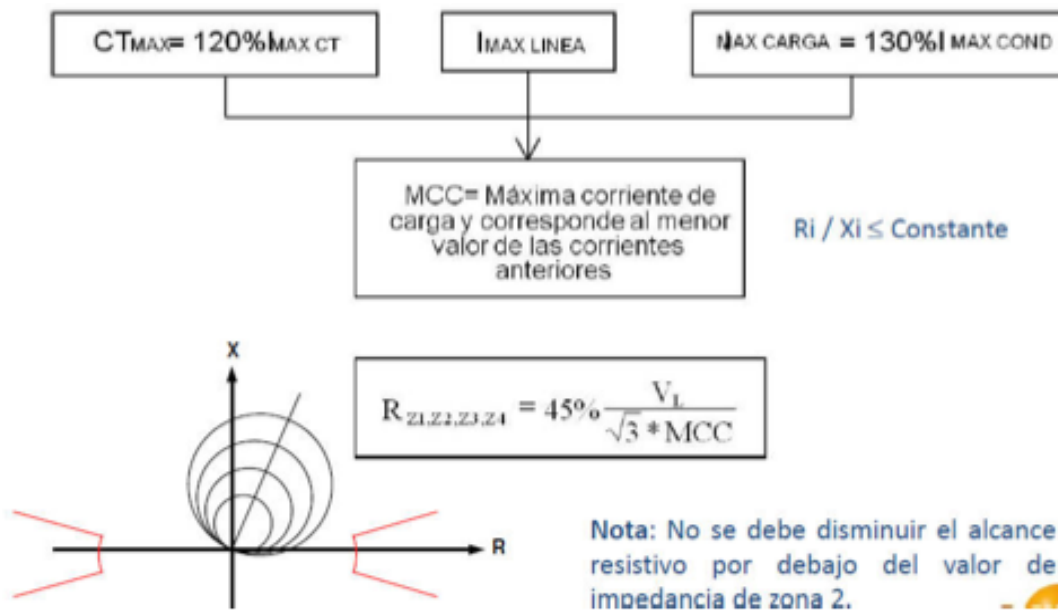


Fig. 5 Alcance resistivo.

### e) Factores $k_0$ y $k_{0m}$ .

Dado que la red de secuencia cero es diferente a la red de secuencia positiva, se hace necesario introducir en los ajustes de protecciones para líneas de transmisión un factor de corrección llamado factor  $K_0$ .

Factor compensación residual  $K_0$

$$Z_{AG} = V_A / (I_A + k_0 I_R) \quad (2)$$

$$K_0 = (Z_0 - Z_1) / 3 * Z_1 \quad (3)$$

Factor de acople mutuo  $K_{0M}$

$$K_{0M} = (Z_0 - Z_1 + Z_{0M}) / 3 * Z_1 \quad (4)$$

### **2.8.3 Relé de sobrecorriente 50/51 o 67/67N.**

Estos relés también son usados como protección de respaldo de la línea de transmisión 67 o 51 de fases los cuales son ajustados al 130% de la corriente máxima declarada en estado de emergencia usando Curva normalmente inversa. El dial se selecciona para despeje fallas en la línea en tiempos inferiores a 300 ms aproximadamente. De todas formas este ajuste deberá coordinar con los esquemas de protección principal que posea la línea. Se debe considerar un tiempo de coordinación con otros relés de sobrecorriente del área de influencia de 200 ms. Para el ajuste del relé 67N se toma en cuenta el 30% de la carga máxima con el mismo tratamiento que el relé de fases.

### **2.8.4 Relé de recierre y verificación de sincronismo.**

El relé de verificación de sincronismo se utiliza para comprobar las condiciones al cierre del Interruptor. Este relé se implementa para restaurar la parte fallada del sistema de transmisión, una vez que la falla se ha extinguido. En algunos sistemas de transmisión, el recierre se utiliza para mejorar la estabilidad del sistema, dado que es un medio para restaurar rápidamente la transmisión de potencia en ocasiones críticas.

## **3. Desarrollo.**

### **3.1 Sistema Propuesto.**

Se pretende contar con tablero Simplex “una sola sección”, en el cual se recibirá las señales requeridas de información del esquema de Protección, Control y Medición necesarias para poder tener control monitoreo y protección de la Bahía de la LD 73520.

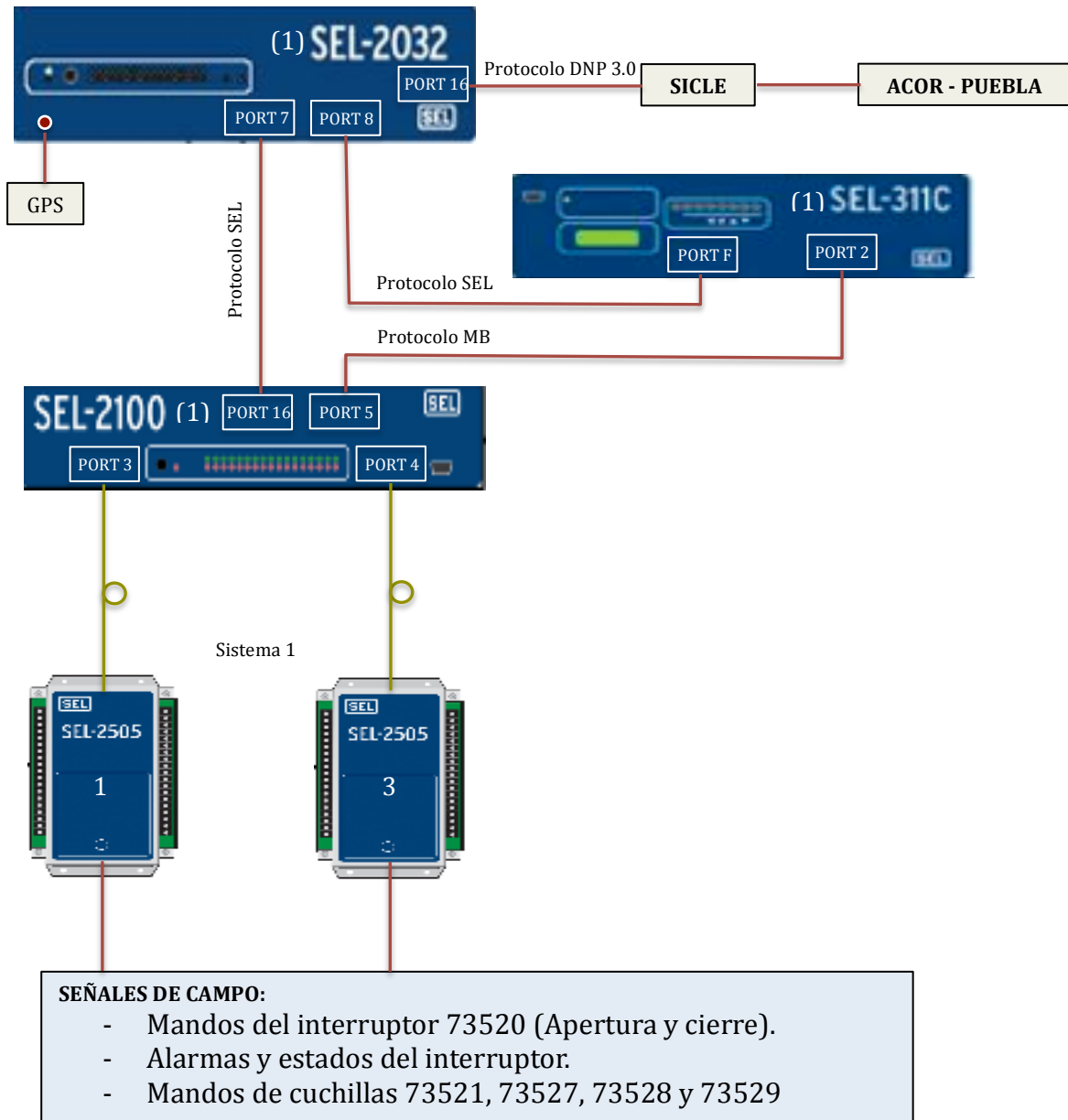


Fig. 6. Sistema 1 (basado con relevador de protección primaria).

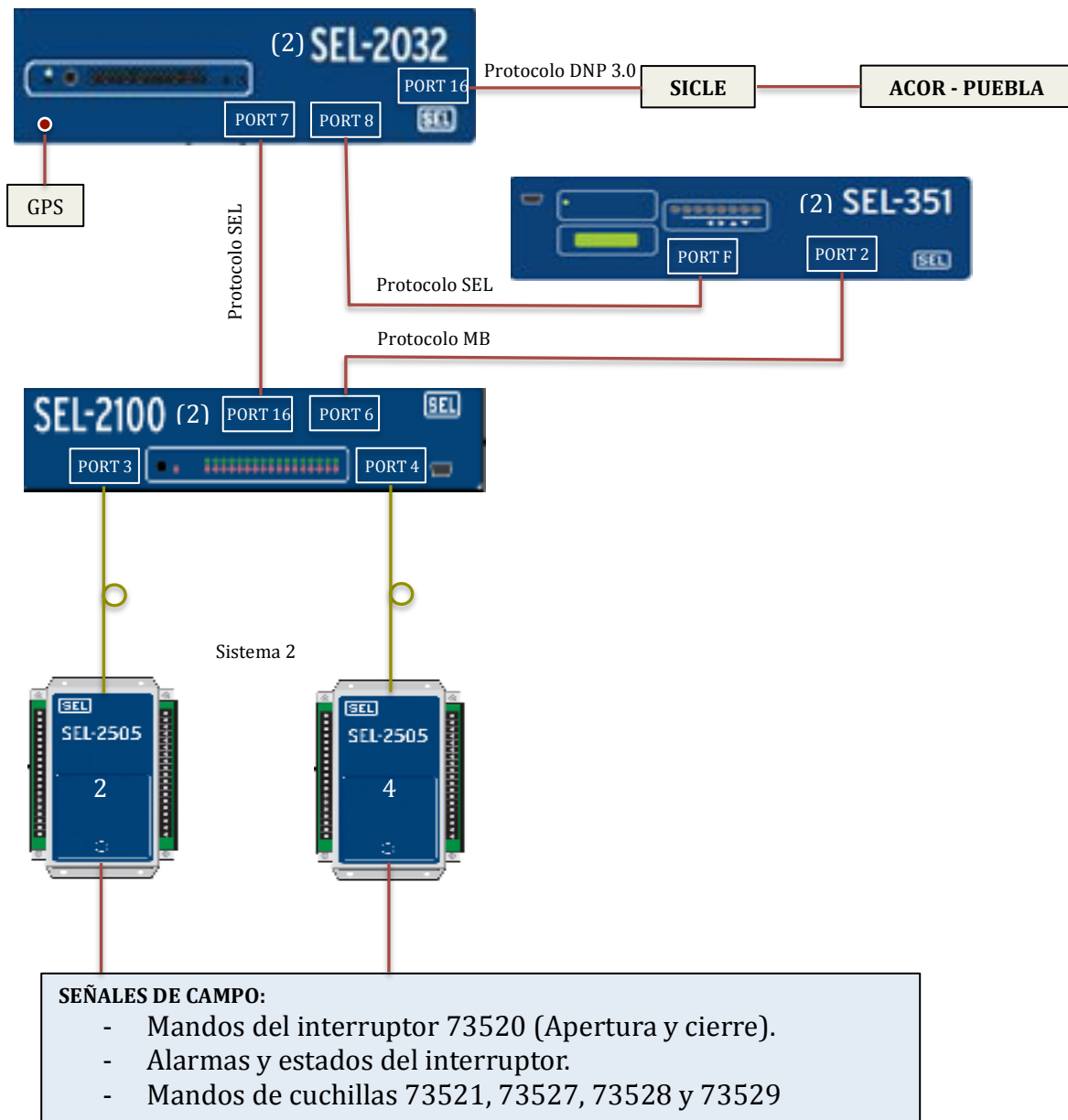


Fig. 7. Sistema 2 (basado con relevador de protección de respaldo).



### 3.2 Para el esquema de Protección.

Se requiere tener señales de corrientes secundarias, provenientes de los TC de campo ubicados a la salida de la LD.

Se requiere tener señales de Voltajes provenientes de 2 puntos de medición distintos. El primero serán los voltajes de referencia del sistema medidos en los TP's de Bus 1 de 115 kV. El segundo voltaje requerido proviene del TP de Línea ubicada en la Fase B a la salida de la LD.

Se requiere contar con señal digital del estado del interruptor Abierto-Cerrado, debe señalizar para las dos condiciones posibles, el interruptor propio o de transferencia.

Se tendrá un Protección Primaria a través de un relevador digital de protección de la marca SEL modelo 311C.

Se contará con una protección de respaldo a través de un relevador digital de protección de la marca SEL modelo 351.

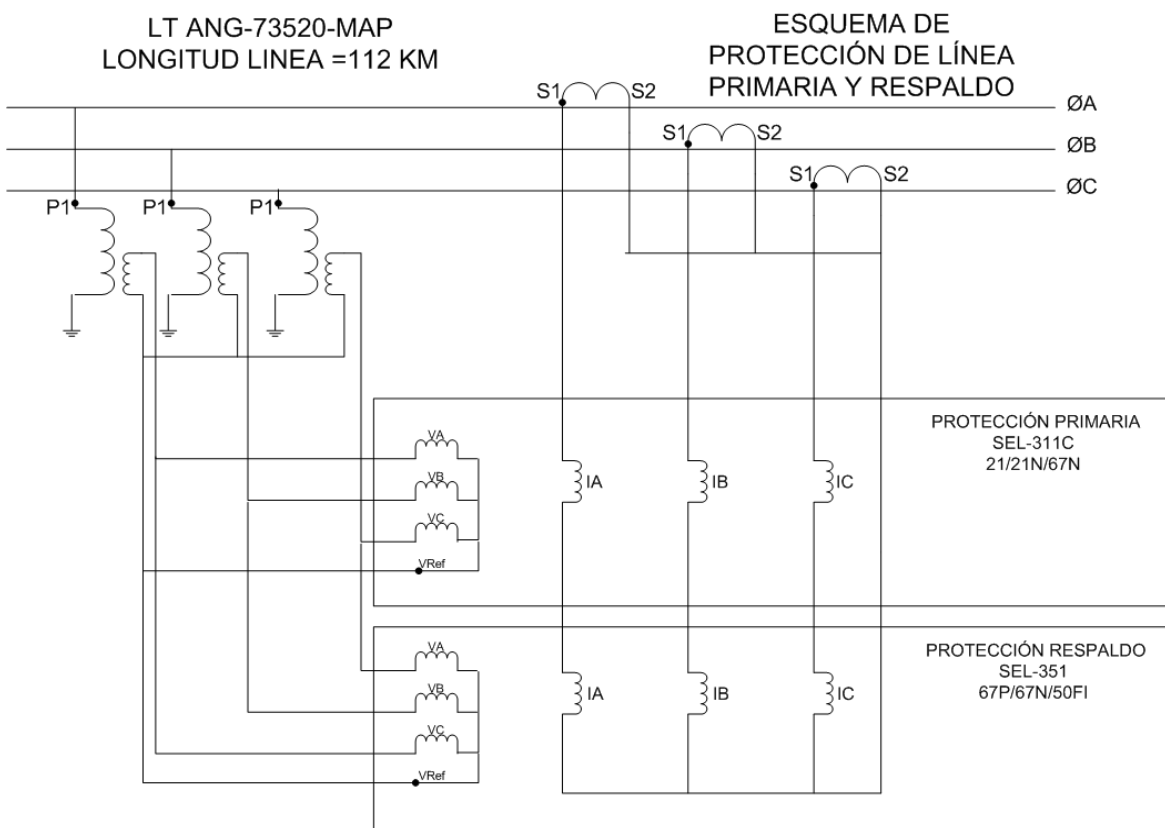


Fig. 8. Esquema de protección de línea primaria y de respaldo de la L.T. ANG-73520-MAP.

### 3.2.1 Características del relevador de Protección SEL-311C.

SEL-311C Entradas  
 3 corrientes de fase  
 1 corriente de polarización  
 3 voltajes de fase  
 1 voltaje de sinc  
 Estándar 6 entradas Digitales

SEL-311C Entradas  
 Estándar 8 salidas Contactos

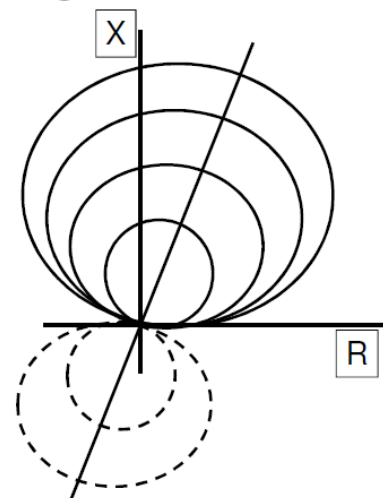
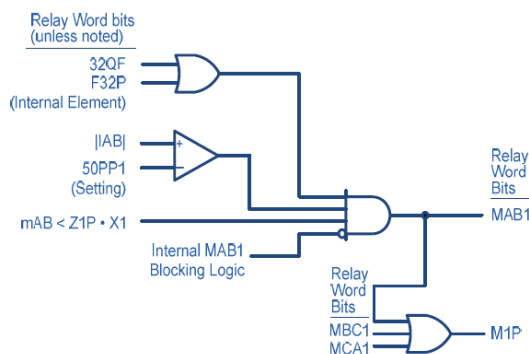
Funciones SEL-311C  
 Cuatro zonas de protección de distancia  
 Mho de fase y tierra  
 Tipo compensado de fase  
 Cuadrilateral de tierra (polarización I0 o I2)  
 Dos zonas fijas (1 y 2) hacia el frente y dos ajustables en cualquier dirección (3 y 4)  
 Soporta los esquemas de teleprotección tradicionales

### SEL-311C Relevador de Protección



Protección de distancia de fase SEL-311C  
 Polarización de voltaje de secuencia positiva con memoria  
 Posibilidad de habilitar 0, 1, 2, 3, o 4 zonas  
 Zonas 1 y 2 hacia adelante zonas 3 y 4 reversibles  
 Supervisión de sobre corriente ajustable para cada zona

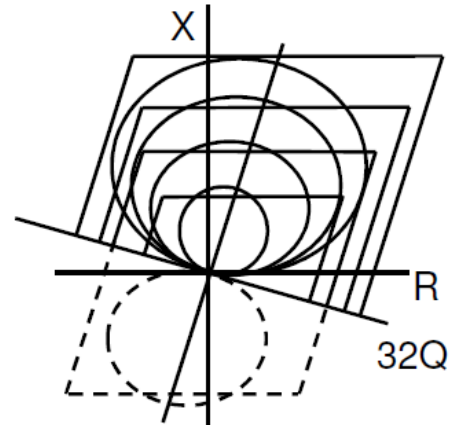
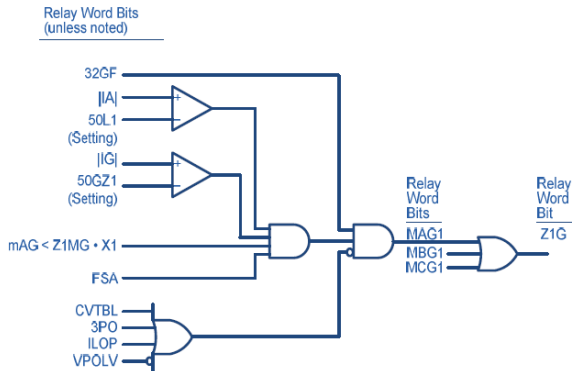
#### SEL-311C Zona 1 Mho de Distancia Fase



#### SEL-311C Protección de Distancia de Tierra

Habilitado de 0, 1, 2, 3, o 4 zonas mho  
 y/o habilitado de 0, 1, 2, 3, o 4 zonas cuad.  
 Zonas 1 y 2 hacia adelante; zonas 3 y 4 reversibles  
 Supervisión de sobrecorriente ajustable para cada zona

## SEL-311C Zona 1 Mho Distancia de Tierra



### 3.2.2 Ajustes del relevador de Protección SEL-311C.

#### Group Settings:

RID = LT 73520	TID = SE ANGOSTURA 115 KV		
CTR = 120			
CTRP = 120	PTR = 1000.00	PTRS = 1000.00	
Z1MAG = 6.84	Z1ANG = 74.65		
Z0MAG = 21.04	Z0ANG = 74.53	LL = 112.00	APP = 311C
E21P = 4	E21MG = 4	E21XG = 4	
E50P = N	E50G = 0	E50Q = 0	
E51P = N	E51G = Y	E51Q = N	
E32 = AUTO	EOOS = N	ELOAD = N	ESOTF = N
EVOLT = Y	E25 = Y	E81 = N	EFLOC = Y
ELOP = Y	ECOMM = POTT	E79 = 1	EZ1EXT = N
ECCVT = N	ESV = 16	ELAT = 16	EDP = 16
EDEM = THM	EADVS = Y		
<b>Z1P = 5.28</b>	<b>Z2P = 9.15</b>	<b>Z3P = 6.60</b>	<b>Z4P = 12.07</b>
<b>50PP1 = 5.5</b>			
<b>Z1MG = 5.28</b>	<b>Z2MG = 9.15</b>	<b>Z3MG = 6.6</b>	<b>Z4MG = 12.07</b>
<b>XG1 = 5.28</b>	<b>XG2 = 10.43</b>	<b>XG3 = 6.6</b>	<b>XG4 = 12.07</b>
<b>RG1 = 10.55</b>	<b>RG2 = 18.3</b>	<b>RG3 = 18.3</b>	<b>RG4 = 24.4</b>
<b>50L1 = 1.62</b>			
<b>50GZ1 = 1.38</b>			
k0M1 = 0.70	k0A1 = -0.18		
Z1PD = 0.00	Z2PD = 30.00	Z3PD = 0.00	Z4PD = 60.00
Z1GD = 0.00	Z2GD = 30.00	Z3GD = 0.00	Z4GD = 60.00
Z1D = 0.00	Z2D = 30.00	Z3D = 0.00	Z4D = 60.00
50P1P = 0.00			
67P1D = 0.00			
50G1P = 0.00			
67G1D = 0.00			
50Q1P = 0.00			
67Q1D = 6.00			
<b>51GP = 1</b>	<b>51GC = U3</b>	<b>51GTD = 1.9</b>	51GRS = N
<b>51QP = 2.0</b>	<b>51QC = U3</b>	<b>51QTD = 1.50</b>	51QRS = N

```

DIR3  = R           DIR4  = F
ORDER = QVI
Z2F   = 1.23       Z2R   = 1.33       50QFP = 0.50       50QRP = 0.25
a2    = 0.10       k2    = 0.20
50GFP = 0.50       50GRP = 0.25       a0     = 0.10
Z0F   = 3.84       Z0R   = 3.94
27P   = OFF        59P   = 20.00       59N1P = OFF        59N2P = OFF
59QP  = OFF        59V1P = OFF        27SP  = 53.12      59SP  = 70.71
27PP  = OFF        59PP  = OFF
79OI1 = 1200.00
79RSD = 1200.00   79RSLD= 8000.00   79CLSD= 600.00
Z3RBD = 5.00     EBLKD = 10.00     ETDPU = 2.00
EDURD = 4.00     EWFC  = N
DMTC  = 5         PDEMP = 0.50       GDEMP = 0.50       QDEMP = 0.50
TDURD = 6.00     CFD   = 10.00     3POD  = 0.50       OPO   = 52
50LP  = 0.25

```

SELogic group 1

SELogic Control Equations:

```

TR      =M1P + Z1G + M2PT + Z2GT + M4PT + Z4GT + 51GT + 51QT
TRCOMM=0
DTT     =0
ULTR    =!(50L + 51G)
PT1     =0
52A     =IN101
CL      =CC
ULCL    =TRIP
79RI    =M1P + Z1G + M2PT + Z2GT + 51GT + M4PT + Z4GT  ("DTB")
79RIS   =79CY + 52A
79DTL   =0
79DLS   =0
79SKP   =0
79STL   =0
79BRS   =0
79SEQ   =0
79CLS   =1

```

### 3.2.3 Características del relevador de Protección SEL-351.

El relevador SEL-351 permite proteger sistemas de potencia en sus diferentes etapas, proporcionando protección a líneas de transmisión, bancos de transformadores, a barras de distribución e inclusive alimentadores de distribución industrial.

En protección de alimentadores de distribución, el relevador permite proporcionar protección coordinada con elementos como cuchillas, interruptores, fusibles, restauradores y seccionadores.

### Descripción general.

Elementos de Sobrecorriente de Fase Instantáneos / Tiempo Definido.

Se dispone de cuatro niveles de elementos de sobrecorriente de fase instantáneos / tiempo definido. Asimismo, están disponibles dos elementos adicionales de sobrecorriente de fase instantáneos.

### Rangos de Ajuste.

Rango de ajuste de pickup, para ajustes 50P1P a 50P6P 0.25–100.00 A secundario (corriente nominal de fases IA, IB, IC: 5 A).

Rango de ajuste de tiempo definido 67P1D a 67P4D 0.00–16000.00 ciclos, en pasos de 0.25 ciclos.

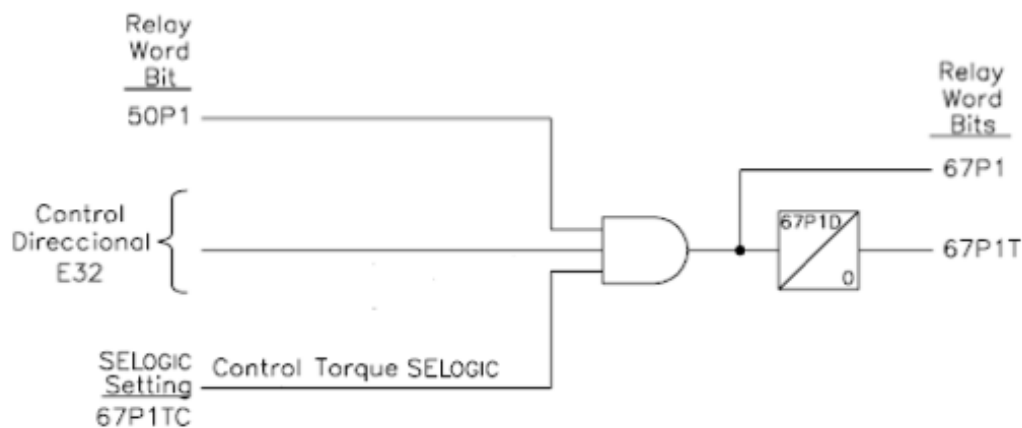


Fig. 9 Lógica de control direccional Niveles 1 al 4.

### Funciones de medición

Tensiones VA, VB, VC, VS, 3V0, V1, V2 VAB, VBC, VCA, VS, V1, V2	± 0.1 % (33.5-150 V conexión estrella) entradas de tensión 150 V ± 0.2 % (67.0-300 V conexión estrella) entradas de tensión 300 V ± 0.3 % (33.5-260 V conexión delta) entrada de tensión 150 V
Corrientes IA, IB, IC	±1 mA y ±0.1% (0.5–10 A) (5 A nominal)
Corrientes IN, I1, 3I0, 3I2	±0.05 A t ±3% (0.5–100 A) (5 A nominal) ±1 mA y ±5% (0.01–1.5 A) (canal de entrada IN)
Exactitud de ángulo de fase	±0.5°
MW / MVAR (A, B, C y trifásico; tensiones en estrella)	(MW / MVAR) a ángulo de carga para 0.5 A s ≤ corriente de fase < 1.0 A s

Nota: Las exactitudes están especificadas a 20 °C y a frecuencia nominal, a menos que se indique algo distinto.

### Especificaciones de funciones.

En la tabla 1 se detallan los rangos y exactitudes de medición de las correspondientes funciones de protección con las que cuenta el relevador SEL-351.

Elementos de sobrecorriente instantáneos / tiempo definido	0.25 – 100.00 A, pasos de 0.01 A 1.00–170.00 A, pasos de 0.01 A (elementos fase-fase) 0.005–1.500 A, pasos de 0.001 A (canal de entrada IN de 0.05 A nominal) ±5% del pickup
Elementos temporizados de sobrecorriente	0.50–16.00 A, pasos de 0.01 A 0.005–0.160 A, pasos de 0.001 A (canal de entrada IN de 0.05 A nominal) ±1.50 ciclos y ±4% del tiempo de curva, para corriente entre 2 y 30 veces el pickup
Elementos de baja y sobretensión	0.00–150.00 V, pasos de 0.01 V (varios elementos) {entradas de tensión 150 V } 0.00–300.00 V, pasos de 0.01 V (varios elementos) {entradas de tensión 300V } 0.00–260.00 V, pasos de 0.01 V (elementos fase-fase) {entradas de tensión 150 V } 0.00–520.00 V, pasos de 0.01 V (elementos fase-fase) {entradas de tensión 300 V } ±5% del pickup
Elementos de baja y sobrefrecuencia	40.10–65.00 Hz, pasos de 0.01 Hz ±0.01 Hz

Tabla 1. Especificaciones de las Funciones de Protección.

### Ecuaciones de las curvas de los elementos de tiempo de sobrecorriente.

Las ecuaciones y su correspondiente curva característica tanto U.S. como I.E.C. de los elementos de tiempo inverso y extremadamente inverso utilizadas en los ajustes del relevador se muestran en las figuras 10, 11, 12 y 13 respectivamente, éstas pertenecen a los elementos de sobrecorriente de tiempo de fase, secuencia negativa y residual, donde,

$t_p$  = tiempo de operación [s]

$t_r$  = emulación del tiempo de reposición tipo disco de inducción electromecánico [s]

TD = ajuste de dial de tiempo

$M$  = corriente aplicada en múltiplos del pickup  $\begin{cases} M > 1 \text{ para tiempo de operación } (t_p) \\ M \leq 1 \text{ para tiempo de reposición } (t_r) \end{cases}$

### Curva U.S.

Curva U2. Inversa

$$t_p = TD \left[ 0.180 + \frac{5.95}{M^2 - 1} \right]$$

$$t_r = TD \left[ \frac{5.95}{1 - M^2} \right]$$

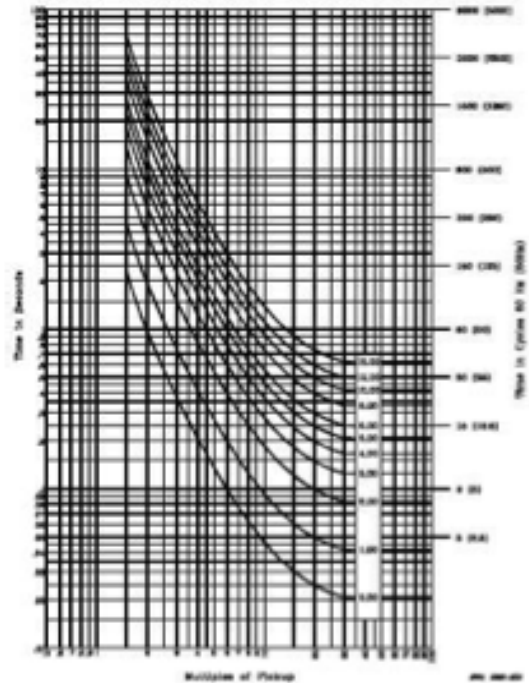


Fig. 10. Curva U2.

Curva U3. Muy Inversa

$$t_p = TD \left[ 0.0963 + \frac{3.88}{M^2 - 1} \right]$$

$$t_r = TD \left[ \frac{3.88}{1 - M^2} \right]$$

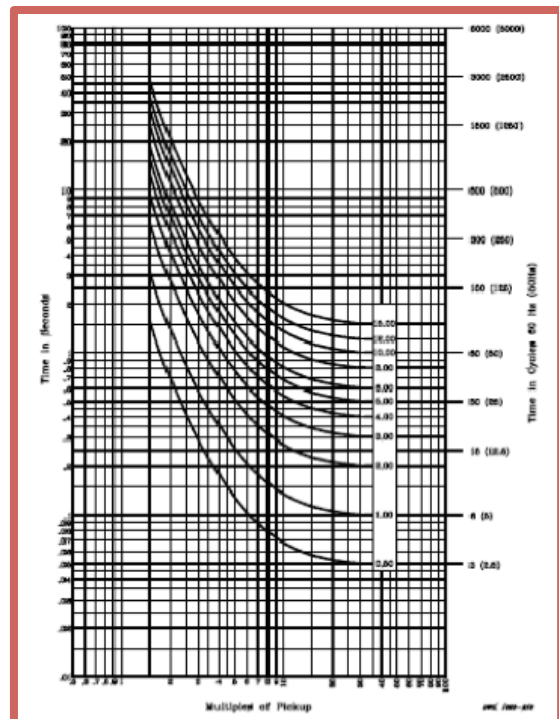


Fig. 11. Curva U3.



### Curva I.E.C.

Curva C1. Clase A (Estándar Inversa)

$$t_p = TD \left[ \frac{0.14}{M^{0.02} - 1} \right]$$

$$t_r = TD \left[ \frac{13.5}{1 - M^2} \right]$$

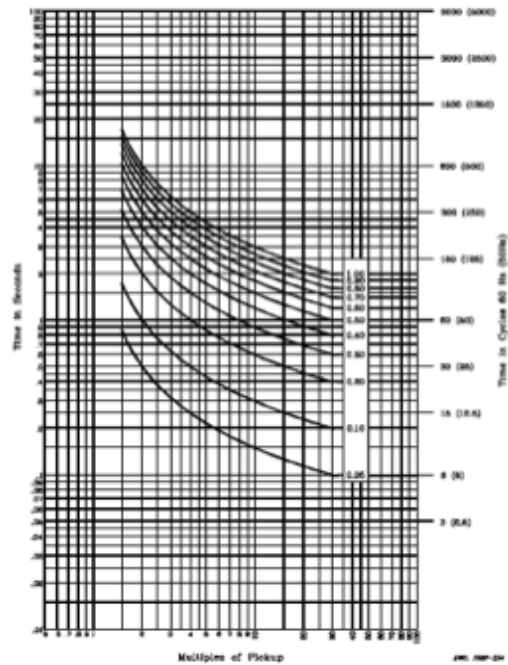


Fig. 12. Curva

Curva C2. Clase B (Muy Inversa)

$$t_p = TD \left[ \frac{13.5}{M - 1} \right]$$

$$t_r = TD \left[ \frac{47.3}{1 - M^2} \right]$$

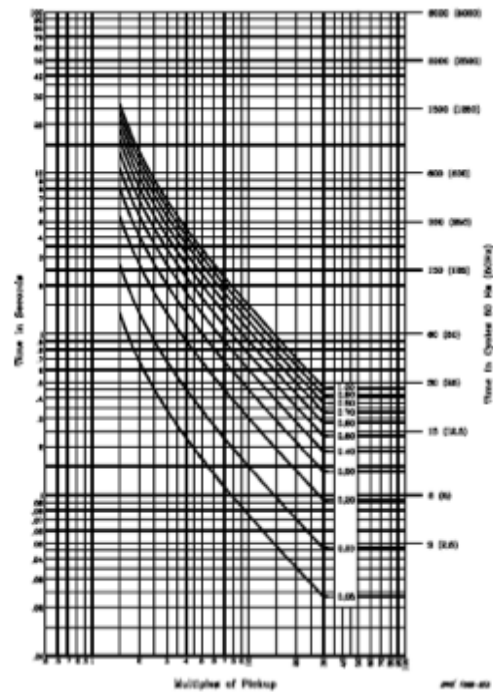


Fig. 13. Curva



### 3.2.4 Ajustes del relevador de Protección SEL-351.

Group 1

Group Settings:

```
RID    =SEL 351 PR LT 73520 ANG-MAP      TID    =PR  LT 73520 ANG - MAP
CTR    = 120          CTRN    = 120
PTR    = 1000.00     PTRS    = 1000.00   VNOM   = 69.00
Z1MAG  = 9.08        Z1ANG  = 74.05      Z0MAG  = 29.01      Z0ANG  = 72.03
LL     = 156.32
E50P   = N           E50N   = N           E50G   = 1           E50Q   = 1
E51P   = N           E51N   = N           E51G   = Y           E51Q   = Y
E32    = AUTO        ELOAD  = N           ESOTF  = N           EVOLT  = N
E25    = N           EFLOC  = Y           ELOP   = Y           ECOMM  = N
E81    = N           E79    = N           ESV    = 16          EDEM   = THM
EPWR   = N           ESSI   = N
```

```
50G1P  = 60
67G1D  = 10.00
50Q1P  = 20.00
67Q1D  = 10.00
51GP   = 1.00        51GC   = U3          51GTD  = 1.14        51GRS  = N
51QP   = 6.60        51QC   = U3          51QTD  = 1.50        51QRS  = N
DIR1   = F           DIR2   = F           DIR3   = F           DIR4   = F
ORDER  = QVI        50P32P= 0.75        Z2F    = 1.32        Z2R    = 1.52
50QFP  = 0.50        50QRP  = 0.25        a2     = 0.10        k2     = 0.20
50GFP  = 0.50        50GRP  = 0.25        a0     = 0.10
Z0F    = 4.12        Z0R    = 4.32
DMTC   = 5
PDEMP  = 5.00        NDEMP  = 1.50        GDEMP  = 1.50        QDEMP  = 1.50
TDURD  = 4.00        CFD    = 8.00        3POD  = 1.50        50LP   = 0.25
```

SELogic group 1

SELogic Control Equations:

```
TR     =51GT + 67G1T + 51QT + 67Q1T
TRCOMM=0
TRSOTF=0
DTT    =0
ULTR   =!(50L + 50G1 + 50Q1)
PT1    =0
LOG1   =0
PT2    =0
LOG2   =0
BT     =0
52A    =IN101
CL     =CC
ULCL   =TRIP
79RI   =0
79RIS  =0
79DTL  =0
79DLS  =0
79SKP  =0
79STL  =0
```

79BRS =0  
79SEQ =0  
79CLS =0  
67G1TC=32GF  
51GTC =32GF  
51QTC =32QF

OUT101=TRIP  
OUT102=TRIP  
OUT103=TRIP  
OUT104=0  
OUT105=0  
OUT106=0  
OUT107=0

Global Settings:

PTCONN= WYE	VSCONN= VS	TGR = 0.00	
NFREQ = 60	PHROT = ABC	DATE_F= MDY	
FP_TO = 15	SCROLLD= 2	FPNGD = IN	
LER = 15	PRE = 4	DCLOP = OFF	DCHIP = OFF
IN101D= 0.50	IN102D= 0.50	IN103D= 0.50	IN104D= 0.50
IN105D= 0.50	IN106D= 0.50		
IN201D= 0.50	IN202D= 0.50	IN203D= 0.50	IN204D= 0.50
IN205D= 0.50	IN206D= 0.50	IN207D= 0.50	IN208D= 0.50
EBMON = Y	COSP1 = 10000	COSP2 = 150	COSP3 = 12
KASP1 = 1.20	KASP2 = 8.00	KASP3 = 20.00	

### **3.3 Para el esquema de Medicion.**

Se requiere tener señales de corrientes secundarias, provenientes de los TC de campo ubicados a la salida de la LD.

Se requiere tener señales de Voltajes provenientes de voltajes de referencia del sistema medidos en los TP's de Bus 1 de 115 kV.

Se tendrá un Medidor Primario a través de un Multimedidor digital de calidad de energía marca ION modelo 8600.

Se contara con un Medidor de Respaldo a través de un Multimedidor digital de la marca ACM modelo 3720.

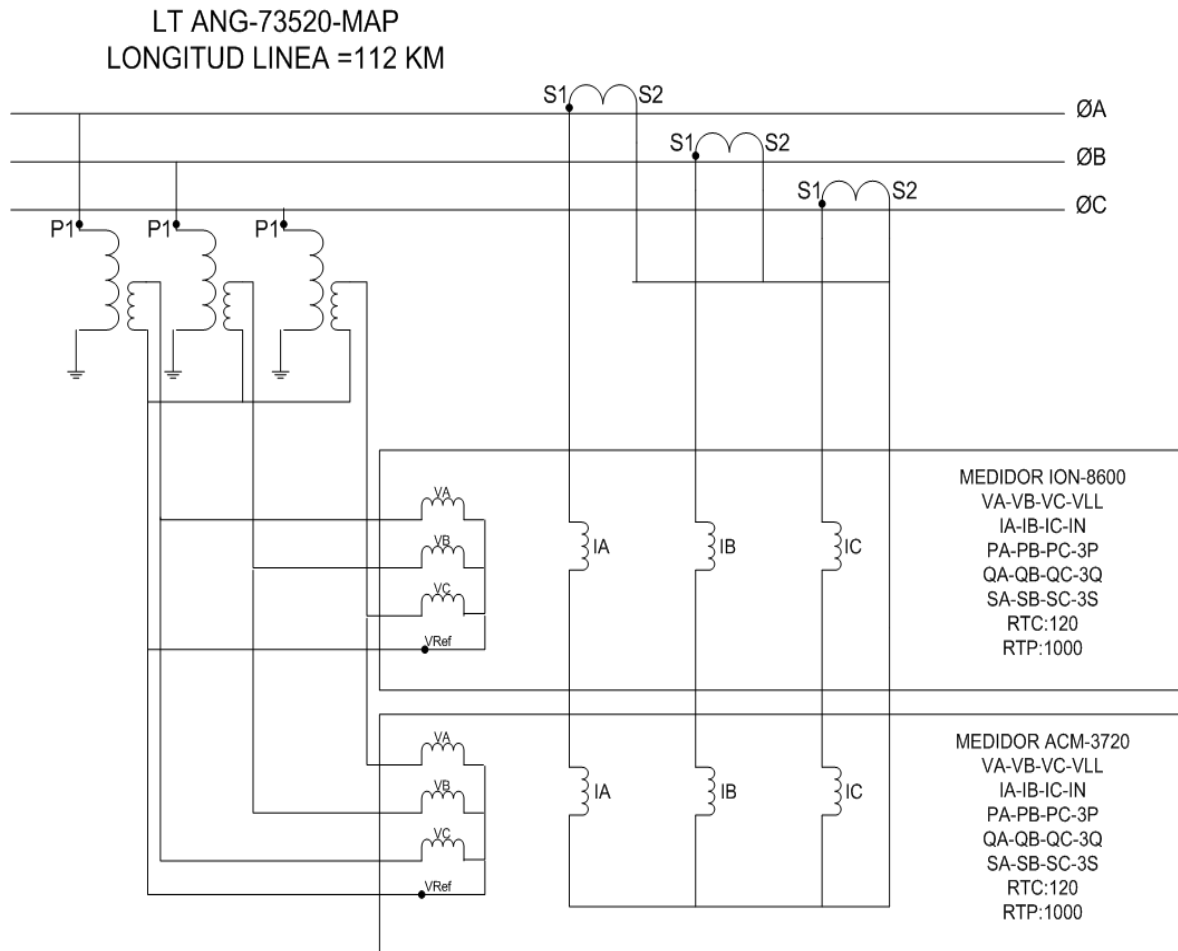


Fig. 14. Esquema de medición de línea primaria y de respaldo de la LT ANG-73520-MAP.

### 3.3.1 Características del medidor ION.

El avanzado medidor de energía y consumo eléctrico PowerLogic™ ION8600 ofrece funciones de registro exhaustivas, mediciones de calidad de energía avanzadas, comunicaciones multiprotocolo y multipuerto, incluida la compatibilidad con IIRIG-B, y capacidades opcionales de entradas/salidas (E/S) incorporadas y remotas.

## Especificaciones del ION.

### Ambientales

Nivel de contaminación	2
Altitud	Menos de 3000 m sobre el nivel del mar
Rango de funcionamiento	De -40 a 85 °C (ambiente en el interior). La temperatura ambiente máxima es de -40 a 70 °C.
Temperatura de funcionamiento de la pantalla	De -20 a 60 °C
Humedad	De 5% a 95% de humedad relativa (sin condensación)

### Entradas de mediciones

<b>Entradas de mediciones de tensión</b>	Entradas	Forma 9S: Va, Vb, Vc, Vref	Forma 29S y 36S: Va, Vc, Vref	Forma 35S: Vab, Vcb, Vref	
	Sección de cable recomendada	De 2,01 a 3,31 mm <sup>2</sup> (14 a 12 AWG)			
	Tensión nominal	Forma 9S, 29S y 36S: de 57 a 277 V L-N rms (-20%, +25%) Forma 35S: de 100 a 480 V L-L rms (-20%, +25%)			
	Tensión máxima: medidores con alimentación auxiliar	Forma 9S, 29S y 36S: 347 V L-N rms, 600 V L-L rms Forma 35S: 600 V L-L rms			
	Rigidez dieléctrica	2500 V rms, 60 Hz durante 1 minuto			
	Tensión de impulsos nominal	6 kV			
	Categoría de medición/instalación	CAT III			
	Rango de frecuencia fundamental de funcionamiento	42-69 Hz			
	Impedancia de entrada	5 M $\Omega$ /fase (de fase a Vref)			
	Fusible (aportado por el cliente)	2 A de acción retardada (consulte los diagramas de cableado)			
<b>Entradas de mediciones de intensidad</b>	Entradas	Forma 9S, 29S y 36S: Ia, Ib, Ic		Forma 35S: Ia, Ic	
	Sección de cable recomendada	De 2,01 a 3,31 mm <sup>2</sup> (14 a 12 AWG)			
	Intensidad de arranque: clase 2/10/20	0,001 A rms			
	Carga máxima admisible	Hasta 24 A rms			
	Valores nominales de las entradas	ANSI C12.20: clases de intensidad combinadas 2, 10 y 20 IEC 62053-22: combinación 1 A y 5 A nominal, Imáx. = 20 A rms			
	Sobrecarga	500 A rms durante 1 s			
	Prueba de tipo de rigidez dieléctrica	2500 V rms, 60 Hz durante 1 minuto			
	Tensión máxima	600 V rms			
	Tensión de impulsos nominal	6 kV			
	Categoría de medición/instalación	CAT III			
	Carga: clase 2/10/20	0,05 VA por fase a 5 A			
	<b>Tierra</b>	Utilice cable de 2,08 mm <sup>2</sup> (14 AWG).			

### Comunicaciones

RS-232/RS-485	Cable DB9 (cable de conexiones) o conector DB9 (panel de conexiones)
RS-485	Cable de par trenzado blindado (cable de conexiones) o conector de conexión por resorte de muelle (panel de conexiones)
Módem	Módem universal de 56k Cable de teléfono RJ11 que cumpla la sección 68 de la normativa de la FCC (cable de conexiones) o toma de teléfono RJ11 (panel de conexiones)
Puerto óptico por infrarrojos	Puerto óptico ANSI Tipo II
RS-485	Cable de par trenzado blindado (cable de conexiones) o conector de conexión por resorte de muelle (panel de conexiones)
Ethernet	Cable de par trenzado sin blindar 10BASE-T de categoría 3 (mín.) Cable Ethernet RJ45 (cable de conexiones) o toma Ethernet RJ45 (panel de conexiones)
IRIG-B	Tensión nom. = 5 VCC +/- 10%. Tensión máx. = 8 VCC Cable de par trenzado blindado (cable de conexiones) de 0,33 mm <sup>2</sup> (22 AWG) o conector de conexión por resorte de muelle (panel de conexiones)

En las figuras 15 y 16 describen los diagramas convenciones de cableado habituales correspondientes a los tipos de servicio eléctrico que admiten los diferentes factores de forma del medidor ION8600.

**Forma 9S (de 3 elementos).**

Establezca el valor de Volts Mode en el medidor como 9S – 4 Wire Wye/Delta (Estrella/triángulo de 4 hilos de 9S). El límite de medición de tensión se encuentra entre 57 y 277 VLN.

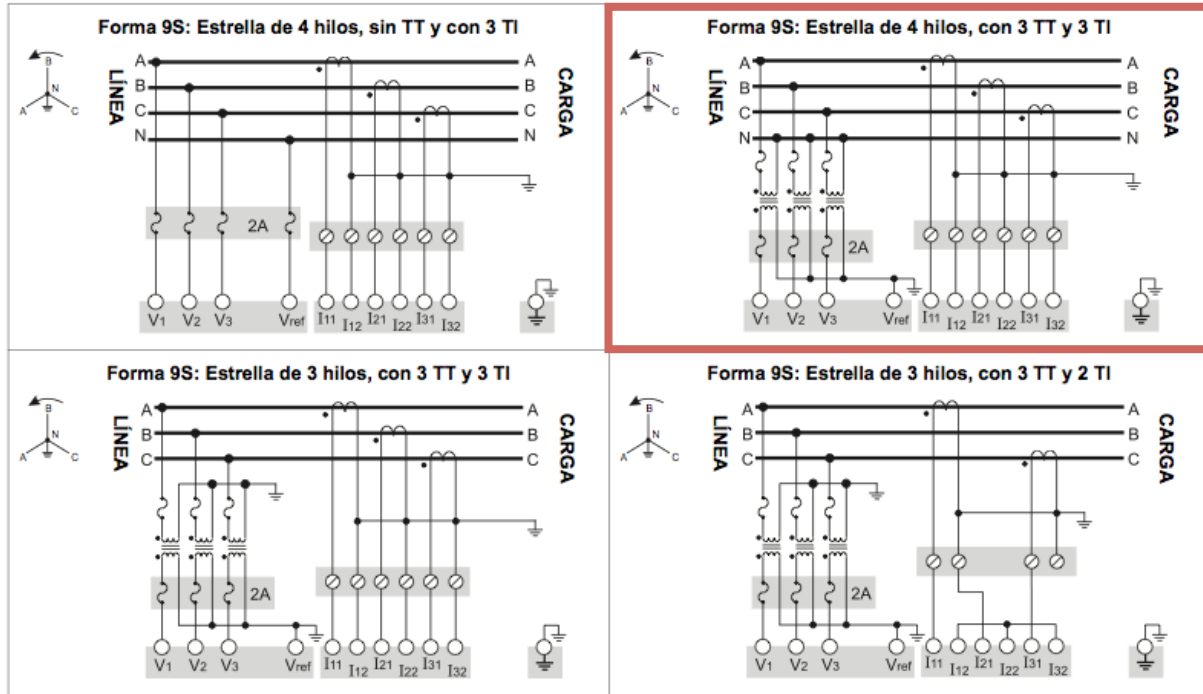


Figura 15. Formas 9S de 3 elementos.

**Uso de los diagramas fasoriales para verificar el cableado.**

El diagrama fasorial se visualiza en el panel frontal del ION8650 o mediante ION Setup. El visor de fasor de ION Setup sirve para verificar el cableado del medidor. Consulte la ayuda en línea de ION Setup para obtener detalles.

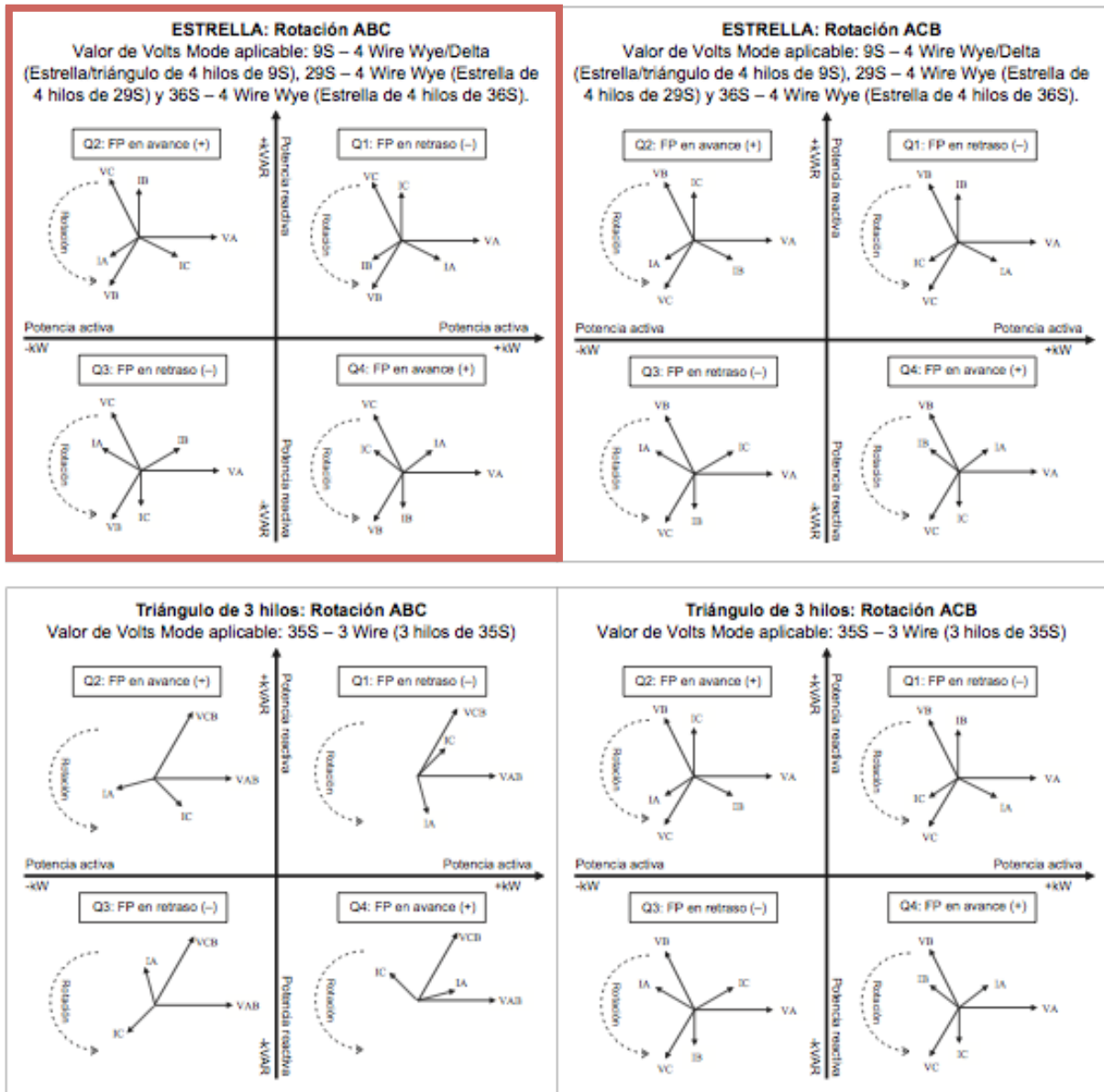


Figura 16. Diagramas fasoriales.

### 3.3.2 Características del medidor ACM.

El medidor modelo ACM 3720 proporciona alta precisión RMS, mediciones de lecturas de voltaje, corriente, potencia y energía, así como mínimos, máximos, y los parámetros de estado. Todos los parámetros son fácilmente accesibles a través de la pantalla del panel frontal a través del puerto de comunicaciones. Lecturas de tensión, corriente, potencia y energía son sensibles a más allá de la armónica 50a . Cuatro cuadrantes bidireccionales de lecturas medida (importación/exportación) el flujo de energía, útil en cualquier aplicación de la cogeneración.

En la figura 17 se ilustran todas las conexiones requeridas de tensión y de corriente para diferentes configuraciones de circuito para asegurar una instalación correcta. La eliminación gradual y la polaridad de las entradas de corriente y voltaje AC y su relación es fundamental para el correcto funcionamiento de la unidad.

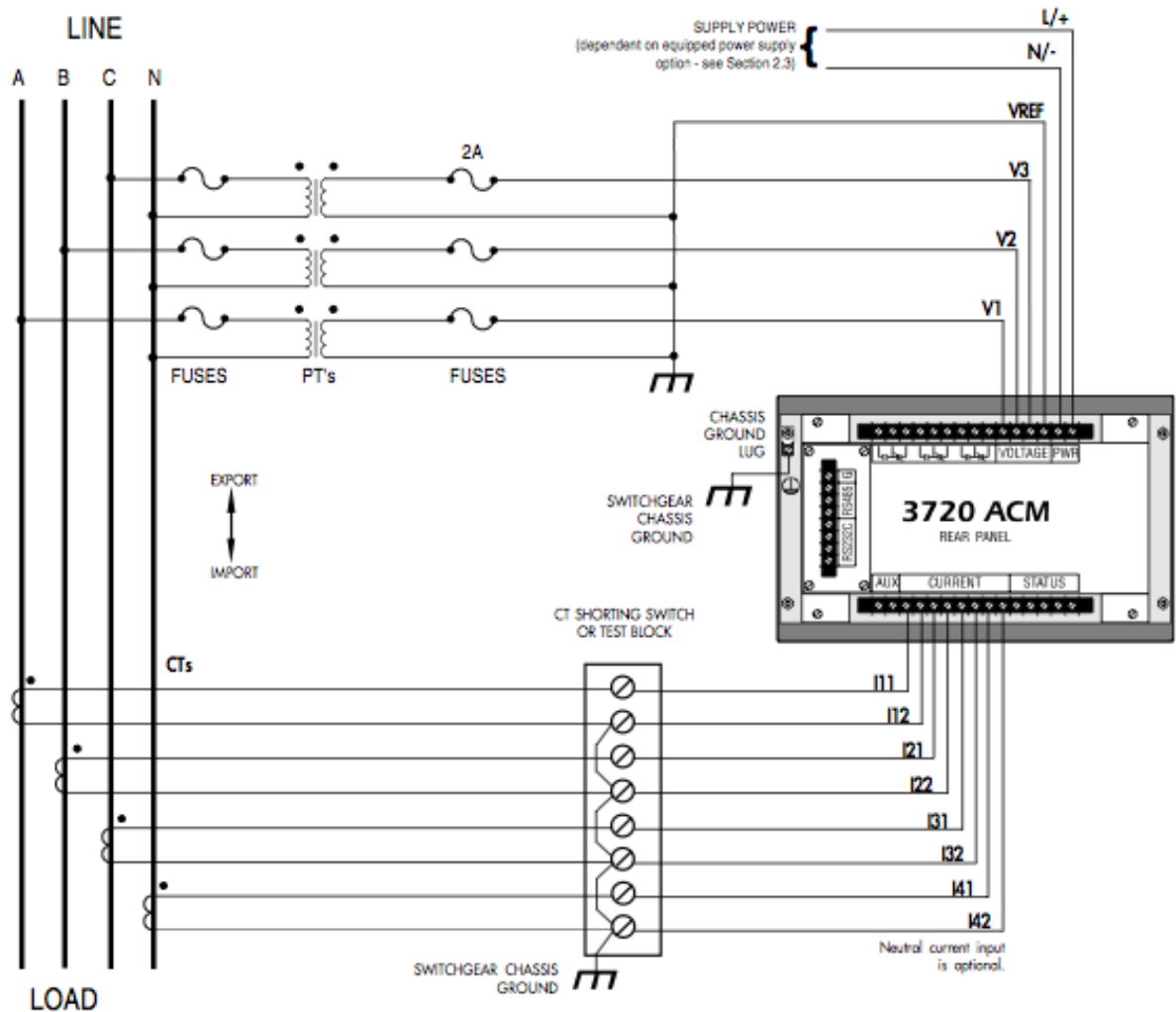
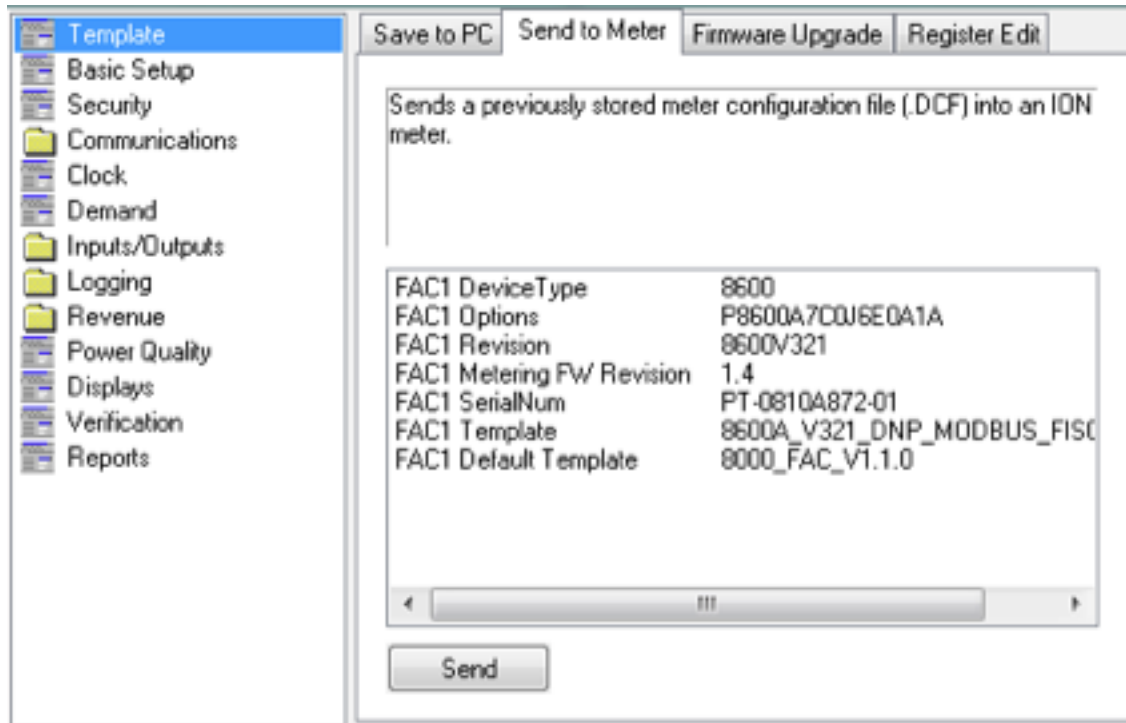
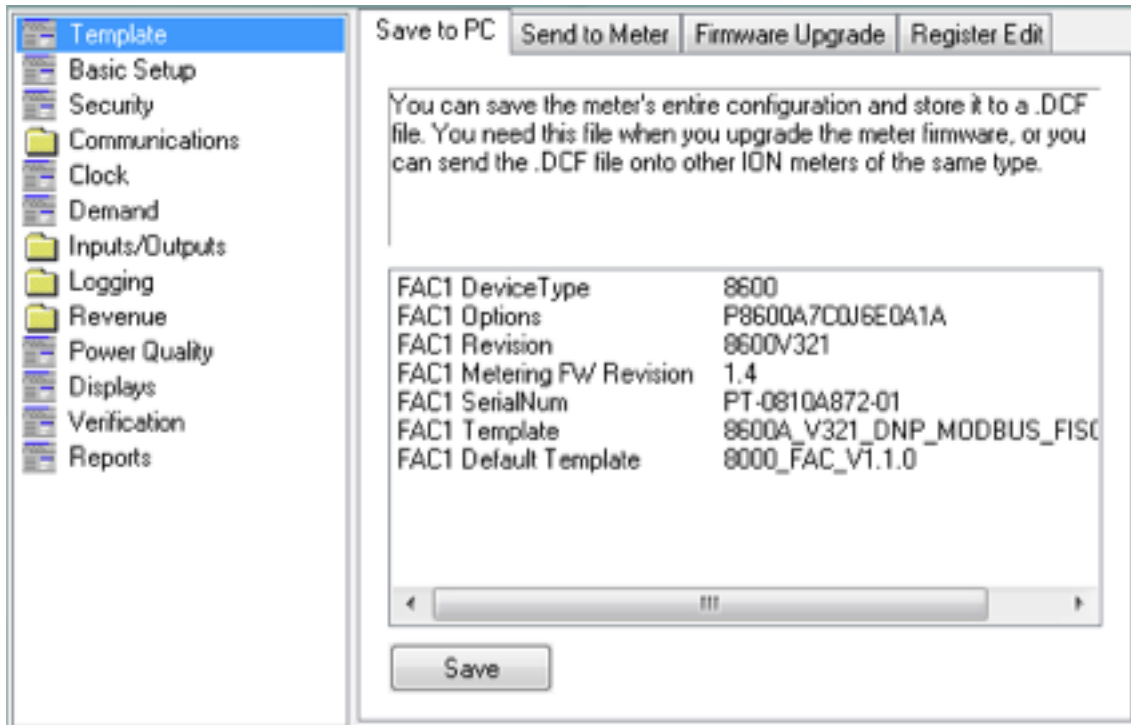


Fig. 17. Cuatro cables: 3 elementos conectados usando 3 PTs.

### 3.3.3 Ajustes del medidor ION.





PT/CT Ratios Nameplate Info Rollover

Allows you to program PT and CT ratios.

PM1 Volts Mode	9S - 4 Wire Wye/Delta
PM1 PT Prim	115000
PM1 PT Sec	115
PM1 CT Prim	600
PM1 CT Sec	5
PM1 I4 CT Prim	600
PM1 I4 CT Sec	5
Scale Rev Param	ON

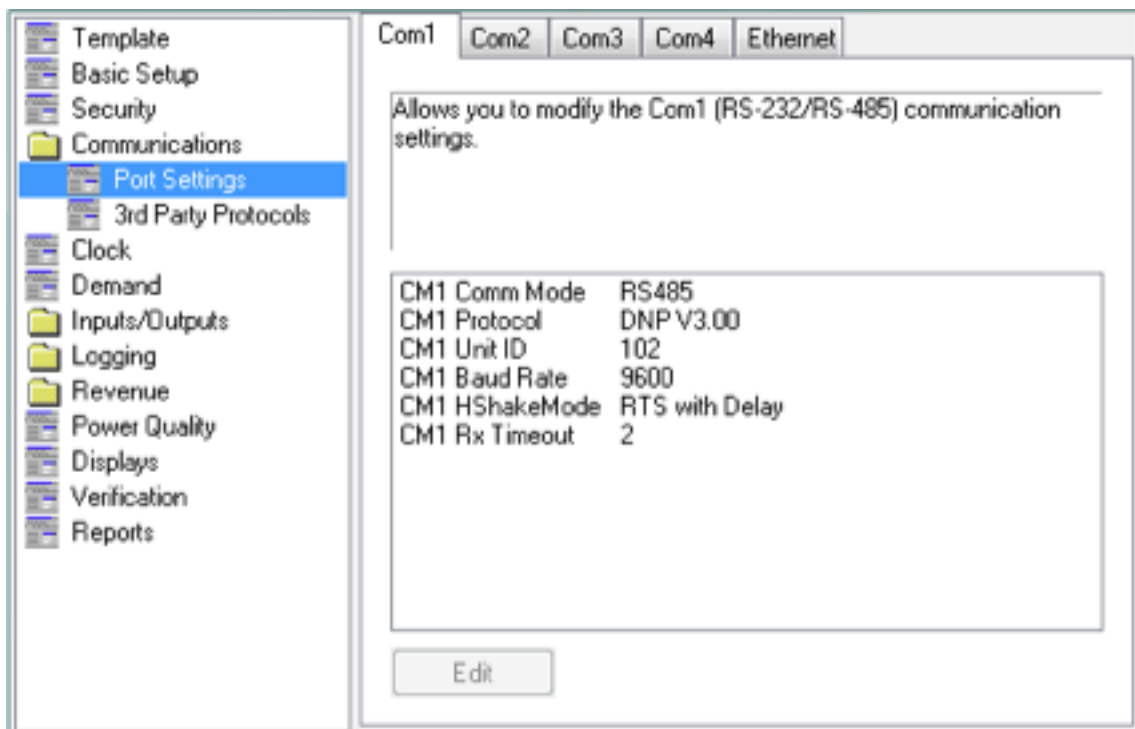
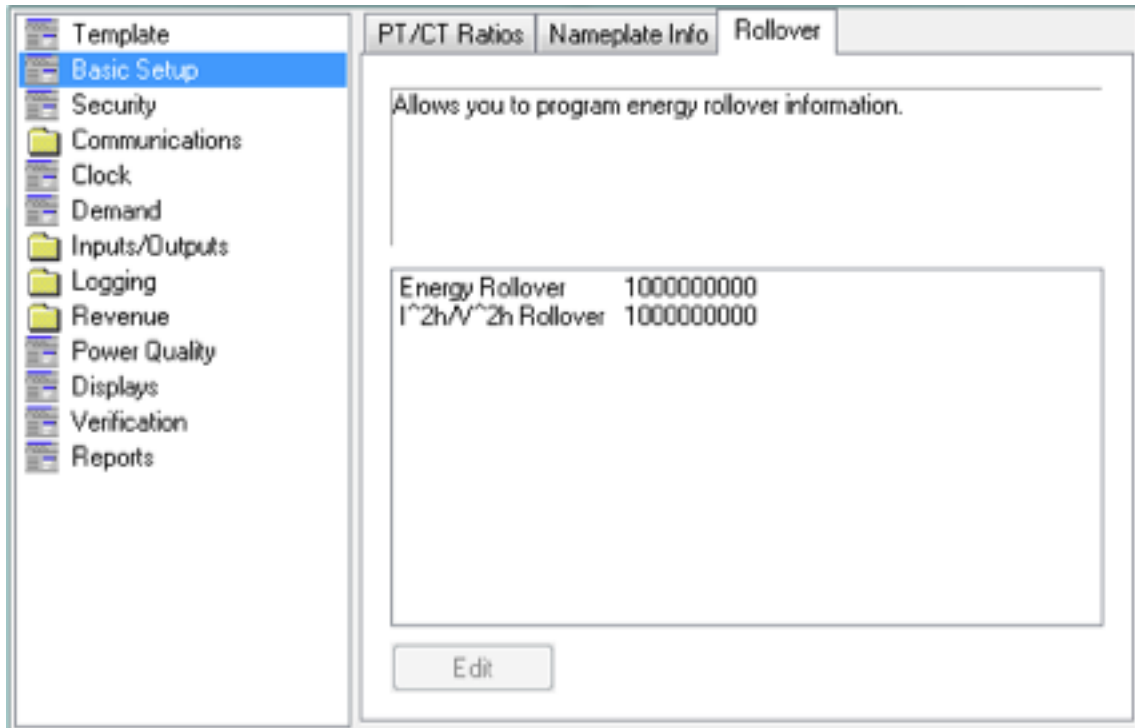
Edit

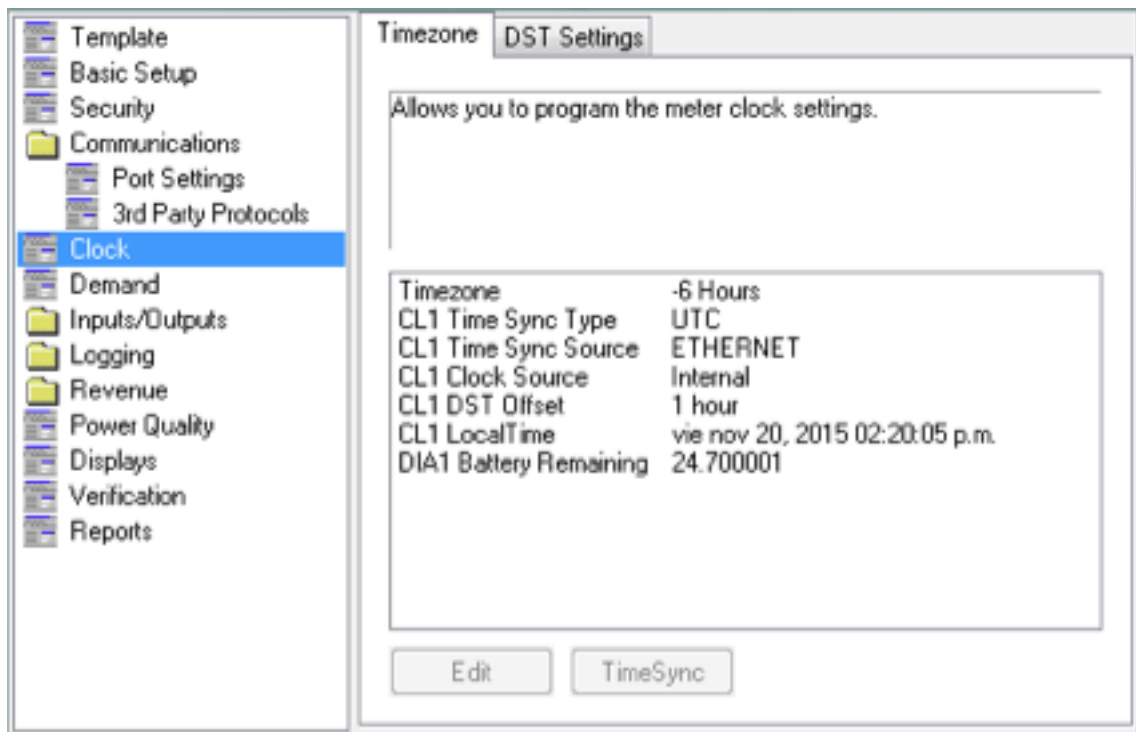
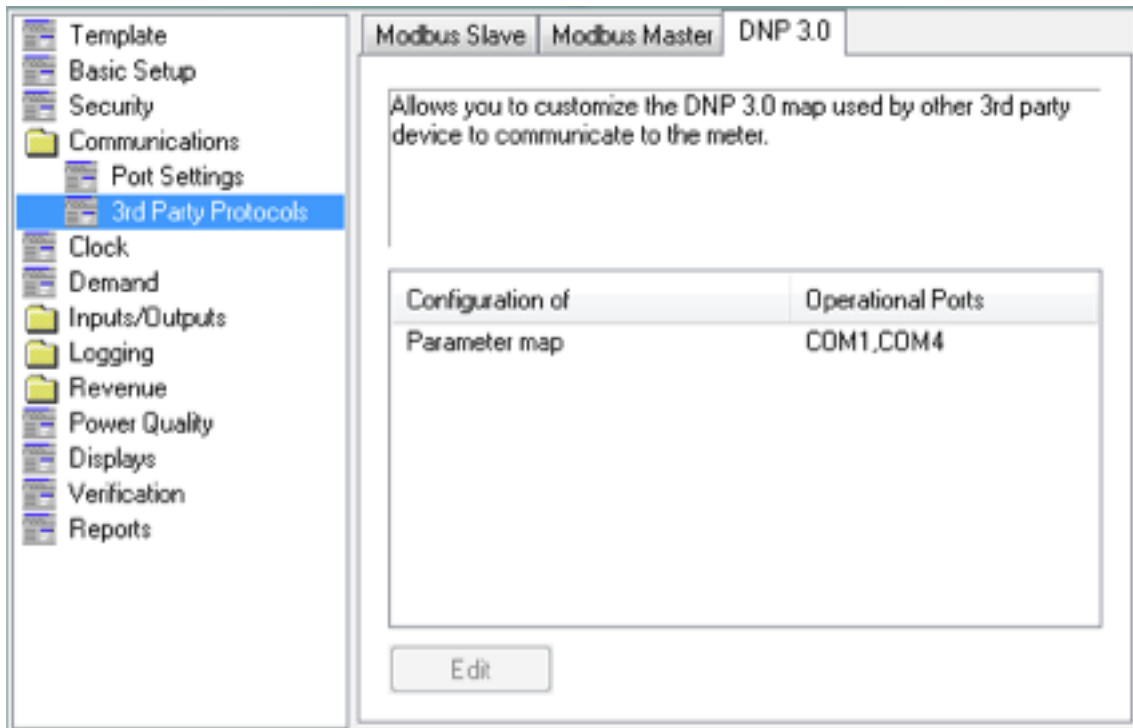
PT/CT Ratios Nameplate Info Rollover

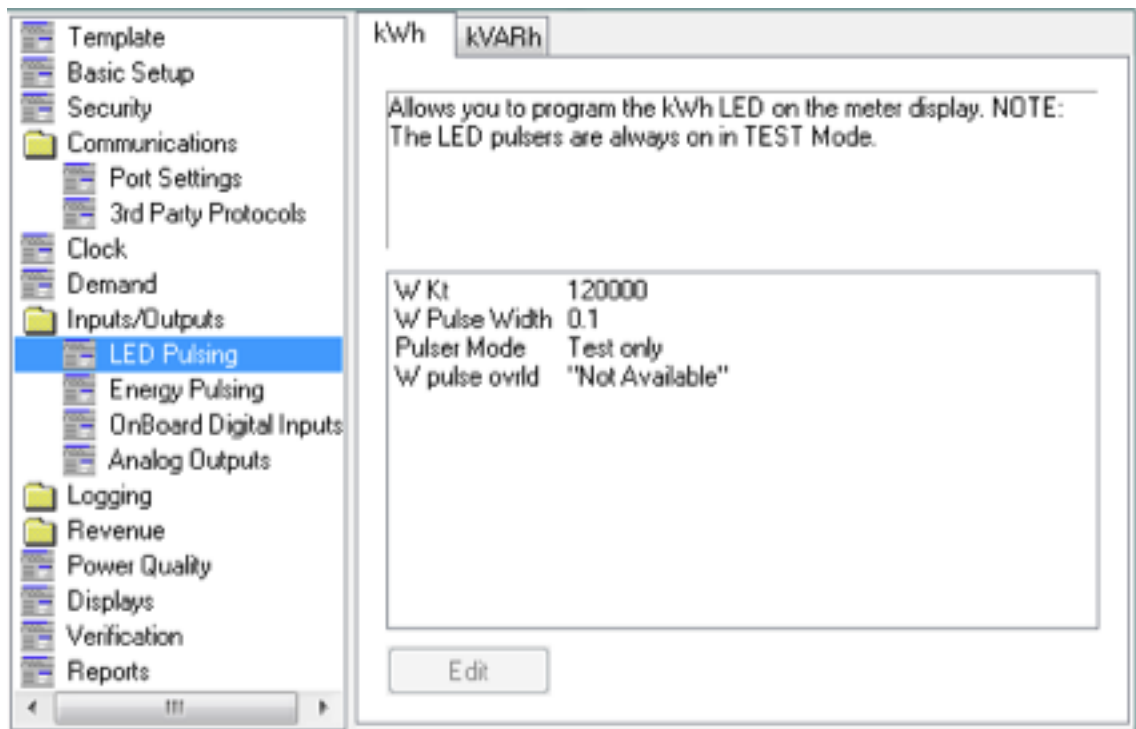
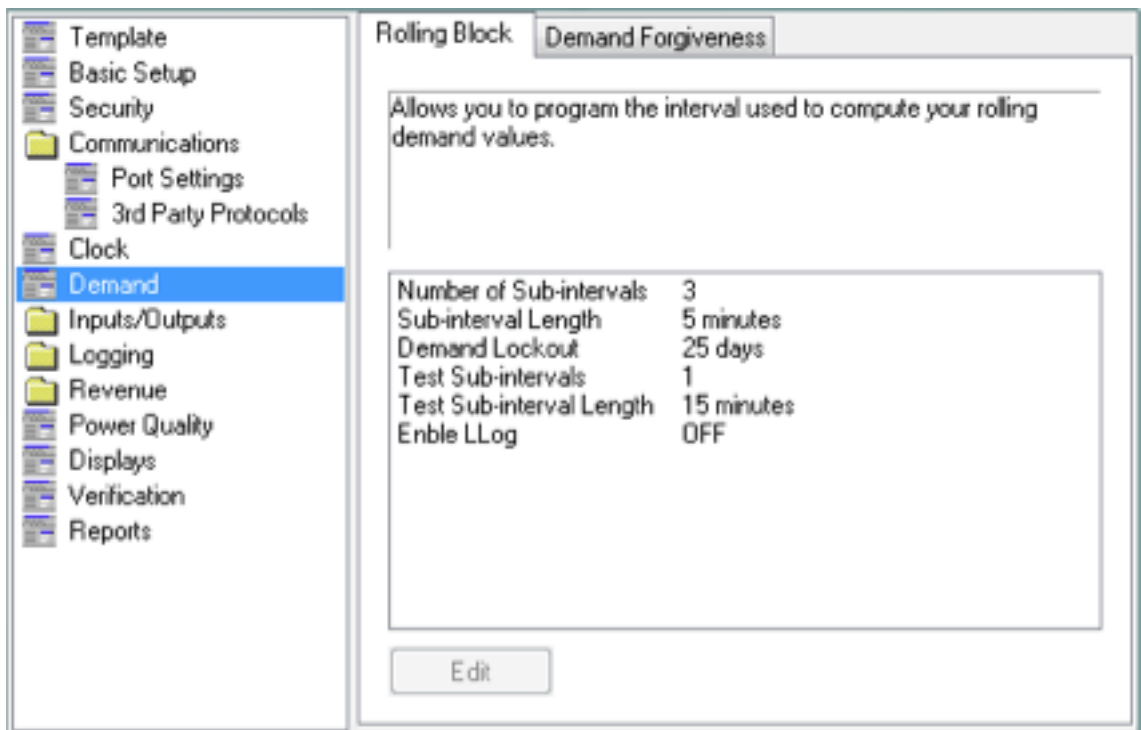
Allows you to program meter nameplate information.

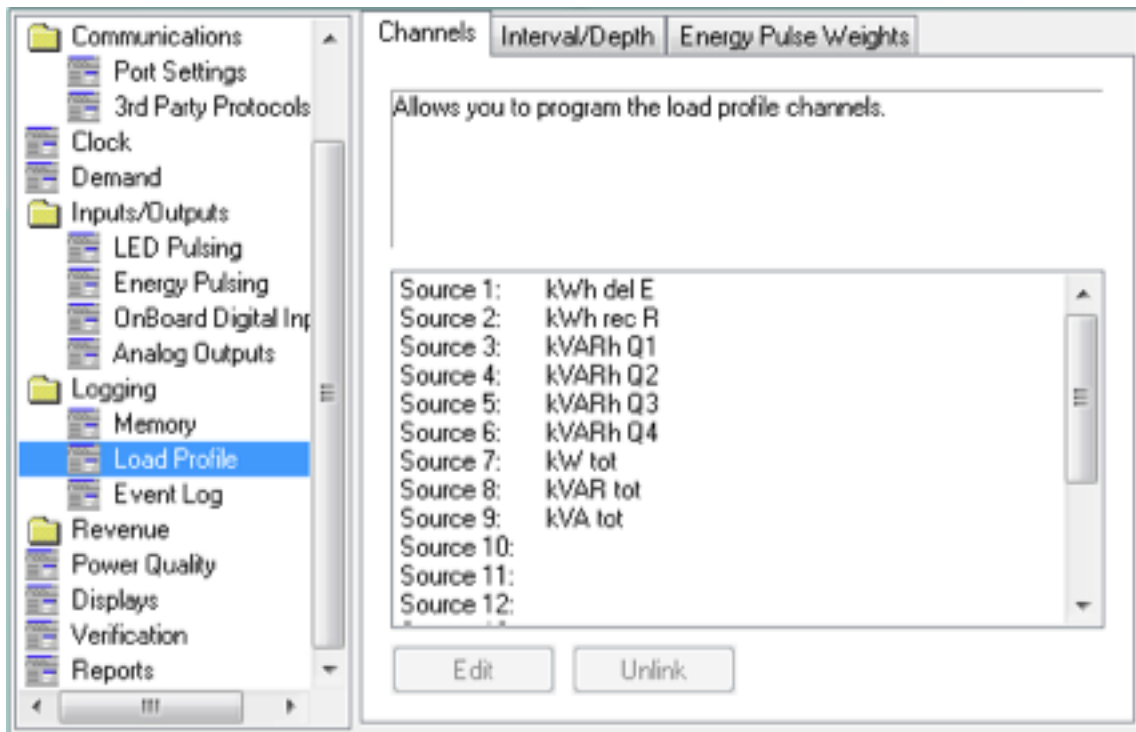
FAC1 DeviceType	8600
FAC1 Options	P8600A7C0J6E0A1A
FAC1 Revision	8600V321
FAC1 Metering FW Revision	1.4
FAC1 SerialNum	PT-0810A872-01
FAC1 Template	8600A_V321_DNP_MODBUS_FISC
FAC1 Options	P8600A7C0J6E0A1A
FAC1 Owner	CFE
FAC1 Tag1	LT-73520
FAC1 Tag2	

Edit









### 3.4 Para el esquema de Control.

Se requiere tener señales digitales de los equipos de control de la bahía de LD. Estos serán recibidos en los MES "Módulos de entradas y salidas", ubicados en el campo de Bahía de LD.

Se requiere contar con 2 módulos de Procesamiento de señales que son de la marca SEL modelo 2100, ubicados en la caseta de control. Dentro del tablero simplex de la Bahía.

Se requiere contar con un medio de enlace a través de fibra óptica que conecte los módulos de campo con los módulos dentro de la caseta de control en el tablero simplex.

#### 3.4.1 Características del relevador SEL-2100.

El Procesador Lógico SEL-2100 recupera información de sistemas y estados de dispositivos remotos usando comunicación MIRRORED BITS®, combina esta información con contactos locales mediante ecuaciones de control SELOGIC® y emite comandos a través de la comunicación MIRRORED BITS y de las salidas locales. A través de SEL-2100 se pueden implementar avanzados esquemas de protección y control, como los descritos a continuación.

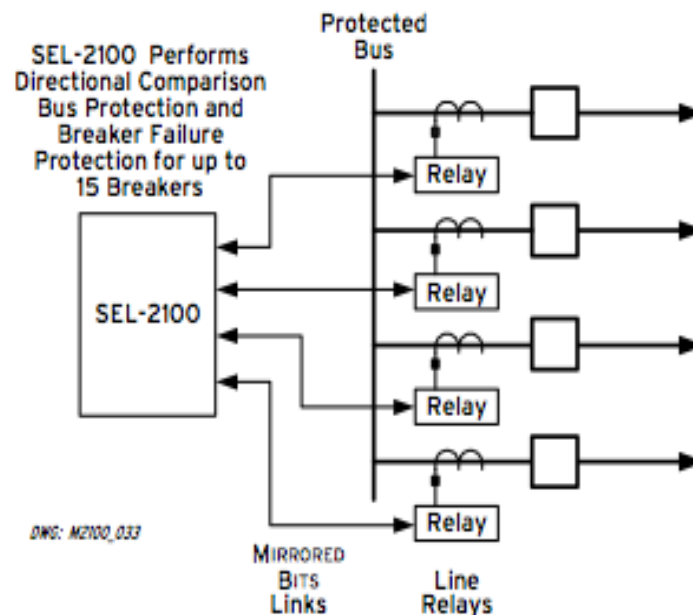


Fig. 18 Protección de barras y fallas de interruptor.

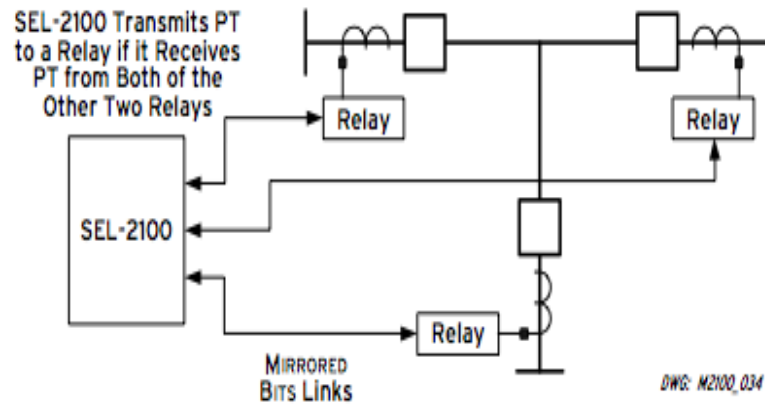


Fig. 19 Protección de línea multiterminal.

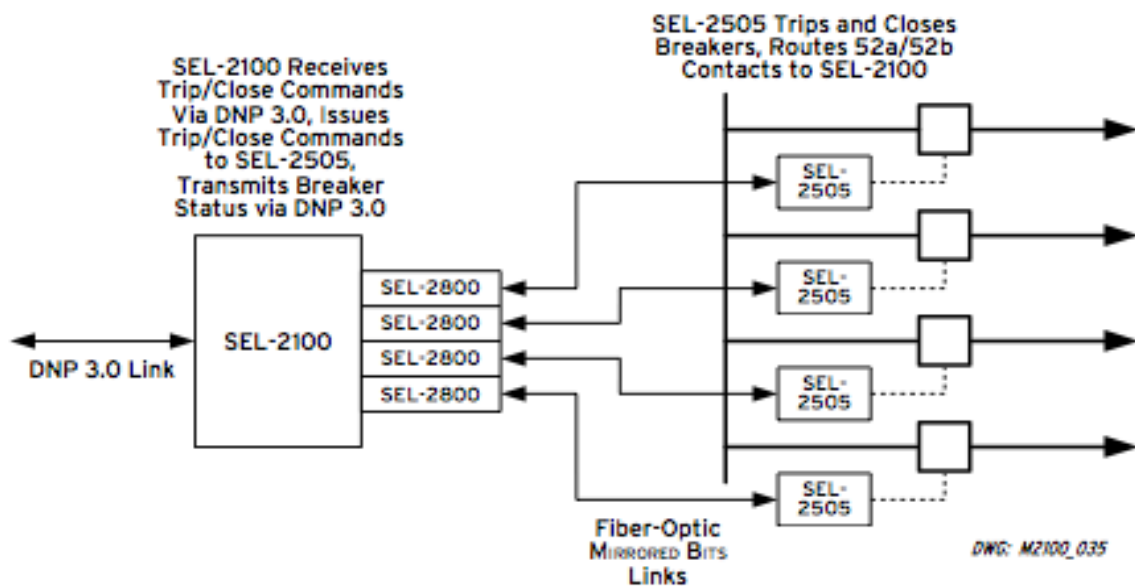


Fig. 20 Control centralizado de interruptores con interfaz de fibra óptica hacia los interruptores.

Para implementar las soluciones mostradas arriba, el SEL-2100 intercambia información con relés de protección y otros dispositivos compatibles que posean MIRRORED BITS y toma decisiones basadas en esa información.

Por ejemplo, en la Figura 18 el SEL-2100 recibe el estado de los elementos de sobrecorriente direccional o de los elementos de distancia de cada relé de línea. El SEL-2100 compara el estado de los elementos direccionales o de distancia para determinar si la barra protegida está fallada. El SEL-2100 entonces usa los MIRRORED BITS para transmitir comandos de disparo a cada relé de línea frente a falla en la Barra.

En la Figura 19, el SEL-2100 recibe señales de desenganche permisivo de los relés de línea de los tres terminales, usando MIRRORRED BITS. El SEL-2100 transmite una señal de disparo permisivo a un relé si a su vez recibe señal de desenganche permisivo desde los otros dos relés.

El SEL-2100 de la Figura 20 recibe comandos de disparo y cierre remoto vía DNP3.0 y distribuye estos comandos a los interruptores a través de los Módulos de entradas y salidas remotas SEL-2505 usando comunicación MIRRORRED BITS. Cada SEL-2505 informa el estado de su interruptor al SEL-2100, desde donde se envía al Sistema de Control vía DNP3.0.

### **Comunicaciones MIRRORRED BITS.**

En todas las aplicaciones mencionadas, el SEL-2100 se comunica con otros dispositivos a través de la comunicación MIRRORRED BITS y procesa la información usando las ecuaciones de control SELOGIC. Los dispositivos MIRRORRED BITS intercambian el estado de ocho puntos lógicos con velocidad, seguridad y confiabilidad adecuada para protección de sistemas de potencia, usando un simple canal de comunicaciones EIA-232.

### **3.4.2 Características del relevador SEL-2505.**

El SEL-2505 es un módulo para entradas y salidas remotas que dispone de ocho entradas para contactos y ocho contactos de salida. El estado de estas entradas y salidas es comunicado desde el SEL-2505 a un dispositivo receptor, mediante comunicación MIRRORRED BITS® realizada a través de un puerto de fibra óptica. Cada entrada controla uno de los ocho bits de transmisión disponibles, en tanto que cada uno de los ocho MIRRORRED BITS recibidos controla un contacto de salida Forma C. Use el estado transmitido de las entradas para el control y la señalización de un dispositivo remoto.

En la figura 21 se observan las siguientes características:

- Elimine el alambrado entre la casa de control y los interruptores o desconectadores motorizados.
- Reduzca la exposición del sistema de corriente continua a fallas a tierra.
- Agregue monitoreo de continuidad de las vías de apertura y cierre.
- Expandan la capacidad de entradas y salidas de sus relés mediante el protocolo de comunicación MIRRORRED BITS.



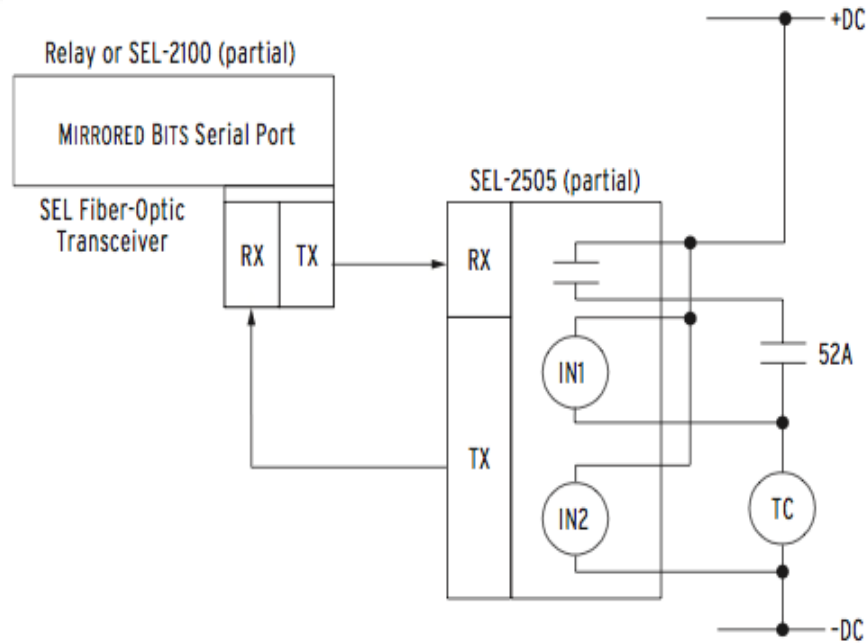


Fig. 21 Reducción de alambrado desde una casa de control a gabinetes exteriores.

### 3.4.3 Ajustes del relevador SEL-2100.

RID =2100/69 73520 SISTEMA 1 TID =S.E. ANGOSTURA 115 KV

SV1PU = 20	SV1DO = 0	SV2PU = 20	SV2DO = 0
SV3PU = 0	SV3DO = 300	SV4PU = 0	SV4DO = 300
SV5PU = 0	SV5DO = 5000	SV6PU = 40	SV6DO = 0
SV7PU = 0	SV7DO = 0	SV8PU = 0	SV8DO = 0
SV9PU = 0	SV9DO = 0	SV10PU = 0	SV10DO = 0
SV11PU = 40	SV11DO = 0	SV12PU = 40	SV12DO = 0
SV13PU = 0	SV13DO = 300	SV14PU = 0	SV14DO = 300
SV15PU = 0	SV15DO = 5000	SV16PU = 40	SV16DO = 0
SV17PU = 0	SV17DO = 0	SV18PU = 0	SV18DO = 0
SV19PU = 0	SV19DO = 0	SV20PU = 0	SV20DO = 0
SV21PU = 20	SV21DO = 0	SV22PU = 1200	SV22DO = 0
SV23PU = 0	SV23DO = 300	SV24PU = 0	SV24DO = 300
SV25PU = 0	SV25DO = 15000	SV26PU = 0	SV26DO = 0
SV27PU = 0	SV27DO = 0	SV28PU = 0	SV28DO = 0
SV29PU = 0	SV29DO = 0	SV30PU = 0	SV30DO = 0
SV31PU = 17	SV31DO = 0	SV32PU = 17	SV32DO = 0

SELogic group 1

```

SV1  =(LV7 + SV7) * R2P3 + (LV17 + SV17) * R2P6
SV2  =(LV8 + SV8) * R2P3 + (LV18 + SV18) * R2P6
SV3  =!SV5T * !R6P1 * (RB14 + R5P8)
SV4  =!R5P10 * (RB13 + R6P8)
SV5  =\R1P2 + \R2P2 + \R3P2
SV6  =IN105
    
```

**APLICACIÓN DEL PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN EN PLATAFORMA DIGITAL PARA SEÑALES DE ALARMAS, MANDOS Y SEÑALIZACIONES DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 115 KV's.**

```

SV7    =!R6P2 * R6P11 * ROK2
SV8    =R6P12 * !R6P2 * ROK2
SV9    =ROK2 * (!R1P2 + !R2P2 + !R3P2)
SV10   =R1P2 + R2P2 + R3P2
SV11   =IN115
SV12   =IN116
SV13   =(R2P10 + RB2) * !R7P10 * !SV15T
SV14   =(RB1 + R3P10) * !R7P10
SV15   =\R2P5 + \R1P5 + \R3P5
SV16   =IN104
SV17   =!R6P5 * R6P11 * ROK5
SV18   =!R6P5 * R6P12 * ROK5
SV19   =( !R1P5 + !R3P5 + !R2P5) * ROK5
SV20   =R1P5 + R2P5 + R3P5
SV21   =R4P10
SV22   =R6P10
SV23   =0
SV24   =0
SV25   =0
SV26   =0
SV27   =0
SV28   =0
SV29   =0
SV30   =0
SV31   =SV1 + SV11T + R1P11
SV32   =SV2 + SV12T + R2P11

LV1    =0
LV2    =R2P7 * R3P7 + R3P7 * R4P7 + R2P7 * R4P7
LV3    =!SV10T * SV9T
LV4    =!SV9T * SV10T
LV5    =0
LV6    =LV7 * (SV31T + SV6T + SV21T) + (SV32T + SV6T + SV21T) * LV8 +
R1P7
      + R1P3 + LV2 + T5P3 * !R5P3 * ROK3
LV7    =ROK2 * !R7P2 * !R4P2
LV8    =ROK2 * !R7P2 * !R5P2
LV9    =0
LV10   =0
LV11   =0
LV12   =R2P9 * R3P9 + R3P9 * R4P9 + R2P9 * R4P9
LV13   =SV19T * !SV20T
LV14   =SV20T * !SV19T
LV15   =0
LV16   =LV17 * (SV31T + T + SV22T) + LV18 * (SV32T + SV16T + SV22T)
      + T5P6 * !R5P6 * ROK6 + R1P9 + R1P6 + LV12
LV17   =ROK5 * !R4P5 * !R7P5
LV18   =!R5P5 * !R7P5 * ROK5
LV19   =0
LV20   =0
LV21   =R1P2 * !R2P2 * !R3P2 + !R1P2 * R2P2 * !R3P2 + !R1P2 * !R2P2 *
R3P2
LV22   =!R1P12 * R2P12 * R3P12 + R1P12 * !R2P12 * R3P12 + R1P12 * R2P12
      * !R3P12

```

**APLICACIÓN DEL PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN EN PLATAFORMA DIGITAL PARA SEÑALES DE ALARMAS, MANDOS Y SEÑALIZACIONES DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 115 KV's.**

LV23 =!R1P5 \* !R2P5 \* R3P5 + !R1P5 \* R2P5 \* !R3P5 + R1P5 \* !R2P5 \* !R3P5  
 LV24 =0  
 LV25 =0  
 LV26 =0  
 LV27 =LV7 + LV8  
 LV28 =SV7 + SV8  
 LV29 =LV17 + LV18  
 LV30 =SV18 + SV17  
 LV31 =R6P2 \* R6P5 \* R3P11  
 LV32 =0

OUT101=SV1T  
 OUT102=SV2T  
 OUT103=T1P3  
 OUT104=T2P3

T1P1 =SV4T \* !R4P1 + !R7P2 \* (R2P7 + LV6) \* !R4P1  
 T2P1 =!R7P2 \* (LV6 + R3P7) \* !R4P1 + SV4T \* !R4P1  
 T3P1 =!R7P2 \* (LV6 + R4P7) \* !R4P1 + SV4T \* !R4P1  
 T4P1 =(LV21 \* R3P3 + SV3T) \* !LV6  
 T5P1 =R4P2 \* R5P2 \* R7P2  
 T6P1 =R8P2 \* LV4  
 T7P1 =RB20 + /T7P1  
 T8P1 =RB19 + /T8P1

T1P2 =LV4 \* R5P2 + R8P11 \* !R5P2 \* LV3 \* ROK2 \* R5P9  
 T2P2 =RB16 + /T2P2  
 T3P2 =RB15 + /T3P2  
 T4P2 =LV4 \* R4P2 + R8P11 \* !R4P2 \* LV3 \* ROK2 \* R5P9  
 T5P2 =RB18 + /T5P2  
 T6P2 =RB17 + /T6P2  
 T7P2 =RB22 + /T7P2  
 T8P2 =RB21 + /T8P2

T1P3 =LV7 + SV7  
 T2P3 =SV8 + LV8  
 T3P3 =LV21 \* LV27 + LV22 \* LV28  
 T4P3 =LV27 \* (T4P1 + SV4T + R5P1) + R5P11 \* LV28  
 T5P3 =R2P7 + R3P7 + R4P7  
 T6P3 =T1P1 \* T2P1 \* T3P1 + LV28 \* R8P12 + (R4P1 + R3P1) \* LV27  
 T7P3 =RB23 \* R5P3 + RB24 \* !R5P3 + R4P10  
 T8P3 =R1P7 + LV2

T1P4 =!R7P5 \* !R4P4 \* (LV16 + R2P9) + SV14T \* !R4P4  
 T2P4 =SV14T \* !R4P4 + !R7P5 \* (LV16 + R3P9) \* !R4P4  
 T3P4 =!R7P5 \* (LV16 + R4P9) \* !R4P4 + SV14T \* !R4P4  
 T4P4 =(LV23 \* R3P6 + SV13T) \* !LV16  
 T5P4 =R4P5 \* R5P5 \* R7P5  
 T6P4 =R8P5 \* LV14  
 T7P4 =RB8 + /T7P4  
 T8P4 =RB7 + /T8P4

T1P5 =R5P5 \* LV14 + R8P11 \* !R5P5 \* R5P9 \* LV13 \* ROK5

T2P5 =RB4 + /T2P5  
 T3P5 =RB3 + /T3P5  
 T4P5 =R4P5 \* LV14 + R8P11 \* !R4P5 \* R5P9 \* LV13 \* ROK5  
 T5P5 =RB6 + /T5P5  
 T6P5 =RB5 + /T6P5  
 T7P5 =RB10 + /T7P5  
 T8P5 =RB9 + /T8P5

T1P6 =LV17 + SV17  
 T2P6 =LV18 + SV18  
 T3P6 =LV22 \* LV30 + LV23 \* LV29  
 T4P6 =(T4P4 + SV14T + R5P4) \* LV29 + LV30 \* R5P11  
 T5P6 =R2P9 + R3P9 + R4P9  
 T6P6 =T1P4 \* T2P4 \* T3P4 + LV30 \* R8P12 + (R3P4 + R4P4) \* LV29  
 T7P6 =RB11 \* R5P6 + RB12 \* !R5P6 + R5P10  
 T8P6 =SV31T \* SV17 + SV32T \* SV18 + LV16

T1P7 =!R1P2 \* !R7P2 \* ROK2  
 T2P7 =!R2P2 \* !R7P2 \* ROK2  
 T3P7 =ROK2 \* !R7P2 \* !R3P2  
 T4P7 =LV27 \* !R3P1 \* R5P3 + LV28 \* !R8P12 \* R5P3  
 T5P7 =SV3T \* LV27 + LV28 \* R5P11  
 T6P7 =LV28 \* R1P12  
 T7P7 =LV28 \* R2P12  
 T8P7 =LV28 \* R3P12

T1P8 =0  
 T2P8 =!R6P2  
 T3P8 =!LV6 \* ROK2 \* !R7P2  
 T4P8 =LV27 \* LV3 + LV28 \* !R6P9 \* ROK9  
 T5P8 =R5P3  
 T6P8 =0  
 T7P8 =LV4  
 T8P8 =LV3

T1P9 =R1P7  
 T2P9 =R2P7  
 T3P9 =R3P7  
 T4P9 =R4P7  
 T5P9 =R8P11  
 T6P9 =R3P11  
 T7P9 =0  
 T8P9 =0

T1P10 =RB32  
 T2P10 =R5P8  
 T3P10 =R6P8  
 T4P10 =R2P1  
 T5P10 =R8P2 \* LV31 \* R6P9 + !R6P2 \* ROK2 \* R6P9  
 T6P10 =0  
 T7P10 =R8P5 \* LV31 \* R6P9 + !R6P5 \* ROK5 \* R6P9  
 T8P10 =R4P10

T1P11 =SV1T

```

T2P11 =SV2T
T3P11 =(T8P3 + R1P3) * T7P11
T4P11 =R2P7 * T7P11
T5P11 =T7P11 * R3P7
T6P11 =T7P11 * R4P7
T7P11 =!R6P2 * ROK2
T8P11 =T7P11 * R3P3

T1P12 =0
T2P12 =0
T3P12 =(R1P9 + R1P6 + LV12) * T7P12
T4P12 =R2P9 * T7P12
T5P12 =R3P9 * T7P12
T6P12 =R4P9 * T7P12
T7P12 =!R6P5 * ROK5
T8P12 =R3P6 * T7P12
    
```

### 3.4.4 Características del relevador SEL 2032.

#### Procesador de comunicaciones.

El Procesador de comunicaciones SEL-2032 suministra muchas características necesarias en las subestaciones de hoy para comunicarse con una variedad de dispositivos. El SEL-2032 puede suministrar sofisticada comunicación y capacidad para manejo de datos requeridos para un avanzado proyecto de integración de subestación.

El procesador de comunicaciones SEL-2032 es un gran adelanto para comunicación de subestación, automatización, e integración. Este combina comunicaciones multipunto, base de datos, procesamiento, memoria no volátil, cronómetro, sincronización, alarma de monitoreo, dentro de un compacto, económico, de uso simple, y poderoso dispositivo.

El SEL-2032 puede enviar y recibir cadenas de mensajes y códigos en varios formatos diferentes, permitiendo comunicación con una variedad de dispositivos, incluyendo relés SEL, PCs, módems, RTUs, impresoras, IEDs, y otro SEL-2032. En la figura 22 se muestra una aplicación típica que incluye muchos de los tipos de proceso de comunicación. En la tabla 3, se describe la comunicación sobre cada tipo de enlace mostrado en la figura 21.

Tabla 3. Tipo de comunicaciones.

Origen	Destino	Descripción
IED	SEL-2032	Mensajes emulado por protocolo nativo de los IEDs
SEL IED	SEL-2032	Auto configuración, Mensajes SEL "20"
Módem	SEL-2032	Comandos de configuración SEL-2032, mensajes definidos por usuario
RTU ó Scada	SEL-2032	DNP 3.0 nivel 2 esclavo ó Modbus
Local HMI	SEL-2032	Red ethernet
Reloj GPS	SEL-2032	Sincronización de tiempo IRIG-B

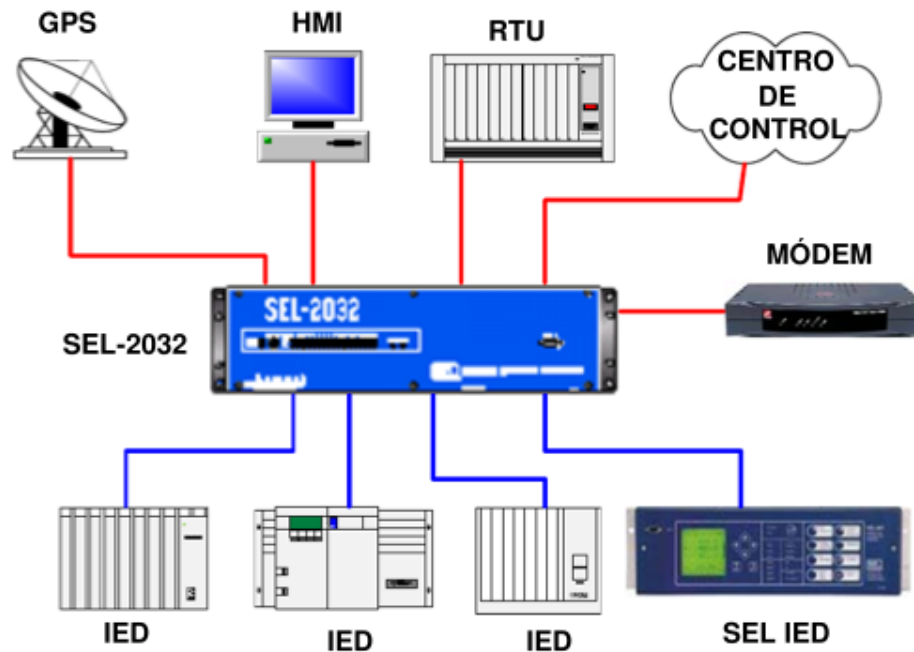


Fig. 22. Sistema integrado usando el procesador de comunicaciones SEL-2032

El SEL-2032 recibe una señal IRIG-B de un GPS y distribuye esta señal a los dispositivos conectados en sus puertos seriales. El SEL-2032 soporta entrada modulada y demodulada señal.

### 3.4.5 Configuración de puertos del SEL 2032 Sistema 1.

#### Port communications settings for Port 16

```

PORT:16
DEVICE = M
PROTOCOL= D
ADDRESS = 34
CLASS = 2
16BIT = 16
SO_TIMEOUT= 3.0
DL_CONFIRM= 0
MIN_DELAY= 0
MAX_DELAY= 0
SETTLE1 = 0.0
SETTLE2 = 0.0
REPORT_ON= 2.00
UNSOL_REP= N
CONFIRM_TO= 2000
DNP_PAIR= Y
CLS0_VIEW= Y
DNP_CMDNUM= 0
    
```

DNP\_SBONUM= 0  
DNP\_BRNUM= 0

DNP\_RBNUM= 8  
PORTID ="ENLACE DNP SICLE"  
BAUD = 9600

**Port communications settings for Port 7**

PORT:1  
DEVICE = S  
CONFIG = Y  
  
PORTID ="2100/269 73510-73520 SISTEMA 1"  
BAUD = 19200  
DATABIT = 8 STOPBIT = 1 PARITY = N  
RTS\_CTS = N XON\_XOFF= Y  
TIMEOUT = OFF

**Port communications settings for Port 8**

PORT:2  
DEVICE = S  
CONFIG = Y  
  
PORTID ="ANG-73520 PP-21-21N-79"  
BAUD = 19200  
DATABIT = 8 STOPBIT = 1 PARITY = N  
RTS\_CTS = N XON\_XOFF= Y  
TIMEOUT = OFF

### **3.4.6 Configuración de puertos del SEL 2032 Sistema 2.**

**Port communications settings for Port 16**

PORT:16  
DEVICE = M  
PROTOCOL= D  
ADDRESS = 34  
CLASS = 2  
16BIT = 16  
SO\_TIMEOUT= 3.0  
DL\_CONFIRM= 0  
MIN\_DELAY= 0  
MAX\_DELAY= 0  
SETTLE1 = 0.0  
SETTLE2 = 0.0  
REPORT\_ON= 2.00  
UNSOL\_REP= N  
CONFIRM\_TO= 2000  
DNP\_PAIR= Y  
CLS0\_VIEW= Y  
DNP\_CMDNUM= 0  
DNP\_SBONUM= 0  
DNP\_BRNUM= 0

Press RETURN to continue  
DNP\_RBNUM= 8  
PORTID ="ENLACE DNP SICLE"  
BAUD = 9600

**Port communications settings for Port 7**

PORT:1  
DEVICE = S  
CONFIG = Y  
  
PORTID ="2100/369 73510-73520 SISTEMA 2"  
BAUD = 19200  
DATABIT = 8 STOPBIT = 1 PARITY = N  
RTS\_CTS = N XON\_XOFF= Y  
TIMEOUT = OFF

**Port communications settings for Port 8**

PORT:2  
DEVICE = S  
CONFIG = Y  
  
PORTID ="ANG-73520 PR-67-50FI-27"  
BAUD = 19200  
DATABIT = 8 STOPBIT = 1 PARITY = N  
RTS\_CTS = N XON\_XOFF= Y  
TIMEOUT = OFF

### 3.4.7 Configuración de puertos del SEL 2100 Sistema 1.

**Port 3**

PROTO = MB8  
SPEED = 38400 RBADPU= 60 CBADPU= 1000  
RXID = 1 TXID = 2 RXDFLT=00000000  
R1PU = 1 R1DO = 1 R2PU = 1 R2DO = 1  
R3PU = 1 R3DO = 1 R4PU = 1 R4DO = 1  
R5PU = 1 R5DO = 1 R6PU = 1 R6DO = 1  
R7PU = 1 R7DO = 1 R8PU = 1 R8DO = 1

**Port 4**

PROTO = MB8  
SPEED = 38400 RBADPU= 60 CBADPU= 1000  
RXID = 1 TXID = 2 RXDFLT=00000000  
R1PU = 1 R1DO = 1 R2PU = 1 R2DO = 1  
R3PU = 1 R3DO = 1 R4PU = 1 R4DO = 1  
R5PU = 1 R5DO = 1 R6PU = 1 R6DO = 1  
R7PU = 1 R7DO = 1 R8PU = 1 R8DO = 1

**Port 5**

PROTO = MB8  
SPEED = 38400 RBADPU= 60 CBADPU= 1000  
RXID = 1 TXID = 2 RXDFLT=00000000  
R1PU = 1 R1DO = 1 R2PU = 1 R2DO = 1



```
R3PU = 1      R3DO = 1      R4PU = 1      R4DO = 1
R5PU = 1      R5DO = 1      R6PU = 1      R6DO = 1
R7PU = 1      R7DO = 1      R8PU = 1      R8DO = 1
```

**Port 16**

```
PROTO = SEL
SPEED = 19200  BITS = 8      PARITY= N      STOP = 1
T_OUT = 15     T_LINES= 20    AUTO = Y
RTSCTS= N      FASTOP= Y
```

### 3.4.8 Configuración de puertos del SEL 2100 Sistema 2.

**Port 3**

```
PROTO = MB8
SPEED = 38400  RBADPU= 60      CBADPU= 1000
RXID = 1      TXID = 2      RXDFLT=00000000
R1PU = 1      R1DO = 1      R2PU = 1      R2DO = 1
R3PU = 1      R3DO = 1      R4PU = 1      R4DO = 1
R5PU = 1      R5DO = 1      R6PU = 1      R6DO = 1
R7PU = 1      R7DO = 1      R8PU = 1      R8DO = 1
```

**Port 4**

```
PROTO = MB8
SPEED = 38400  RBADPU= 60      CBADPU= 1000
RXID = 1      TXID = 2      RXDFLT=00000000
R1PU = 1      R1DO = 1      R2PU = 1      R2DO = 1
R3PU = 1      R3DO = 1      R4PU = 1      R4DO = 1
R5PU = 1      R5DO = 1      R6PU = 1      R6DO = 1
R7PU = 1      R7DO = 1      R8PU = 1      R8DO = 1
```

**Port 5**

```
PROTO = MB8
SPEED = 38400  RBADPU= 60      CBADPU= 1000
RXID = 1      TXID = 2      RXDFLT=00000000
R1PU = 1      R1DO = 1      R2PU = 1      R2DO = 1
R3PU = 1      R3DO = 1      R4PU = 1      R4DO = 1
R5PU = 1      R5DO = 1      R6PU = 1      R6DO = 1
R7PU = 1      R7DO = 1      R8PU = 1      R8DO = 1
```

**Port 16**

```
PROTO = SEL
SPEED = 19200  BITS = 8      PARITY= N      STOP = 1
T_OUT = 15     T_LINES= 20    AUTO = Y
RTSCTS= N      FASTOP= Y
```

#### **4. Resultados.**

Después de haber realizado las pruebas en conjunto de los equipos, se mostró que el sistema funciona correctamente de acuerdo a lo esperado, las instalaciones fueron inspeccionadas y no mostraron algún defecto, al finalizar la instalación de las protecciones en la subestación nos indica que a futuro no existirán fallas en los sistemas, todo finalizó correctamente conforme al plan que se presentó al principio de la memoria.

Los resultados fueron satisfactorios para todo el departamento, ya que el esquema está funcional y en operación registrando las fallas y no obteniendo operaciones en falso, el cual indica que es un sistema bastante seguro y confiable para la red eléctrica nacional.

## **5. Conclusiones.**

### **Esquema de Protección.**

Las mejoras realizadas dentro del esquema de protección primeramente hay que resaltar la adición al esquema dos relevadores digitales de tecnología superior y año actual, pasando dentro de la PP de un relevador digital SEL-121F a un relevador sel-311C. Se obtiene una respuesta mejor a la selectividad de fallas pues cuenta con lógicas incluidas en sus algoritmos para direccionalidad en la selección de fallas. Se obtiene una respuesta más rápida en la selección de falla, pasando de una velocidad promedio de selección de falla en el relevador SEL-121F de 1.3 ciclos a una selección promedio por parte del relevador SEL-311C de 0.87 ciclos “valor obtenido fallas monofásicas a mitad de la LD para ambos estudios”. Así como mejora en la identificación y selección del tipo de falla. Ya que se integran a los algoritmos del relevador para identificación de fallas, características de Inductancia o Capacitancia de la LD, lo cual provoca errores comunes en la clasificación del tipo de falla “esto para fallas comúnmente bifásicas a tierra”. Se amplió el rango de visualización de fallas ya que la memoria destinada al almacenamiento de eventos fue ampliado en este nuevo modelo de relevador. Se cuenta con monitoreo superior de alarmas del esquema de protección ya que se cuenta con mayor cantidad de variables para monitorear.

### **Esquema de Medición.**

Se cuenta con un medidor de calidad de energía ION-8600 en el cual las lecturas de I's, V's y potencias activas y reactivas se realizan con una precisión superior, la cual es entregada para el monitoreo de potencias salientes y entrantes de la LD, por los supervisores locales y superiores. Además con la entrada del mercado mayorista de energía, este medidor cumple con las características de precisión requeridas en las especificaciones de medidores de Calidad. Se cuenta con una ampliación de supervisión de parámetros de la LD ya que se pueden configurar un número superior de parámetros.

### **Esquema de Control.**

Se cuenta con un sistema redundante de control para el caso de falla en un elemento de control. Se tiene mayor seguridad en operaciones incorrectas de mandos, apertura, cierre de elementos de la Bahía de la LD, al ser la FO el medio de transmisión de mandos, la cual no se induce por voltajes extremos. Se cuenta con un aseguramiento en el sistema de control ya que se ponen permisivos de operación a los mandos de control de elementos de la Bahía. Se reduce la cantidad de cable de control de tramos largos de tablero a gabinetes de campo, ya que se tiene un enlace de fibra óptica. Se cuenta con un monitoreo superior de alarmas del sistema de control y el elemento físico al estar en constante monitoreo por los MES (módulos de entrada/salida).

## 6. Referencias.

<b>Num</b>	<b>Documentos consultados</b>	<b>Fecha de consulta</b>
1	<a href="http://es.scribd.com/doc/51572240/Introduccion-a-los-relevadores-digitales">http://es.scribd.com/doc/51572240/Introduccion-a-los-relevadores-digitales</a>	15/03/2015
2	<a href="http://www.google.com.mx/#q=historia+de+la+evolucion+de+las+p+rotecciones+de+lineas+de+trasnmision&amp;ei=L7mrUbndKcG_0AH_6IAY&amp;start=50&amp;sa=N&amp;bav=on.2,or.r_qf.&amp;fp=a1d873cea3c94a8&amp;biw=1278&amp;bih=660">http://www.google.com.mx/#q=historia+de+la+evolucion+de+las+p+rotecciones+de+lineas+de+trasnmision&amp;ei=L7mrUbndKcG_0AH_6IAY&amp;start=50&amp;sa=N&amp;bav=on.2,or.r_qf.&amp;fp=a1d873cea3c94a8&amp;biw=1278&amp;bih=660</a>	30/03/2015
3	<a href="http://www.fime.uanl.mx/~omeza/pro/PROTECCION.pdf">http://www.fime.uanl.mx/~omeza/pro/PROTECCION.pdf</a>	08/04/2015
4	<a href="http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0144_ME.pdf">http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0144_ME.pdf</a>	17/04/2015
5	<a href="http://cdigital.uv.mx/bitstream/123456789/31207/1/SalasCruz.pdf">http://cdigital.uv.mx/bitstream/123456789/31207/1/SalasCruz.pdf</a>	29/04/2015
6	<a href="http://cdigital.uv.mx/bitstream/123456789/30896/1/RomeroCastellanos.pdf">http://cdigital.uv.mx/bitstream/123456789/30896/1/RomeroCastellanos.pdf</a>	07/05/2015
7	<a href="http://montanux.wikispaces.com/file/view/trafos+de+corriente.pdf">http://montanux.wikispaces.com/file/view/trafos+de+corriente.pdf</a>	19/05/2015
8	<a href="http://gama.fime.uanl.mx/~omeza/pro/SE/5.pdf">http://gama.fime.uanl.mx/~omeza/pro/SE/5.pdf</a>	28/05/2015
9	<a href="http://patricioconcha.ubb.cl/transformadores/transformadores_de_medida.htm">http://patricioconcha.ubb.cl/transformadores/transformadores_de_medida.htm</a>	11/06/2015
10	<a href="http://documents.mx/documents/candacho-gd.html">http://documents.mx/documents/candacho-gd.html</a>	18/06/2015
11	<a href="http://myslide.es/documents/subestaciones-unidad-i.html">http://myslide.es/documents/subestaciones-unidad-i.html</a>	30/06/2015
12	<a href="#">Manuales de los relevadores SEL-2032, SEL-2100, SEL-351, SEL-311 y SEL-2005.</a>	